

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Разработка мероприятий по ремонту магистрального нефтепровода в условиях болот»

УДК 622.692.4.053-049.32(252.6)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Фролова Анна Викторовна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Никulichиков Виктор Кенсоринович	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Ремонт магистрального нефтепровода в условиях болот»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
зам.нач.отдела эксплуатации МН	Федин Дмитрий Владимирович	к.т.н.		

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ООД	Сечин Андрей Александрович	к.т.н., доцент		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОИЯ	Айкина Татьяна Юрьевна	к. филолог. н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н., доцент		

Томск – 2022 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

21.04.01 Нефтегазовое дело Образовательная программа Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК(У)-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК(У)-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК(У)-5	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК(У)-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способность разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области трубопроводного транспорта углеводородов
ПК(У)-2	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в трубопроводном транспорте нефти и газа
ПК(У)-3	Способность оценивать экономическую эффективность инновационных решений в области трубопроводного транспорта углеводородов
ПК(У)-4	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли

ПК(У)-5	Способность участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности
ПК(У)-6	Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
ПК(У)-7	Способность применять современные программные комплексы для проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

_____ _____ А.В. Шадрина
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ01	Фроловой Анне Викторовне

Тема работы:

«Разработка мероприятий по ремонту магистрального нефтепровода в условиях болот»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2022 г. № 39-42/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования являются участки магистральных нефтепроводов [REDACTED] и [REDACTED], проходящие в условиях болот.</p>
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1) Проанализировать виды дефектов и методы ремонта нефтепровода; 2) Рассмотреть современные способы проведения ремонтных работ в условиях болот; 3) Провести расчет нефтепровода на прочность, устойчивость против всплытия; 4) Дать рекомендации по методам ремонта нефтепровода в условиях болот.
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Рисунки и таблицы</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Ремонт магистрального нефтепровода в условиях болот»</p>	<p>Федин Дмитрий Владимирович, зам. нач. отдела эксплуатации МН</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Шарф Ирина Валерьевна, профессор</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Сечин Андрей Александрович, доцент</p>
<p>Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШПИБ</p>	<p>Айкина Татьяна Юрьевна, доцент</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>Разделы на русском языке: реферат, введение, заключение, разделы 1-7, приложение Б.</p>	
<p>Разделы на английском языке: приложение А.</p>	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Никкульчиков Виктор Кенсоринович	к.т.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Фролова Анна Викторовна		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ01	Фролова Анна Викторовна

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на проведение [REDACTED]
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Общая часть.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	[REDACTED]
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	[REDACTED]
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	[REDACTED]

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Таблицы:	
1. Материальные затраты;	[REDACTED]
2. Фонд оплаты труда работающих для установки [REDACTED]	[REDACTED]
3. Фонд оплаты труда работающих для установки [REDACTED]	[REDACTED]
4. Расчет суммы страховых отчислений;	[REDACTED]
5. Расчет амортизационных отчислений [REDACTED]	[REDACTED]
6. Расчет амортизационных отчислений [REDACTED]	[REDACTED]
7. Общая сумма затрат.	[REDACTED]

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Фролова Анна Викторовна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ01	Фролова Анна Викторовна

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело: надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов

Тема ВКР:

Разработка мероприятий по ремонту магистрального нефтепровода в условиях болот	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p>Объект исследования: участки магистральных нефтепроводов [REDACTED], проходящие в условиях болот.</p> <p>Область применения: линейная часть магистрального нефтепровода в условиях болот.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 25.02.2022) 2. ПБ 08624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности 3. ПОТ Р О-112-002-98 Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепродуктов 4. ГОСТ 12.2.003-91 Оборудование производственное. Общие требования безопасности. 5. Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997г. с изменениями от 11.06.2021.
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2. Загазованность рабочей зоны; 3. Повышенный уровень шума. <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Пожаровзрывоопасность; 2. Механические травмы. <p>Расчет системы воздухообмена.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</p>	<p>Атмосфера: испарение фракций нефти. Гидросфера: попадание нефти в водоемы.</p>

	Литосфера: повреждения и загрязнения почв.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:	Возможные ЧС: пожары, наводнения, аварии техногенного характера. Наиболее типичная ЧС: взрыв на трубопроводе.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Фролова Анна Викторовна		

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2021/2022 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.01.2022	Обзор литературы	10
28.03.2022	Сбор данных	15
15.04.2022	Анализ методов ремонта трубопровода в условиях болот	20
29.04.2022	Расчетная часть	15
06.05.2022	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
12.05.2022	Социальная ответственность	10
19.05.2022	Заключение	10
25.05.2022	Презентация	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Никульчиков Виктор Кенсоринович	к.т.н, доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина А.В..	д.т.н, доцент		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 111 с. 22 рис., 15 табл., 45 источников, 2 прил.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, методы ремонта дефектов, ремонтная конструкция, напряженно-деформированное состояние нефтепровода.

Объектом исследования является (ются) участки магистральных нефтепроводов _____, проходящие в условиях болот.

Цель работы – разработка мероприятий по ремонту магистрального нефтепровода в условиях болот.

В процессе исследования проводились _____

В результате исследования были получены _____

Область применения: участки магистрального нефтепровода, проходящие через болота.

Экономическая эффективность/значимость работы: методика расчета напряженно-деформированного состояния нефтепровода снижает затраты при проведении мониторинга состояния нефтепровода и способствует предотвращению аварийного состояния нефтепровода.

					Разработка мероприятий по ремонту магистрального нефтепровода в условиях болот			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.		Фролова А.В.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В.К.					10	111
Рук. ООП		Шадрина А.В.						
						НИ ТПУ ИШПР ГРУППА 2БМ01		

Сокращения и обозначения

В настоящей выпускной квалификационной работе применены следующие сокращения и обозначения:

КРП – камера ремонтная поворотная;

КСУ – канатно-скреперная установка;

МДП – мобильное дорожное покрытие;

МН – магистральный нефтепровод;

НДС – напряженно-деформированное состояние;

РГК – ремонтная герметичная камера;

СРДП – сборно-разборное дорожное покрытие;

УБО – утяжелитель бетонный охватывающий;

УТК – утяжелитель железобетонный кольцевой;

УЧК – утяжелитель чугунный кольцевой.

					<i>Разработка мероприятий по ремонту магистрального нефтепровода в условиях болот</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		Фролова А.В.			<i>Сокращения и обозначения</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Никульчиков В.К.					11	111
<i>Рук. ООП</i>		Шадрина А.В.						
						<i>НИ ТПУ ИШПР ГРУППА 2БМ01</i>		

Оглавление

Введение	14
1 Характеристика исследуемого района [REDACTED]	16
1.1 Физико-географическая характеристика района работ	16
1.2 Классификация болот	18
2 Исследование дефектов на магистральном нефтепроводе	20
2.1 Классификация дефектов	20
2.2 Дефекты магистрального нефтепровода в условиях болот	21
2.3 Методы ремонта нефтепровода	23
3 Ремонт магистрального нефтепровода в условиях болот	28
3.1 Применения дорожных покрытий	28
3.2 Способы разработки ремонтного котлована	31
3.3 Применение герметичных камер	36
3.4 Машины для работы в условиях болот	39
4 Расчетная часть	43
4.1 Определение толщины стенки нефтепровода	44
4.2 Проверка трубопровода на прочность	46
4.3 Расчет на устойчивость трубопровода против всплытия	47
5 Разработка мероприятий по ремонту МН в условиях болот	52
6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	53

					<i>Разработка мероприятий по ремонту магистрального нефтепровода в условиях болот</i>				
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>					
<i>Разраб.</i>		<i>Фролова А.В.</i>			Оглавление		<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никульчиков В.К.</i>						12	111
<i>Рук. ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					НИ ТПУ ИШПР ГРУППА 2БМ01		

7	Социальная ответственность	54
7.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	54
7.2	Производственная безопасность	56
7.3	Экологическая безопасность	62
	Заключение	65
	Список публикаций студента	66
	Список используемых источников	67
	Приложение А.....	71
	Приложение Б	83

Введение

Трубопроводный транспорт является важнейшим сектором в нефтегазовой отрасли России и играет важную роль в современной экономики, поскольку от транспортировки нефти зависит состояние топливно-энергетического комплекса страны.

В современном мире невозможно представить транспортировку нефти без использования высокотехнологичных процессов. Однако необходимо постоянно поддерживать состояние магистральных нефтепроводов в соответствии с требованиями промышленной безопасности, ввиду того что с течением времени происходит процесс старения, состояние участков трубопровода ухудшается, появляются повреждения в местах дефекта металла, образованные при изготовлении.

Для безопасной эксплуатации нефтепроводов необходимо проводить оценку технического состояния трубопроводов, поскольку они являются опасными производственными объектами и отказ в работе может привести к серьезным последствиям, включая простой всего магистрального нефтепровода. Решением по обеспечению безотказной работы трубопровода является проведения ремонтных работ.

Однако проведения ремонтных работ усложняется в районах Севера и Сибири, поскольку в данных местах трубопроводы проложены через болота. Ремонт трубопроводов в условиях болот усложняется по причине слабонесущих грунтов, обводненности территории, сложности доставки материалов и специальной техники к месту ремонтных работ, а также влияние сурового климата в данных районах. Данные затруднения требуют специального подхода в проведении ремонтных работ для исключения возникновения отказов и бесперебойного функционирования на

					<i>Разработка мероприятий по ремонту магистрального нефтепровода в условиях болот</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Фролова А.В.</i>			Оглавление	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никульчиков В.К.</i>					14	111
<i>Рук. ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						
						НИ ТПУ ИШПР ГРУППА 2БМ01		

магистральных нефтепроводах в условиях болот. В связи с этим, решение проблем, связанных с потерей проектного положения трубопровода путем совершенствования технологий и разработкой мероприятий по ремонту является актуальной темой для работы.

В этой связи целью магистерской диссертации является разработка мероприятий по ремонту магистрального нефтепровода в условиях болот.

Для обеспечения достижения поставленной цели диссертационной работы, поставлены следующие задачи:

- 1) Изучение нормативно-технической документации и научных статей в области проведения ремонтных работ в условиях болот;
- 2) Анализ дефектов и методов ремонта нефтепровода;
- 3) Рассмотрение современных способов проведения ремонтных работ в условиях болот;
- 4) Расчет трубопровода на прочность, устойчивость против всплытия;
- 5) Анализ использования предложенных методов ремонта трубопровода в условиях болот.

1 Характеристика исследуемого района

1.1 Физико-географическая характеристика района работ

Исследуемый для ремонта участок магистрального нефтепровода находится в , на расстоянии от Томска . располагается в районе города .

Данный район находится к приравненным районом Крайнего севера в поле дискомфорта с суровой зимой и жарким летом. Поэтому климат в данном районе резко-континентальный, $-1,5^{\circ}\text{C}$ среднегодовая температура, максимальная температура $+35^{\circ}\text{C}$, июль – самый жаркий месяц. Минимальная температура -56°C , февраль самый холодный месяц.

На северо-востоке месторождения в находится районной центр до , который является базовым городом для нефтяников и города расстояние составляет .

На территории месторождения и вблизи района отсутствуют железные дороги, поэтому значительная часть груза осуществляется по рекам Васюган и Обь в навигационный период. В весенний период на территории наблюдается половодье – время, когда максимальные расходы и уровни воды.

В другой период времени через поселки доставка груза осуществляется по зимнику, а в конце апреля протекает вскрытие рек и подъем уровня воды, причем максимальный уровень достигается в середине мая. До конца июля происходит спад половодья.

Несмотря на большое количество осадков в середине летнего периода наступает летняя межень (середина июля), количество воды в это время низко. Объясняется это причиной транспирации, испарения выпавших осадков и

					Разработка мероприятий по ремонту магистрального нефтепровода в условиях болот			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.	Фролова А.В.				Характеристика исследуемого района [Redacted]	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Никульчиков В.К.						16	111
Рук. ООП	Шадрина А.В.							
						НИ ТПУ ИШПР ГРУППА 2БМ01		

поглощением растительности. Однако в дождливый осенний период такой процесс прекращается и уровень грунтовых вод поднимается после осенних дождей и все больше насыщается влагой зона аэрации. А при сокращении осадков по сравнению с летом в предледоставный период приходятся самые высокие паводки, как правило в период глубокой осени (октябрь и ноябрь). Таким образом, в феврале выпадает наименьшее количество осадков, а в августе наибольшее. За год среднее количество осадков равно 588 мм год.

Помимо зимняка в районе месторождения находится дорога с бетонным покрытием, которая соединяет его с посёлками. Вахтовым поселком является [REDACTED], который соединяется с [REDACTED] автомобильной дорогой и с [REDACTED] имеет воздушный транспорт.

Рельеф местности района магистрального нефтепровода составляет заболоченную слаборасчленённую равнину, покрытую смешанным лесом.

Абсолютные отметки местности от плюс 80 до плюс 140 м. Отметки свыше 125 м плоских водораздельных поверхностей представляют собой верховные выпуклые болота, которые дают начало гидрографической сети.

Преобладают в данном районе низинные и переходные торфяные болота, мощность которых достигает 1-2 м.

В некоторых частях располагаются болота переходного типа: в таких как нижние участки склонов водораздельных поверхностей и надпойменные террасы. Болота низинного типа и старицы располагаются на поймах речных долин в рассматриваемом районе.

Таким образом, рельеф местности большей частью представляет собой заболоченную плоскую поверхность, что усложняет проведения работ на участках магистрального нефтепровода [REDACTED]. Поверхность района заболачивается по причине слабо расчлененного рельефа, что является типичным для [REDACTED] области болотообразовательным процессом. Территория муниципального образования состоит из 22% заболоченной равнины.

					Характеристика исследуемого района [REDACTED]	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Помимо торфа в качестве полезных ископаемых находится керамзитное сырье, строительный песок и кирпичная глина.

Характеристики рассматриваемого участка описывают местность как неблагоприятную для проведения работ в данном районе, особенно некомфортным является период с октября по июнь, когда в течение восьми месяцев обуславливается продолжительный холодный климат с отрицательной температурой, ветрами до 6 м/сек. Однако проведения работ в зимнее время необходимо, поскольку плановые ремонтные работы целесообразнее проводить зимой, учитывая рельеф местности, представляющий собой водную и болотную поверхность в летней период времени, что значительно усложняет проведения работ.

1.2 Классификация болот

Не имеющий торфяного слоя участок, покрытый водой, называется обводненный.

Заболоченным участком называется водонасыщенный участок земной поверхности, покрытый слоем торфа мощностью менее 0,5 м.

Участок, имеющий избыточно-увлажненную земную поверхность с торфяным слоем мощностью более 0,5, называется болотом.

Согласно СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» [1] зависимости от несущей способности болота классифицируются следующим образом:

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

Второй тип – болота, заполненные торфом, предполагающие работу и перемещение строительной техники только по щитам или другим

					Характеристика исследуемого района [REDACTED]	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
					[REDACTED]	18

специальным средствам, способным уменьшить давления на поверхность залежи до 0,01 МПа.

Третий тип – болота, заполненные растекающимся торфом и водой с повсеместной плавающей торфяной коркой, на которых можно использовать только технику с плавучих средств или специальную технику на понтонах.

В зависимости от водно-минерального питания болота делятся на:

- 1) Верховые;
- 2) Переходные;
- 3) Низинные [2].

2 Исследование дефектов на магистральном нефтепроводе

2.1 Классификация дефектов

Снижение вероятности безотказной работы трубопровода зависит от наличия дефектов на нем, что в свою очередь является характеристикой надежности трубопроводных систем, поэтому важно своевременно определять образование и накопление дефектов на участках трубопроводов для дальнейшего решения о ремонте или замена подверженного участка.

Дефекты трубопроводных конструкций подразделяются на дефекты стенок трубопровода, сварного шва и геометрии трубы, а также дефекты включают в себя недопустимые конструктивные элементы [3].

Такие дефекты как вмятина, гофр и сужение относятся к дефектам геометрии трубы. Данные дефекты влияют на изменения формы трубопровода и его проходного сечения.

Дефекты в зоне около сварных швов и на самих сварных швах относятся к дефектам сварного шва, в число которых относятся следующие виды дефектов:

- 1) Несплавления, которые представляют собой дефекты сплошности металла;
- 2) Косой стык;
- 3) Трещина;
- 4) Поры и шлаковые включения, наплыв;
- 5) Разная толщина стыкуемых труб с отношением толщин стенок $>1,5$;
- 6) Аномалия, которая представляет собой отклонения размера швов от требований;
- 7) Смещение кромок [3].

					<i>Разработка мероприятий по ремонту магистрального нефтепровода в условиях болот</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Фролова А.В.</i>				Исследование дефектов на магистральном нефтепроводе	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Никучиков В.К.</i>						20	111
<i>Рук. ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>					НИ ТПУ ИШПР ГРУППА 2БМ01		

В число дефектов стенки трубопровода входят такие дефекты как потеря металла, расслоение, риска, уменьшение толщины стенки. Данные дефекты влияют на изменение толщины стенки и ее структуры [4].

Детали не заводского изготовления, в число которых входят заглушки, отводы, тройники, переходники, относятся к дефектам в виде недопустимых соединительных деталей.

Для описания дефекта необходимо по результатам проведенной диагностики определить:

- 1) тип дефекта и его особенности;
- 2) уточнить тип дефекта при наличии;
- 3) признак расположения на сварной шве секции;
- 4) признак наличия дополнительного дефекта;
- 5) признак проведенного выборочного ремонта.

Причины появления дефектов трубопровода различны. Любое несоответствие нормам регламентов будет являться дефектом. Возникновение возможно из-за дефектных листов, используемых для изготовления труб. Такие дефекты будут проявляться в виде расслоений, неметаллических включений. На этапе изготовления трубопровода возможны дефекты в ходе сварки. И поверхностные дефекты в виде смещений, угловатости кромок и овальности. В ходе строительно-монтажных работ при несовершенной технологии работ (при транспортировке, сварке, монтаже) возможно появление вмятин, трещин, задир. Классификация дефектов и их характеристики приведены в Приложении Б.

2.2 Дефекты магистрального нефтепровода в условиях болот

Устойчивость наряду с прочностью является одним из наиболее важных свойств характерных для МН. Под устойчивостью понимают свойства объекта трубопроводного транспорта сохранять свои проектные параметры в том числе проектное положение.

					<i>Исследование дефектов на магистральном нефтепроводе</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

В зависимости от сочетания воздействия внешних нагрузок подразумевают устойчивость продольную (общая устойчивость), устойчивость поперечного сечения трубы, устойчивость против всплытия. Потеря устойчивости и последующее всплытие трубопровода возможно на обводненных территориях и болотах.

На настоящий момент одним из актуальных вопросов является ремонт всплывших участков магистрального нефтепровода, расположенных на болотах. Потеря стабильного положения нефтепроводов на предназначенных отметках, как правило, обусловлена нарушением условий проекта в части балластирования (снижение количества утяжелителей).

Данное отклонение через некоторое время провоцирует потерю продольной и поперечной устойчивости, выпучивание зон нефтепроводов с опрокидыванием ж/б утяжелителей, а также формирование множественных арок и провисаний. Помимо того, летом по причине нагрева труб солнцем длина всплывших и оголенных зон в горизонтальной плоскости существенно возрастает [5].

При эксплуатации трубопровода в условиях болот на трубопровод с перекачиваемым продуктом действует выталкивающая сила воды (сила Архимеда). Чем больше плотность или удельный вес воды, тем больше выталкивающая сила и тем больше вероятность потери устойчивости подземного трубопровода. Для обеспечения устойчивого положения в подобных условиях эксплуатации применяют различные конструкции балластирующих и закрепляющих устройств. Выбор конструкции и способы монтажа зависят от

- инженерно-геологических условий;
- грунтовых условий и рельефа местности;
- параметра водоема и уровня грунтовых вод;
- технико-экономических показателей;
- сезона проведения работ.

В связи с этим, трубопроводы, требующие обеспечения устойчивости на болотах против всплытия, проектируются с учетом данных особенностей. Но при этом расчет на устойчивость против всплытия не учитывает продольные усилия в нормативно-технической документации.

Следственно, во время эксплуатации трубопровода в условиях болот возможно потеря продольной устойчивости, а также продольно-поперечные перемещения участка трубопровода под воздействием внутреннего давления и положительного перепада температуры.

Также сохранения устойчивого положения усложняется на протяженных участках трубопроводов в условиях болот на северных и сибирских регионах, поскольку там встает проблема пойменных участков и перепады температуры достигают значительных величин.

Помимо перечисленных причин, проблемой является размыв грунта над трубопроводами, который также влияет на изменение пространственного положения трубопровода на болотах и как следствие потеря стабилизации его положения, которое в ходе эксплуатации приводит к уменьшению продольного критического усилия.

Таким образом, необходимо решение проблем, связанных с потерей проектного положения на стадии строительства и ремонта участков трубопроводов в условиях болот путем усовершенствования технологий.

2.3 Методы ремонта нефтепровода

В зависимости от размера, типа и места образования дефекта применяют для их устранения такие методы ремонта как:

- 1) Шлифовка;
- 2) Заварка;
- 3) Установка ремонтной конструкции (муфты, патрубки);
- 4) Вырезка дефекта (замена «катушки» или замена участка).

Восстановление поверхности трубопровода до гладкой формы путем снятия слоя металла в месте присутствия дефекта является методом ремонта

					<i>Исследование дефектов на магистральном нефтепроводе</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23

шлифовка, который достигается путем шлифования дефектного слоя трубы, то есть снятия этого слоя металла. Данный метод может быть осуществлен, если глубина дефекта не превышает 20% толщина стенки ремонтируемого нефтепровода, а при наличии дефекта глубже должен быть использован другой метод, поскольку такой участок не может быть зашлифован согласно нормативной документации [4].

Данный метод ремонта может быть использован для таких дефектов как трещины, дефекты сварного шва в виде пор, выходящих на поверхность. Также шлифование может быть применено при аномалии и потери металла в виде рисок или коррозии.

При использовании метода шлифовки дефектов сварного шва, а именно тех мест, где приварены шунтирующие перемычки или старые контрольно-измерительные колонки, шлифование выполняется до единой поверхности с трубопроводом.

Участок, который ремонтируется посредством шлифовки, обязан проходить магнитопорошковый, визуальный контроль или контроль с помощью цветной дефектоскопии. Также поверхность, которую подвергает шлифованию, необходимо сделать плавной формы по окончанию работ, снизить концентрацию напряжений и проверить остаточную толщину стенки, которая должна составлять не менее 80% от номинальной.

Метод заварки дефектов заключается в ремонте толщины стенки трубопровода путем наплавки дефектов сварного шва и при потерях металла.

Данный метод используется только в случаях, когда остаточная толщина стенки будет от 5 мм и более, а также запрещено проводить заварку дефектов при незаполненном трубопроводе и наличии более, чем 0,1 МПа избыточного давления.

По окончанию данных работ трубопровода ремонтируемый участок должен иметь ровную поверхность и быть усилен с плавным переходом к основному участку трубопровода не более, чем на 1 мм. А также

					<i>Исследование дефектов на магистральном нефтепроводе</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		24

ремонтируемый дефект после наплавления металла необходимо обработать путем шлифования.

Данный метод подвергается таким же визуальным контролям, как и метод шлифовки, а именно должен быть осуществлен контроль визуальный, ультразвуковой или магнитопорошковый. Необходимо убедиться, что на ремонтируемом участке нет следов коррозии. Для этого должны быть зачищены место повреждения и участки в радиусе не менее двух диаметров [6].

Вырезкой дефекта является метод ремонта, который основан на вырезки участка или секции и последующей заменой данного участка с дефектом на катушку, которая является без дефектов и не допускается с наличием трещин, рисок, вмятин и закатов [7].

Данный метод ремонта может использоваться, когда невозможно при использовании муфт обеспечить необходимую степень восстановления трубопровода или же при наличии длины трубы с дефектом, которую будет экономически нецелесообразно ремонтировать методом установки муфт. Также метод используется при наличии у трубопровода сужения проходного диаметра, которое может достигать недопустимых размеров.

Для возможности использования данного метода, перед началом работ необходимо обработать дефектную поверхность, для этого с ремонтируемого участка должны быть удалены все изоляционные покрытия.

Также перед началом работ необходимо определить параметры дефекты и его тип с помощью дефектоскопического контроля для выбора точной конструкции, необходимой именно для данного ремонтируемого участка. Данным методом не могут быть допущены муфты с наличием на них задиров, вмятин, трещин и других дефектов. Сами муфты не могут быть больше толщины стенки трубопровода на 20%.

Ремонт методом установки муфт может быть осуществлен путем остановки перекачки, а также без остановки, но при давлениях, которые будут равны наименьшему из давлений: давление из условий технологии по

установке данным методом или давлением, которое обеспечивает безопасность работ.

Данный метод не может быть использован, если в стенках ремонтируемого участка в результате проверки присутствуют дефекты. Также не допускается использование ремонта при подъеме и опускании трубопровода и наличии давления в трубопроводе более 2,5 МПа.

При использовании данного метода ремонта, устанавливаемая муфта, в зависимости от типа, должна иметь ряд условий. Муфта:

- выбирается исходя от длины дефектного участка и должна перекрывать данное место не менее чем на 100 мм от края;

- выбирается согласно требованиям технологии на установку муфт в зависимости от типа;

- у галтельной муфты с короткой полостью, в которой должен находиться поперечный сварной шов выбранного дефекта, длина не может быть более 100 мм;

- у удлиненной галтельной муфты длина цилиндрической части должна быть не более $1,5D_n$;

- у композиционной муфты используемые материалы необходимо испытывать и устанавливать согласно технологии композитно-муфтовой [4].

Данный метод ремонта обязывает использование муфт, сварные швы которых проконтролированы радиографическим или визуальным методами, а при установке на трубопроводе прошедшие ультразвуковой контроль, магнитопорошковый или визуальный.

Таким образом, общая характеристика методов ремонта приведена в таблице 1.

					Исследование дефектов на магистральном нефтепроводе	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

Таблица 1 – Методы ремонта трубопровода

Методы ремонта	Описание метода ремонта	Условие проведения ремонта
Шлифовка	Снятие в зоне дефекта путем шлифования слоя металла для восстановления плавной формы поверхности стенки трубы	20% глубины от номинальной толщины стенки
Заварка	Восстановление толщины стенки трубы в местах потери металла и сварного шва методом наплавки	Остаточная толщина стенки трубы не менее 5 мм
Установка ремонтной конструкции	Установка конструкции (муфты, патрубка) на трубопроводе для ремонта дефекта	Применение следующих муфт: – композитные – обжимная приварная – гальтельная также: – патрубки – муфтовый и разрезной тройник –герметизирующий чоп
Вырезка	Вырезка секции или участка секции с дефектом из трубопровода и замена бездефектной катушкой	Невозможность обеспечить необходимую степень восстановления трубопровода путем муфты

3 Ремонт магистрального нефтепровода в условиях болот

Выборочный и капитальный ремонт в обводненной и заболоченной местности обычно производят в зимний период, поскольку, в данное время удобно проводить подготовительные и земляные работы.

Однако особые сложности появляются в процессе ликвидации аварий на трубопроводах в условиях болот, поскольку в этом случае ремонт необходимо будет проводить незамедлительно, даже в летний период.

Сложностью проведения ремонта в летнее время на болотах обуславливается грунтово-геологическими условиями и малой несущей способности. На болотных местностях необходимо сооружать рабочие площадки и подъездные пути.

Самая большая доля ремонтных работ на болотах в отношении трудоемкости приходится на проведение операций подготовительных, обеспечение доступа к поврежденному участку трубопровода и подъезда к месту проведения ремонтных работ, поэтому далее будут рассмотрены особенности проведения земляных работ и разработка ремонтного котлована.

3.1 Применения дорожных покрытий

Для того чтобы приступить к земляным работам необходимо провести подготовку специальной площадки для проведения ремонта трубопровода, обеспечить проезд техники к нефтепроводу.

В связи с низкой несущей способностью грунта на заболоченных участках одной из основных задач является обеспечение проходимости используемой техники.

					Разработка мероприятий по ремонту магистрального нефтепровода в условиях болот			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.	Фролова А.В.				Ремонт магистрального нефтепровода в условиях болот	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Никульчиков В.К.						28	111
Рук. ООП	Шадрина А.В.					НИ ТПУ ИШПР ГРУППА 2БМ01		

Секция СРДП используется в качестве временной дороги для прохождения тяжелой техники по болотам взамен лежнёвки. При этом используются трубы бывшие в употреблении, демонтированные со старых трасс трубопровода. Три трубы длиной по 6 м, заваренные с торцов листовым металлом толщиной от 8 до 10 мм оснащенные крепежными и грузоподъёмными элементами составлены в понтоны, которые последовательно укладывает экскаватор впереди себя продвигаясь таким образом и оставляя за собой временную дорогу.

Но поскольку болота представляют собой сложные инженерно-геологические условия для возведения дорожных покрытий то необходимо рассмотрение инновационных решений организации временных автомобильных дорог для проезда техники к ремонтируемому участку.

Одним из таких решений являются композиционные дорожные покрытия многоразового использования (рисунок 3.1), изготовленные из полимерных композиционных материалов [8].

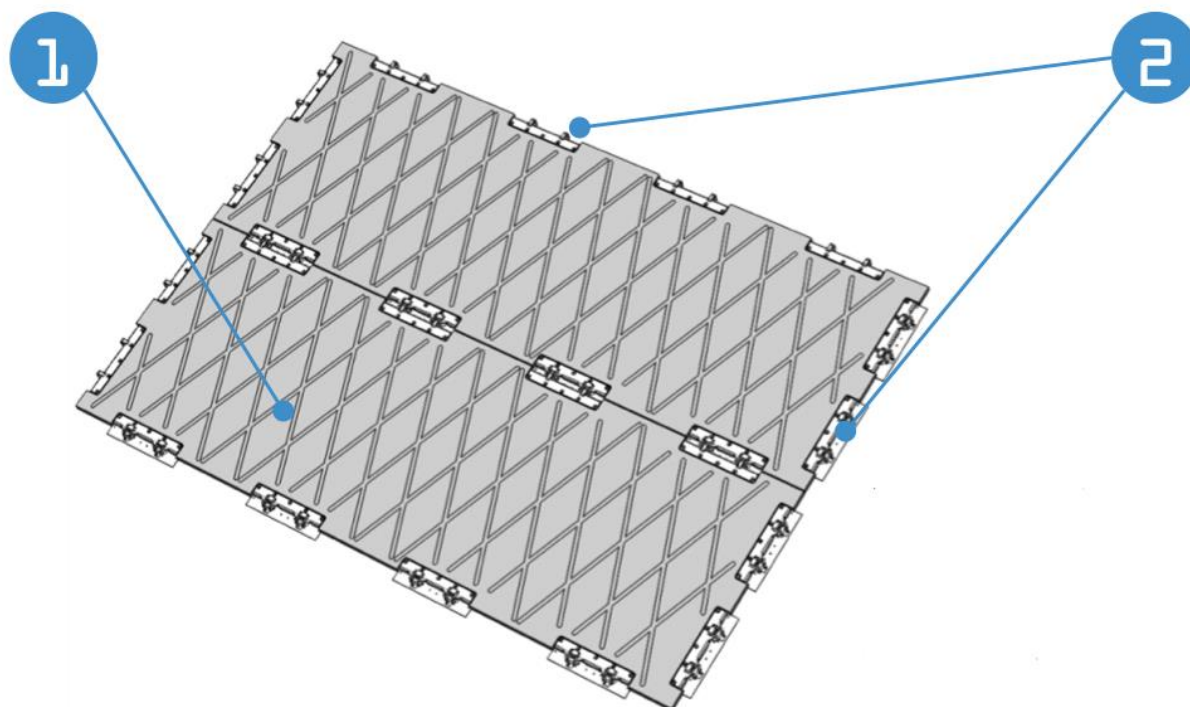


Рисунок 3.1 – Композиционное дорожное покрытие

Композиционные дорожные покрытия, изготовленные из полимерных композиционных материалов, представляют собой плиты с установленными на них замковыми устройствами, которые позволяют быстро возвести временные дороги и строительные площадки на участках со сложными геологическими условиями (болота I и II типов).

Размеры таких дорожных покрытий составляют 6000x2000 мм, масса 560 кг.

Применение покрытий позволяет значительно снизить потребность в использовании технических средств и материалов для подготовки дорожного основания.

Унифицированные замковые соединения обеспечивают надежное скрепление плит в сплошное полотно в течении всего периода эксплуатации дороги. Среднее время монтажа плит бригадой из двух рабочих составляет не более 6 мин.

Применения данной конструкции было проверено на Горьковском РНУ АО «Транснефть-Верхняя Волга» в апреле 2015 года. Технологический проезд с применением сборно-разборных дорожных покрытий подтвердил свою работоспособность. Повреждений поверхности плит и замковых устройств, препятствующих их последующему применению, не было зафиксировано [8].

					<i>Ремонт магистрального нефтепровода в условиях болот</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		30

3.2 Способы разработки ремонтного котлована

До начала работ по разработке ремонтного котлована необходимо определить место вскрытия трубопровода, уточнить размеры, произвести разбивку границ котлована по принятым размерам относительно оси трубопровода [10].

При разработке ремонтного котлована особое внимание следует уделить вопросу предотвращения несчастных случаев от обвалов стенок котлована, устойчивость которых, как правило, не превышает несколько дней.

На болотах I и II ремонтный котлован может быть сооружен одним из способов:

- с креплением стенок котлована (таблица 2);
- комбинированным методом: с креплением стенок котлована и устройством дренажного отвода воды.

Таблица 2 – Способы крепления стенок ремонтного котлована

Крепление стенок ремонтного котлована			
1		2	3
Крепление шпунтами		Забивка деревянных свай	Крепление с помощью пенополиуретановой композиции
Деревянными	Металлическими		
– с одной стороны паз, с другой соответствующий ему выступ		– забивка в два ряда на расстоянии 15- 20 см	– использование пенополиуретановой композиции с
Недостаток: искривление стенок, остановки работы		Недостаток: низкая производительность	вырезанием отдельных застывших блоков

Без надежного крепления стенок котлована его стенки могут осыпаться, особенная проблема может возникать на участках трубопровода, проходящих через болота, поскольку в таких условиях возможен приток грунтовых вод. Из таблицы 2 видно, что крепление стенок может производиться деревянными либо металлическими шпунтами, а в случае их отсутствии могут быть использованы деревянные сваи. Таким образом, в соответствии с проектом производится крепление стенок котлована, используемого для ремонта участка.

Установка шпунтового ограждения производится после уточнения положения и глубины заложения трубопровода. В нижней части шпунт выполняется под конус, в верхней части устанавливается швейлер или уголок для распределения нагрузки и погружений. Для строповки делаются два технологических отверстия.

При монтаже шпунтового ограждения установка стоек и шпунтов (захват, перемещение, подъем и установка) в грунт производится с помощью вибропогружателя без участия людей. Помимо вибропогружателя при монтаже шпунтов могут быть использованы гидро и вибромолоты, а также забивка может производиться с применением ручной электротрамбовки, то есть механизированных методом.

Металлический шпунт предназначен для крепления стенок котлована, который предотвращает обрушение грунта в рабочий котлован и затягивание котлована от торфяной и грунтовой массы.

Шпунт монтируется по периметру внешней стороны шпунтового ограждения выпуклой стороной наружу. Помимо шпунтов могут быть использованы сваи для укрепления стенок котлована, которые должны монтироваться вплотную друг к другу по периметру всего ремонтного котлована. При забивке свай в два ряда расстояние между ними должно быть от 15 до 20 см, а между рядами забиваемых шпунтов должна находиться глина, которая трамбуется ручными трамбовками. Однако такой метод укрепления

					<i>Ремонт магистрального нефтепровода в условиях болот</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34

стенок котлована используется редко по причине низкой производительности в связи с применением ручного труда.

Также укрепление стенок котлована может производиться деревянными шпунтами, которыми создается сплошная стенка у ремонтного котлована с помощью соединения между собой с одной стороны паза и выступа с другой стороны, который входят последовательно друг в друга. Для монтажа деревянных шпунтов может быть использован пневмопробойник «крот», который позволяет совершать ударную забивку за счет импульса. Однако такой метод имеет ряд недостатков в виде искривления стенок и остановки забивки в следствии торможения из-за остатка древесины, находящейся на заболоченных участках.

Однако существует устройство УП-1 (рисунок 3.3) с наличием гидроцилиндров, которое позволяет забивать шпунты за счет срезания древесных остатков в случае попадания их на своем пути во время забивки шпунтов.

Разработка ремонтного котлована в грунтах с высоким уровнем грунтовых вод осуществляется с понижением уровня воды способом открытого водоотлива, дренажа с применением иглофильтровых установок.

Для водоотливов в котловане обустраивается приямок глубиной 1 м.

Для предотвращения перетока болотной массы и поверхностных вод в котлован вокруг него создается земляное обвалование. По мере откачки и снижения уровня грунтовых вод подготавливается ремонтный котлован. Откачка воды и откачка болотной массы должна проводиться непрерывно. После окончания вскрытия ремонтного котлована производится операция по необходимому ремонту. После окончания работ производится засыпка ремонтного котлована, производится сбор шпунтов. Все работы выполняются в соответствии с нормативной документацией.

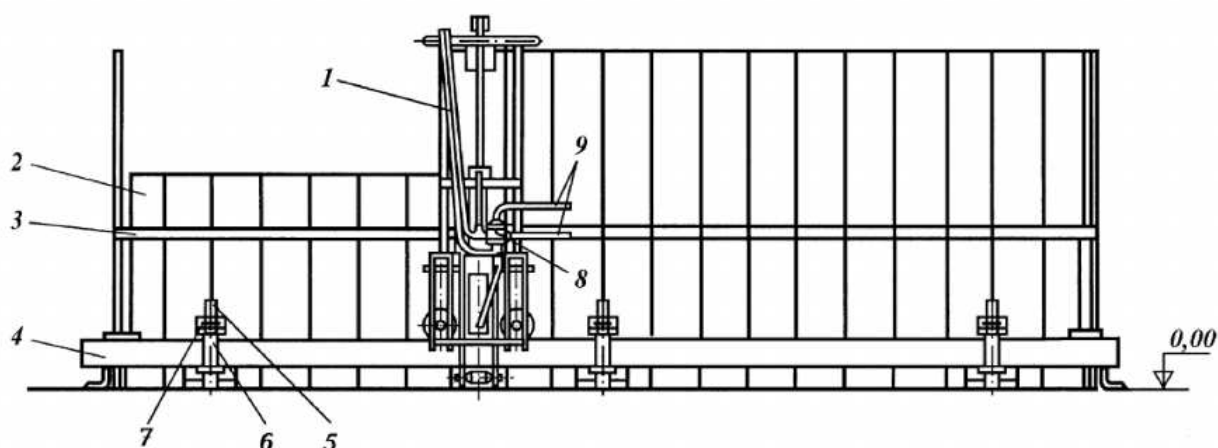


Рисунок 3.3 – Устройство для погружения шпунтов УП-1:
 1 - механизм для погружения; 2 - шпунт; 3 – верхняя балка; 4 - рама;
 5 - анкер; 6 - кронштейн; 7 - хомут; 8 - гидрораспределитель; 9 - высокого давления рукав

Укрепить стенки котлована можно с помощью ввода пенополиуретановой композиции в болотную массу (рисунок 3.4).

Для укрепления стенок ремонтного котлована данным методом необходимо погрузить в заболоченный участок подключенные к гребенке вертикальные трубы. Далее под давлением необходимо ввести пенополиуретановую композицию из специально подготовленной рядом емкости в установленные трубы, в следствии чего в котловане будет вытесняться болотная масса, а пенополиуретановая композиция полимеризоваться в течении 10 минут и увеличиваться в объемах [11].

После застывания и образования твердой массы вырезаются отдельные блоки и удаляются для разработки ремонтируемого котлована.

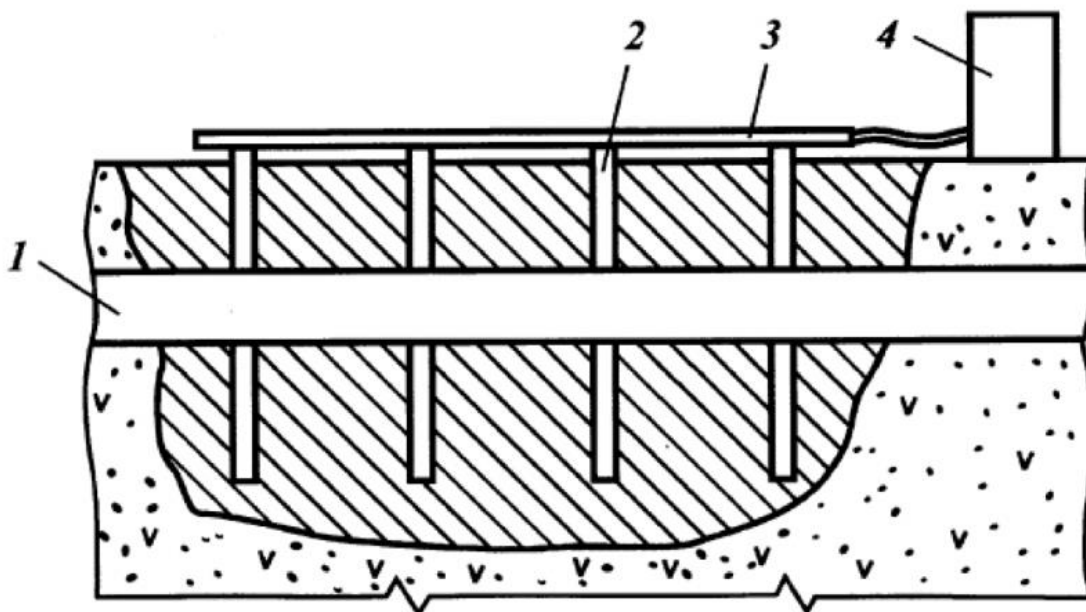


Рисунок 3.4 – Укрепление котлована с помощью пенополиуретановой композиции:

1 – трубопровод, 2 – труба, 3 – гребенка, 4 – емкость

Также выработку грунта из котлована можно осуществлять путем образования по его контуру водонепроницаемой перемычки при заморозке. Существует два основных способа: замораживание грунта рассольным способом и низкотемпературное замораживание с использованием жидкого азота. Его можно использовать в болотах I и II типа взамен метода с использованием шпунтов.

Жидкий азот используется при строительстве шахт, тоннелей, метрополитенов для заморозки грунта и создания плотной, водонепроницаемой оболочки.

Замораживание грунта рассольным способом осуществляется с помощью хладагента в виде охлаждённого рассола.

По сравнению с рассольным способом замораживания грунтов аммиачными или фреоновыми холодильными установками замораживание жидким азотом имеет следующие преимущества:

1. Холод для замораживания грунтов производят без применения на объекте замораживания специальной холодильной установки. Его заменяют баллонами или цистернами с жидким азотом.

2. Замораживание грунтов осуществляется без применения рассольных насосов и без потерь холода в них.

3. Время, затрачиваемое на подготовительные работы к замораживанию грунтов жидким азотом, значительно сокращается.

4. Низкая температура кипения (испарения) жидкого азота обеспечивает минимальное время, необходимое на замораживание грунта.

Технология проведения работ заключается в замораживании грунта с помощью хладагента жидкого азота, который поступает в замораживающие колонки, соединенный последовательно между собой, где происходит испарение азота и последовательное поступление его в следующие колонки.

Однако данный метод имеет ряд недостатков, таких как сложное проведения подготовительных работ, продолжительное время замораживание, а также высокая стоимость использования данного метода, в связи с чем данный метод укрепления стенок ремонтного котлована не приобрёл высокого распространения и не стал широко применим в ремонтных работах.

3.3 Применение герметичных камер

Ремонтные герметичные камеры (РГК) необходимо применять на болотах, где откачка болотной массы и воды из котлована затруднена другими методами, поскольку, например, на болотах III типа и в сильно переувлажненных грунтах невозможно создать ремонтный котлован при помощи шпунтовых ограждений.

Для решения данной проблемы используют различные конструкции герметичных камер.

Ремонтные камеры типа КРП предназначены для подготовки сухого котлована на ремонтируемом участке трубопровода при проведении аварийно-восстановительных работ дефектного трубопровода, особенно на

нефтепроводах, проложенных преимущественно в топких, болотистых местах, переувлажненных слабых грунтах.

Для трубопровода с условным диаметром 1200 мм применяется КРП с габаритными размерами [REDACTED] мм и массой камеры [REDACTED] т (рисунок 3.5).



Рисунок 3.5 – Камера ремонтная поворотная

Камера ремонтная поворотная предназначена для использования в качестве водозащитной камеры в ремонтном котловане при производстве работ на трубопроводе, проложенном в болотах, транспортирующих сырую нефть.

Камера применяется при ремонте изоляции трубопровода, поверхностных дефектов и накладке муфт. В случаях ремонта трубопровода с вырезкой катушки камера устанавливается на трубопровод после вырезки катушки и обеспечения соосности и неподвижного положения разрезанных концов труб.

Она может быть использована также в процессе строительства трубопроводов при стыковке концов труб, врезке отводов и т.п. в болотах и других участках трасс, при поступлении воды в рабочий котлован.

КРП представляет собой аппарат, состоящий из трех основных частей: короба, поворотного дна и съемной крыши. Дно устанавливается на ремонтируемый участок трубы и при помощи винта колесом дно центрируется и зажимается на ремонтируемой трубе. При помощи подъемного устройства дно поворачивается на трубе на 180° . На дно устанавливается короб. Для герметизации зазоров между дном, коробом и ремонтной трубой в камере установлены прокладки. Для работы в камере при атмосферных осадках устанавливается легкая разборная крыша.

Для полной откачки из внутренней полости камеры данной текучей среды в условиях болот возможна с помощью коллекторов с приямками.

В условиях болот необходимо использовать камеру с непотопляемыми санями, для доставки камеры к месту ремонта.

Глубина заложения трубопровода может достигать 2,2 м при использовании ремонтной герметичной камеры.

Помимо поворотной герметичной камеры разработана конструкция, состоящая из двух сваренных из листовой стали частей, верхняя из которых имеет прямоугольную форму, а нижняя закруглена и чуть меньше в размерах для возможности входа в месте разъема, и которая погружается под дефектный участок трубопровода и закрепляется на трубе (рисунок 3.6). Далее верхнюю прямоугольную часть закрепляется болтами и направляющий с установленной нижней частью. На конструкции присутствуют сваренные ребра жесткости на внутренней поверхности. Для крепления троса используются проушины, а направляющие и скобы сварены для удобства эксплуатации.

					<i>Ремонт магистрального нефтепровода в условиях болот</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		40

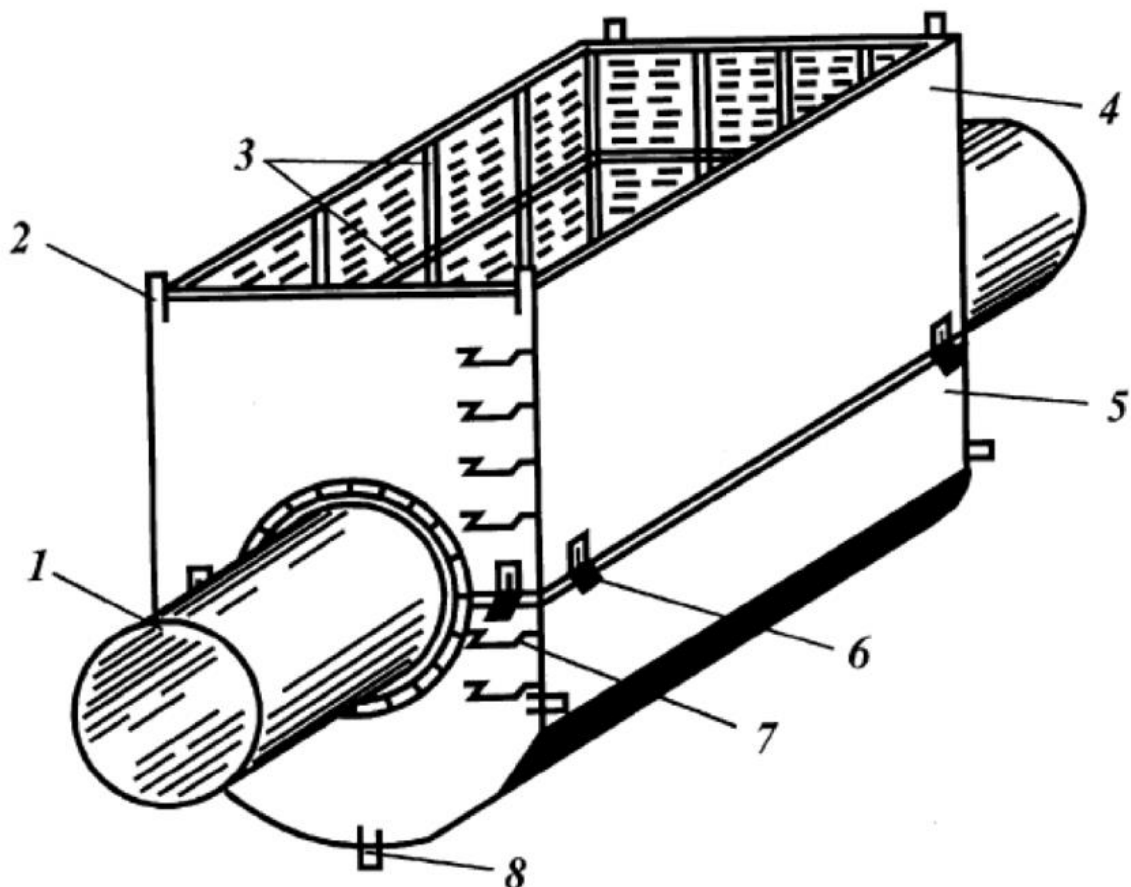


Рисунок 3.6 – Устройство для ремонта трубопроводов, проложенных на болоте: 1 - труба; 2, 8 - проушины; 3 - ребра жесткости; 4 - верхняя часть; 5 - нижняя часть; 6 - направляющая; 7 - скоба

Ремонтная конструкция предназначена для проведения ремонтных работ на заболоченной местности, по окончании устройства конструкции вода и болотистая масса откачиваются из собранного котлована и обустривается деревянный настил. В качестве уплотнения используют сальниковую набивку.

3.4 Машины для работы в условиях болот

Разработка ремонтного котлована в условиях болот допускается с использованием одноковшовых экскаваторов с щитами из бревен под гусеницами для уменьшения удельного давления на землю за счет увеличения площади опорной поверхности. Однако применение щитов уменьшает производительность одноковшовых экскаваторов.

В связи с этой проблемой были разработаны специальные машины, болотные экскаваторы – стандартные гидравлические плавучие экскаваторы, которые имеют съемные понтоны, стабильные и широкие гусеницы, которые имеют огромную площадь контакта с поверхностью. Такие экскаваторы создают низкое давление на землю, а это означает, что оно практически не наносит никакого ущерба почве, растительности и сохраняет устойчивое положение на поверхности болот.

Во время выполнения любых работ на болотах, озерах и реках широкие гусеницы действуют как лопасти, которые помогают болотному экскаватору двигаться в правильном направлении.

Экскаватор-болотник имеет поворотный ковш, имеющий удлиненную стрелу, а также дополнительные двигатели, предназначенные для работы в воде. Благодаря таким свойствам он может проводить работы на глубине до 9 метров. Несмотря на то, что башня болотного экскаватора имеет возможность вращаться на 360 градусов, машина хорошо удерживается одним на месте.

Болотный экскаватор обладает своими индивидуальными полезными свойствами и особенностями, поэтому без него трудно выполнять земляные работы на водно-болотных угодьях.

Для работы на площадках с небольшой несущей способностью производятся одноковшовые экскаваторы МТП-71А, МТП-72, имеющие поворотный участок от экскаватора ЭО-4121 и специальную гусеничный ход с широкими гусеницами.

В зависимости от несущей способности почвы и объема работ разрабатываются траншеи:

- Тип болота II зимой с экскаваторами ЭО-4121, ЭО-4123 с экскаватором на уширенных гусеницах или на обычных гусеницах с использованием щитов;

- в болотах типов II и III (исключая сплавинные) летом траншеи разрабатываются специальными болотными экскаваторами (Э-652БС, ЭО-

					<i>Ремонт магистрального нефтепровода в условиях болот</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		42

4221, МПТ-72, ТТМ-6901Э, ЕТ-16 и т. д.) или устанавливают обычные экскаваторы на понтоны.

При разработке ремонтного котлована монтаж шпунтового ограждения выполняет экскаватор амфибия на понтонном ходу с вибропогружателем.

Различные модификации бульдозеров имеют определенные конструктивные особенности. Особая категория спецтехники – болотный бульдозер, обладающий повышенной устойчивостью на сыпучем или влажном заболоченном грунте. Как и у экскаваторов, эта устойчивость достигается за счет увеличения площади опоры гусениц, а также максимального снижения веса машины.

В отличие от стандартного гусеничного трактора, ширина гусениц которого составляет от 390 до 840 мм., бульдозер-болотоход опирается на гусеницы шириной более 920 мм. Соответственно, и ширина колеи у него несколько больше. Такое распределение давления позволяет ему успешно работать в сложных условиях: на заболоченных и солончаковых почвах, в условиях подтаивания вечной мерзлоты, на торфяниках и заиленном дне водоемов, по глубокому снегу, когда проезд другого транспорта затруднен или невозможен.

Как правило, такую технику используют для следующих видов работ:

- расчистка и благоустройство водоемов;
- строительство дамб и береговых укреплений;
- работы по очистке дна от илистых наслоений и его углублению;
- строительство пирсов, причалов и других прибрежных сооружений;
- работы по строительству и ремонту трубопроводов;
- ликвидация последствий затоплений;
- работы по перемещению грунта в местности с преобладанием сыпучих или вязких грунтов.

На данный момент существует множество как отечественных, так и зарубежных моделей этой техники. Среди бульдозеров российских производителей популярностью пользуются такие модели: ТМ-10.10Б, ДТ-75, Четра.

В болотистых районах короткой длины со слабой несущей способностью разработка котлованов может быть выполнена с помощью канатно-скреперных установок.

Примером канатно-скреперной установки является установка КСУ-1. Использование данной установки возможно при разработке котлована в условиях болот, а также при переходах через водоемы.

Канатно-скреперный агрегат КСУ-1 имеет трактор, двухбарабанную лебедку и скреперные ковши.

Лебедки служат тяговыми инструментом для скрепирования котлована и должна находится с одной стороны болотистой зоны, а с другой стороны размещается якорь, который имеет два канаты – тяговый и холостой [12].

В процессе разработки котлована зубья ковша разламывают грунт и перемещают его в ковш, который далее перемещает грунт в необходимое место.

Такие установки являются простыми в использовании и недорогими, но допускаются в использовании при условии болот протяженностью не более 500 м со слабой несущей способностью, так как имеет низкую производительность.

Одной самой проходимой машиной на болотах можно назвать снегоболотоход Витязь. Это вездеход, высотой 3 м, с широкими гусеницами, которые могут наехать на любое препятствие. Также он способен задирать свою переднюю часть, чтобы проезжать высокие склоны. Витязь или ДТ-30 предназначен для транспортировки в условиях болот и заболоченной местности, на грунтах с низкой несущей способностью.

4 Расчетная часть

Исходные данные [REDACTED] приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Исходные данные

Диаметр	[REDACTED]
Изоляция	[REDACTED]
Рабочее давление	[REDACTED]
Марка стали	[REDACTED]
Предел прочности	[REDACTED]
Предел текучести	[REDACTED]
Плотность нефти	[REDACTED]
Максимальная температура продукта	[REDACTED]
Минимальная температура продукта	[REDACTED]

[REDACTED] DN [REDACTED] относится к классу [REDACTED] по СП 36.13330.2012. Категория трубопровода [REDACTED] по таблице 2 СП 36.13330.2012. Категория участка нефтепровода, проходящего через болота II по п.14 таблице 3 СП 36.13330.2012.

Согласно СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы [1]:

1. Определяем толщину стенки нефтепровода;
2. Проводим проверку трубопровода на прочность;
3. Рассчитываем на устойчивость трубопровод против всплытия.

					<i>Разработка мероприятий по ремонту магистрального нефтепровода в условиях болот</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		Фролова А.В.			Расчетная часть	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Никульчиков В.К.					45	111
<i>Рук. ООП</i>		Шадрина А.В.				НИ ТПУ ИШПР ГРУППА 2БМ01		

4.1 Определение толщины стенки нефтепровода

Расчетную толщину стенки трубопровода, мм следует определять по формуле:

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

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

P – рабочее давление в трубопроводе, МПа;

D_H – наружный диаметр трубы, мм;

R_1 – расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле:

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

где m_0 – коэффициент условий работы трубопровода, определяемый в зависимости от категории трубопровода и его участка (равный 0,99 по СП 36.13330.2012 табл. 1);

k_1 – коэффициент надежности по материалу (равный 1,47 по СП 36.13330.2012 табл. 10);

k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимается в зависимости от категории трубопровода (равный 1,1 по СП 36.13330.2012 табл. 12);

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

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_H} = \text{[]} \text{ МПа;}$$

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 + n \cdot P)} = \text{[]} \text{ мм.}$$

Полученное расчетное значение толщины стенки округляем до ближайшего большего по сортаменту, с учетом того, что нефтепровод у нас проходит в болотах, берем стенку трубопровода равную 6 мм.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубы, мм.

Δt – расчетный температурный перепад, град.

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

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \text{[redacted]} \text{ град}; \quad (6)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \text{[redacted]} \text{ град}. \quad (7)$$

К дальнейшему расчету принимается больший перепад температуры.

Величина продольных осевых сжимающих напряжений равняется:

$$\sigma_{пр.N} \text{ [redacted] МПа.}$$

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

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб будет равен:

$$\psi_1 = \text{[redacted]}$$

Тогда при наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщина стенки равна:

$$\delta = \text{[redacted]} \text{ мм.}$$

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

4.2 Проверка трубопровода на прочность

Кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления определяются по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta} = \text{[redacted]} \text{ МПа.} \quad (8)$$

Условие прочности нефтепровода:

$$|\sigma_{пр.N}| \leq \psi_2 R_1, \quad (9)$$

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

$$\psi_2 = \blacksquare \quad (10)$$

Так как $\psi_2 R_1 = 187,3$ условие прочности выполняется.

4.3 Расчет на устойчивость трубопровода против всплытия

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

$$Q_{\text{акт}} \leq \frac{1}{k_{\text{н.в.}}} Q_{\text{пас}} \quad (11)$$

где $Q_{\text{акт}}$ – суммарная расчетная нагрузка на трубопровод, действующая вверх, включая упругий отпор при прокладке свободным изгибом, Н;

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

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

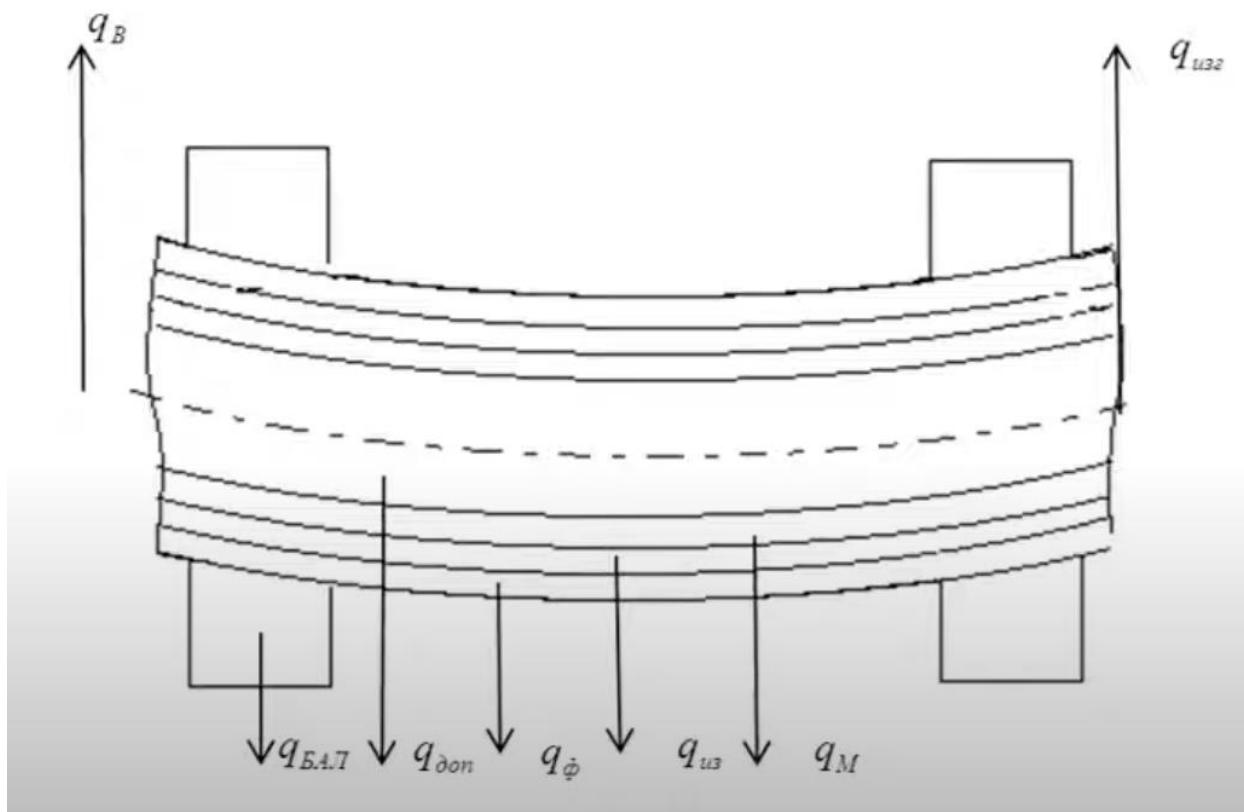


Рисунок 4. 1 – Нагрузки на трубопровод в условиях болот

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

$$q_{бал.в.}^н = \frac{1}{n_Б} [k_{н.в.} \cdot (q_B + q_{изг} + P_y) + P_x/f_y - q_{тр} - q_{доп}], \quad (12)$$

где $n_Б$ - коэффициент надежности по нагрузке, принимаемый равным:

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

1,0 – для чугунных грузов;

q_B – расчетная выталкивающая (Архимедова) сила воды, действующая на единицу длины полностью погруженного в воду трубопровода при отсутствии течения, Н/м:

$$q_B = \frac{\pi}{4} D_{\text{н.и.}}^2 \gamma_B g = \text{[redacted]} \frac{H}{\text{м}}, \quad (13)$$

$$q_B(\text{[redacted]}) = \text{[redacted]} \frac{H}{\text{м}}$$

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

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

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

$$D_{\text{н.и.}} = D_{\text{н}} + 2(\delta_{\text{из}} + \delta_{\text{ф}}) = \text{[redacted]} \text{ мм},$$

$$D_{\text{н.и.}}(\text{[redacted]}) = \text{[redacted]} \text{ мм}$$

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

$$\delta_{\text{из}} = k_{\text{из}}(\delta_{\text{и.п.}} + \delta_{\text{об}}) = \text{[redacted]} \text{ мм}$$

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

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

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

- 1,09 при однослойной схеме изоляционного покрытия «1+1», т.е. один слой изоляционной ленты (пленки) и один слой обертки;
- –2,3 при двухслойной схеме изоляционного покрытия «2+2», т.е. два слоя изоляционной ленты и два слоя обертки.

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

- 20 мм – для трубопроводов $D_{\text{н}} \leq 426 \text{ мм}$, когда футеровку осуществляют деревянными рейками сечением: толщина×ширина=20×50 мм;
- 30 мм – для трубопроводов $D_{\text{н}} > 426 \text{ мм}$ – рейками сечением: толщина×ширина=30×60 мм или речно-проволочными коврами (матами).

И в том и в другом случае длина реек должна быть не менее 2 м.

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

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

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

$$q_{\text{тр}} = q_{\text{М}} + q_{\text{ИЗ}} = \quad \text{Н/м},$$

$$q_{\text{тр}} (\quad) = \quad \text{Н/м}$$

$q_{\text{М}}$ – нагрузка от собственного веса металла трубы, равная:

$$q_{\text{М}} = n_{\text{С.В.}} \gamma_{\text{М}} g (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2) = \quad$$

$$\quad \text{Н/м},$$

$$q_{\text{М}} (\quad) = \quad \text{Н/м}$$

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

$\gamma_{\text{М}}$ – плотность металла, из которого изготовлены трубы, для стали равная 7850 кг/м³;

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

$$q_{\text{ИЗ}} = n_{\text{С.В.}} k_{\text{ИЗ}} g \pi (D_{\text{н}} + \delta_{\text{ИЗ}}) (\gamma_{\text{И.П.}} \delta_{\text{И.П.}} + \gamma_{\text{ОБ}} \delta_{\text{ОБ}})$$

$$= \quad$$

$$\quad ;$$

$$q_{\text{ИЗ}} (\quad) = \quad$$

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

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

$P_{\text{у}}$ и $P_{\text{х}}$ – горизонтальная и вертикальная составляющие силового гидродинамического воздействия потока воды на трубу в процессе укладки трубопровода на дно траншеи, которые не учитываются при расчете устойчивости против всплытия трубопровода в условиях болотной местности, так как течения на болотах отсутствуют.

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

$$q_{\text{бал.в.}}^{\text{н}} = \text{[redacted]} \text{ Н/}$$

м

$$q_{\text{бал.в.}}^{\text{н}} (\text{[redacted]}) = \text{[redacted]} \text{ Н/м}$$

Нормативный вес балластирующих конструкций для чугунных грузов будет равен:

$$q_{\text{бал.в.}}^{\text{н}} = \text{[redacted]} \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

$$q_{\text{бал.в.}}^{\text{н}} (\text{[redacted]}) = \text{[redacted]} \text{ Н/м}$$

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

Также стоит отметить, что выталкивающая сила в болотах будет отличаться, поскольку если трубопровод опускается в болотистую суспензию, то выталкивающая сила уваливается. Поэтому сравним значения выталкивающей силы в двух случаях:

$$q_{\text{в}}(\text{вода}) = \frac{\pi}{4} D_{\text{н.и.}}^2 \gamma_{\text{в}} g = \text{[redacted]} \frac{\text{Н}}{\text{м}^2}$$

$$q_{\text{в}}(\text{болото}) = \frac{\pi}{4} D_{\text{н.и.}}^2 \gamma_{\text{в}} g = \text{[redacted]} \frac{\text{Н}}{\text{м}^2}$$

Таким образом, при выборе нагрузок в дальнейшем исследовании на всплытие трубопровода стоит учитывать, что в болотистой местности выталкивающая сила увеличивается в 1,2 раза.

7 Социальная ответственность

Введение

Ремонт на линейной части магистрального нефтепровода «[REDACTED]» необходим для предотвращения аварий и износа трубопровода, так как данный объект находится в условиях болот и подвергается интенсивному воздействию внешних факторов и воздействию перекачиваемой нефти.

Ремонт на участке производится методом установки ремонтной конструкции. Проведен расчет на прочность и устойчивость против всплытия трубопровода в условиях болот. [REDACTED]

Исследуемый участок трубопровода находится рядом с городом [REDACTED], который расположен на [REDACTED] и приравняется к районам Крайнего севера, где главной чертой климата являются низкие температуры в течение всего года.

7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Особенности трудового законодательства

Оплата труда в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях осуществляется с применением районных коэффициентов и процентных надбавок к заработной плате.

					<i>Разработка мероприятий по ремонту магистрального нефтепровода в условиях болот</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Фролова А.В.</i>				Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Никulichиков В.К.</i>						81	111
<i>Рук. ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>					НИ ТПУ ИШПР ГРУППА 2БМ01		

Лицам, работающим в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, выплачивается процентная надбавка к заработной плате за стаж работы в данных районах или местностях.

Кроме установленных законодательством ежегодных основного оплачиваемого отпуска и дополнительных оплачиваемых отпусков, предоставляемых на общих основаниях, лицам, работающим в районах Крайнего Севера, предоставляются дополнительные оплачиваемые отпуска продолжительностью 24 календарных дня, а лицам, работающим в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, 16 календарных дней.

Для работников федеральных государственных органов, расположенных в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, коллективным договором может предусматриваться оплата за счет средств работодателя стоимости проезда в пределах территории Российской Федерации для медицинских консультаций или лечения при наличии соответствующего медицинского заключения, если соответствующие консультации или лечение не могут быть предоставлены по месту проживания.

Работодатели обязаны обеспечить обязательное социальное страхование работников от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний [23].

Производство работ в местах, где имеется или может возникнуть повышенная производственная опасность, должно осуществляться по наряду-допуску [24].

К работам на опасных производственных объектах допускаются работники после обучения безопасным методам и приемам выполнения работ, стажировки на рабочем месте, проверки знаний и практических навыков, проведения инструктажа по безопасности труда на рабочем месте и при наличии удостоверения, дающего право допуска к определенному виду работ [25].

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		82

Компоновка рабочей зоны

Рабочие места, объекты, проезды и подходы к ним, проходы и переходы в темное время суток должны быть освещены.

На ремонтных участках должны быть организованы места для приема пищи, отдыха и сна (палатки, вагончики), отапливаемые в холодное время. В палатках, вагончиках должны быть умывальники и душ.

Инструмент, необходимый для работы, надо укладывать не ближе 0,5 м от бровки траншеи или котлована. Запрещается складывать материалы и инструмент на откосе отвала земли со стороны траншеи и котлована.

Ремонтная колонна должна быть обеспечена аптечкой с медикаментами и перевязочными материалами.

В местах перехода через траншею над нефтепродуктопроводом необходимо пользоваться только инвентарными мостиками, имеющими не менее одной промежуточной опоры.

При появлении трещин на стенках траншеи нужно удалить работников из траншеи и принять меры по предотвращению обрушения грунта.

При рытье траншей в местах прохода людей или проезда автотранспорта должны быть установлены ограждения и знаки безопасности, а в ночное время должен быть установлен световой сигнал безопасности [25].

7.2 Производственная безопасность

При ремонте трубопровода могут возникнуть опасные и вредные факторы, возникающие под действием основных элементов производственного процесса на данной территории. Их перечень приводится в таблице 15.

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

Таблица 15 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этап работы	Нормативные документы
	Ремонт на линейной части магистрального нефтепровода	
1.Отклонение показателей климата на открытом воздухе	+	ГОСТ 12.4.011-89 [26] СанПиН 2.2.4.548-96 [27]
2.Загазованность рабочей зоны	+	СанПиН 2.2.4.1294-03 [28] ГОСТ 12.1.005-88 [29]
3.Повышенный уровень шума	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [30] СП 51.13330.2011 [31]
4.Пожаровзрывоопасность	+	ГОСТ 12.1.010-76 [32] ГОСТ 12.1.004-91 [33]
5.Механические травмы	+	ФНП N 101 [34] ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ [35]

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

При работе на открытом воздухе на человека оказывает влияние показатели климата, который почти на всей территории данного района резко континентальный, характеризующийся продолжительной и холодной зимой, а также жарким летом. Такие показатели могут привести к ухудшению общего самочувствия человека.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

Работы на открытом воздухе в условиях низких температур должны проводиться при соблюдении требований к мерам защиты работников от охлаждения [36].

Допустимое время пребывания на холоде и минимальное количество 10 минутных перерывов за 4 часа работы определяется в соответствии с методическими рекомендациями МР 2.2.7.2129-06 [37].

При температуре воздуха ниже -40°C применять средства защиты лица и органов дыхания работы на открытой территории в зимних условиях. При отсутствии защиты лица и органов дыхания работы на открытой территории не должны проводиться при сочетаниях температуры воздуха и скорости ветра, представляющих опасность обморожения через 1 мин.

Рабочий при выполнении работ на открытом воздухе в условиях низких температур должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты.

Необходимо обеспечить температуру воздуха в местах обогрева на уровне $21-25^{\circ}\text{C}$. Помещение должно быть оборудовано устройствами для обогрева кистей и стоп, температура которых должна быть в диапазоне $35-40^{\circ}\text{C}$ [36].

Загазованность рабочей зоны

В результате ремонтных работ трубопровода возможна загазованность, так как используется различного рода техника и оборудование, не исключающая возможность повреждения трубопровода.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций. Разрешается работа без противогаса при загазованности воздуха природным газом менее 300 мг/м^3 .

При выполнении работ, при которых возможна загазованность, следует выполнять бригадой исполнителей в составе не менее двух человек. Члены бригады должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания и кожных покровов, спецодеждой, спецобувью, инструментом, приспособлениями и вспомогательными материалами.

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

Повышенный уровень шума

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

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

В соответствии с СанПиН 2.2.4.3359-16 [38] для рабочего места такого типа устанавливается эквивалентный уровень звука равный 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зонах с 108 октавными уровнями звукового давления.

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

Пожаровзрывоопасность

Опасность возгорания или взрыва высока вследствие работы с горючим углеводородным сырьем. В траншеях, где происходит непосредственно ремонт, может скапливаться газ, который может привести к взрывам.

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать 300 мг/м³, при условии защиты органов дыхания,

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		86

не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию для паров нефти 2100 мг/ м³.

Работы, связанные с возможным выделением взрывоопасных продуктов, должны проводиться с применением инструмента, не дающего искр в спецодежде, не накапливающей статическое электричество, обуви, не имеющей металлических вставок. Для освещения применяются светильники не выше 12 В выполненные во взрывоопасном исполнении. Перед началом основных работ в ремонтном котловане пожарная автоцистерна устанавливается не ближе 30 м от места производства работ.

Механические травмы

В полевых условиях при строительстве трубопровода возможность получения механических травм очень высока. Повреждения могут быть разной тяжести вплоть до летального исхода.

Для предотвращения повреждений необходимо до начала работ, оформить наряды – допуска на проведение газоопасных, огневых работ и работ повышенной опасности. Необходимо обозначить знаками расположение всех коммуникаций в радиусе проведения работ, после доставки и расстановки всё электрооборудование заземлить. При сильном притоке грунтовых вод стенки ремонтного котлована должны крепиться металлическими или деревянными шпунтами, а при их отсутствии – деревянными сваями.

Расчет системы воздухообмена

Произведём расчёт системы воздухообмена в блоке обогрева персонала, размеры которого составляют 8 / 3 / 2,5 м.

Потребный воздухообмен определяется по следующей формуле:

$$L = \frac{1000 \cdot G}{X_B - X_H}, \quad (23)$$

где

L – потребный воздухообмен, м³/ч;

G – количество вредных веществ, выделяющихся в воздух помещения, г/ч;

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

X_B – предельно допустимая концентрация вредности в воздухе рабочей зоны помещения, мг/м³;

X_H – максимально возможная концентрация той же вредности в воздухе населенных мест по СанПиН 1.2.3685-21, мг/м³.

Применяется также понятие кратности воздухообмена n , которая показывает, сколько раз в течение одного часа воздух полностью сменяется в помещении. Кратность воздухообмена определяется по формуле:

$$n = \frac{L}{V}, \quad (24)$$

где

n – кратность воздухообмена, ч⁻¹;

V – внутренний объем помещения, м³.

Согласно СП 2.2.3670-20, кратность воздухообмена $n > 10$ недопустима.

В жилых и общественных помещениях постоянным вредным выделением является выдыхаемый людьми углекислый газ (CO₂). Определение необходимого воздухообмена производится по количеству углекислого газа, выделяемого человеком и по его допустимой концентрации.

Предельно допустимая концентрация CO₂ в воздухе рабочей зоны – 9000 мг/м³. Содержание углекислоты в атмосфере вахтового городка – 650 мг/м³.

Количество CO₂, выделяемое всеми работниками определяется по формуле:

$$G = N_{\text{чел}} \cdot g_{\text{CO}_2}, \quad (25)$$

где

$N_{\text{чел}}$ – количество людей в помещении, шт;

g_{CO_2} – количество углекислоты, выделяющейся в воздух помещения, г/ч.

Взрослый человек в состоянии покоя выделяет 35 г/ч углекислого газа.

Количество CO₂, выделяемое 2 работниками:

$$G = 2 \cdot 35 = 70, \text{ г/ч.}$$

Определим потребный воздухообмен:

$$L = \frac{1000 \cdot 70}{9000 - 65} = 8,4 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Кратность воздухообмена составляет:

$$n = \frac{8,4}{8 \cdot 3 \cdot 2,5} = 0,14 \text{ ч}^{-1}.$$

Таким образом, нужна вентиляционная система в блоке обогрева персонала, которая будет обеспечивать воздухообмен 8,4 м³/ч. Кратность воздухообмена при этом составит 0,14 ч⁻¹.

7.3 Экологическая безопасность

Воздействие на атмосферу

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

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

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

Воздействие на гидросферу

Разливы нефти и нефтепродуктов оказывают влияние на гидросферу оказывают разливы нефти, так как при попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену,

вследствие чего приносит значительный ущерб живущим организмам. Достаточно небольшого количества нефти, чтобы испортить качество воды.

Не допускается загрязнение поверхностных вод при проведении строительных и взрывных работ, при добыче полезных ископаемых, прокладке кабелей, трубопроводов и других коммуникаций, сельскохозяйственных и других видах работ в водных объектах или прибрежных водоохраных зонах [39].

В случае разлива нефти для предотвращения воздействий необходимо применение нефтесборщиков, сорбентов и боновых заграждений. Сорбенты при соприкосновении с нефтью впитывают её, образуя комья до максимума насыщенного нефтью.

Воздействие на литосферу

Источником загрязнения почв является нефть, которая разлилась в следствии повреждения трубопровода. Тяжелые нефти, содержащие значительное количество смол, асфальтенов и тяжелых металлов, оказывают токсичное воздействие на организмы, а также изменяют воднофизические свойства почв. Попадание парафиновой нефти в почву ведет к нарушению влагообмена почвы на долгий срок.

При использовании земли, передаваемой во временное пользование, необходимо проведения ее рекультивации. Также при проведении ремонтных работ необходимо обеспечить минимальное повреждение почв. Для этого необходимо внесение минеральных удобрений, известки, рыхление почвы, для улучшения доступа кислорода и окисления нефти и нефтепродуктов.

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

Одним из наиболее вероятных чрезвычайных ситуаций является взрыв на рабочем месте в газоопасных местах, причиной которого могут послужить ошибочные действия работников, отказ приборов контроля, отказ и износ

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

электрооборудования, факторы внешнего воздействия (природного характера).

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

Для снижения потерь в случае ЧС необходим разработанный план ликвидации аварий на магистральных трубопроводах. Также для уменьшения масштабов ЧС необходимо создание и использование систем своевременного оповещения населения, персонала объекта и органов управления, которое позволяет принять своевременные необходимые меры по защите населения и тем самым снизить потери.

Выводы по разделу

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

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

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		91

Заключение

					<i>Разработка мероприятий по ремонту магистрального нефтепровода в условиях болот</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Фролова А.В.</i>			Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Никulichиков В.К.</i>					92	111
<i>Рук. ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						
						НИ ТПУ ИШПР ГРУППА 2БМ01		

Список публикаций студента

Исследования автора по теме, представленной в магистерской диссертации, представлялись на научных конференциях. Опубликованы и представлены на конференциях следующие материалы:

Публикации, индексируемые в РИНЦ:

1. Фролова А.В. Оценка эффективности метода ремонта с применением ремонтной конструкции в случаях геометрических несовершенств трубопровода// Проблемы геологии и освоения недр: труды XXVI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 90-летию со дня рождения Н.М. Расказова, 120-летию со дня рождения Л.Л. Халфина, 50-летию научных молодежных конференций имени академика М.А. Усова, Томск, 4-8 Апреля 2022. - Томск: ТПУ, 2022;

2. Фролова А.В. Анализ эффективности использования ремонтной конструкции дефектного участка нефтепровода с применением программного комплекса ANSYS// Проблемы геологии и освоения недр: труды XXV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию горно-геологического образования в Сибири, 125-летию со дня основания ТПУ, Томск, 5-9 Апреля 2021. - Томск: ТПУ, 2021 - Т. 2 - С. 439-441.

					Разработка мероприятий по ремонту магистрального нефтепровода в условиях болот			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.		Фролова А.В.			Список используемых источников	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В.К.					94	111
Рук. ООП		Шадрина А.В.				НИ ТПУ ИШПР ГРУППА 2БМ01		

Список используемых источников

1. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. – М.: Госстрой, ФАУ "ФЦС", 2013. – 88 с.
2. ГОСТ 21123-85 Торф. Термины и определения.
3. РД-23.040.00-КТН-011-11 Классификатор дефектов магистральных и технологических трубопроводов.
4. РД 23.040.00-КТН-090-07 Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов.
5. Димов Л.А., Богушевская Е.М. Магистральные трубопроводы в условиях болот и обводненной местности. М.: Издательство «Горная книга», 2010. — 392 с.
6. РД 153-39.4-067-04. Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов (Положение).
7. РД-23.040.00-КТН-073-15 Вырезка и врезка катушек, соединительных деталей, запорной и регулирующей арматуры. Подключение участков магистральных трубопроводов.
8. Композиционные покрытия для сооружения дорог и площадок. Полимертех. [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://polimerteh.com>
Дата обращения: 14.04.2022
9. Максимов Е.Ю. Разработка мобильных дорожных покрытий для обустройства переходов через естественные, искусственные препятствия при сооружении и эксплуатации магистральных нефтепроводов АО «Транснефть-Сибирь» / Е.Ю. Максимов, С.М. Чекардовский // Нефтегазовый терминал. – 2016. – С. 54-58.

					<i>Разработка мероприятий по ремонту магистрального нефтепровода в условиях болот</i>					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>	Список используемых источников					
<i>Разраб.</i>	<i>Фролова А.В.</i>							<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Никульчиков В.К.</i>								95	111
<i>Рук. ООП</i>	<i>Шадрина А.В.</i>							НИ ТПУ ИШПР ГРУППА 2БМ01		

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

11. СП 86.13330.2014. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП III-42-80*. – М.: Госстрой, 2014.

12. ТТК. Разработка траншеи канатно-скреперной установкой на участке с межболотными озерами для прокладки трубопровода

13. Федоров А.Г. Совершенствование методики ремонта нефтегазопроводов с применением стальных обжимных муфт. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2017. – 216с.

14. Сагдеева Ю.А., Копысов С.П., Новиков А.К. Введение в метод конечных элементов: метод. пособие. – Ижевск: Удмуртский университет, 2011. – 44с.

15. Кожаева К.В. Обеспечение стабилизации проектного положения подводных переходов газонефтепроводов. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2017. – 139с.

16. Эффективное решение для балластировки и защиты трубопровода. Трубопроводные покрытия и технологии. – 2022. – №5. – С. 70-71.

17. Сайт завода-изготовителя «Трубопроводные покрытия и технологии». Технические характеристики: утяжеляющие бетонные покрытия [Электронный ресурс] Режим доступа <http://conspire.ru> Дата обращения: 09.05.2022

18. ОСТ 102-99-85. Утяжелители железобетонные для трубопроводов. Общие технические требования.

19. Балластирующие устройства для трубопроводов ПКБУ [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://fnauka.ru/catalog/ballastiruyushchie-konstruktsii-dlya-truboprovodov/> Дата обращения: 23.04.2022

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

20. Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Общая часть. Сборник Е2 Земляные работы; Сборник Е22 Сварочные работы; Сборник Е11 Изоляционные работы.

21. Общероссийский классификатор видов экономической деятельности. Код: 45.21.6. Производство общестроительных работ по строительству прочих зданий и сооружений, не включенных в другие группировки.

22. Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 27.12.2019) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

23. Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 25.02.2022).

24. ПБ 08624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

25. ПОТ Р О-112-002-98 Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепродуктов.

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

27. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

28. СанПиН 2.2.4.1294-03 Гигиенические требования к аэроионному составу воздуха производственных и общественных помещений.

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

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

31. СП 51.13330.2011 Защита от шума.

32. ГОСТ 12.1.010-76 Взрывобезопасность. Общие требования.

33. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования.

34. ФНП N 101 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

					<i>Список используемых источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		97

35. ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ Процессы производственные. Общие требования безопасности.
36. Инструкция по охране труда при выполнении работ на открытом воздухе в условиях низких температур.
37. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.
38. СанПиН 2.2.4.3359-16 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
39. ГОСТ 17.1.3.13-86 Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения.
40. Fridleifsson I.B. Status of geothermal energy amongst the world's energy sources // Geothermics. – 2003. P. 379-388.
41. Golodov V.A., Maltseva A.A. Approach to weld segmentation and defect classification in radiographic images of pipe welds // NDT and E International. – 2022 V.127.
42. The Clock Spring Company. Clock Spring [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.clockspring.com/wp-content/uploads/brochure1.pdf>
Дата обращения: 12.05.2022
43. Lukács J, Nagy G, Török I, Égert J, Pere B. Experimental and numerical investigations of external reinforced damaged pipelines. Proc Eng. – 2010; 2:1191 – 200p.
44. M. Shamsuddoha et al. Effectiveness of using fibre-reinforced polymer composites for underwater steel pipeline repairs // Composite Structures. – 2013. P. 40-54.
45. Bruce W.A. Comparison of fiber-reinforced polymer wrapping versus steel sleeves for repair of pipelines // Rehabilitation of Pipelines Using Fiber-reinforced Polymer (FRP) Composites. – 2015. P. 61-78.

Приложение А

Literature Review

Development of measures to repair the main oil pipeline in swamp conditions

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Фролова Анна Викторовна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков Виктор Кенсоринович	к.т.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Айкина Татьяна Юрьевна	к.филолог.н.		

1. Classification of defects

Oil and gas are natural resources which constitute the bulk of the world's fossil fuels, which are an important source of energy in the world [40]. The development of human civilization and the lack of natural resources such as oil and gas, minerals lead to deeper exploration of the Earth's crust and the expansion of the enterprise in remote areas; ultimately an increase in underground, high shore pressure and underwater drilling operations. Metal pipelines are an efficient and safe way to transport oil. Steel pipes have high strength, relative simplicity of joints and low cost. However, steel pipes under water and underground can have many defects.

There is the classification of defects of pipe welds with 8 classes according to ISO 6520:

1. Burn-through;
2. Crack;
3. Lack of fusion or undercut;
4. Overlap;
5. Incomplete penetration;
6. Slag inclusion and pores;
7. Weld breaking;
8. Spatter.

Figures 1 and 2 show an example of the pipe welds samples numbered with defect type number in the list above [41].

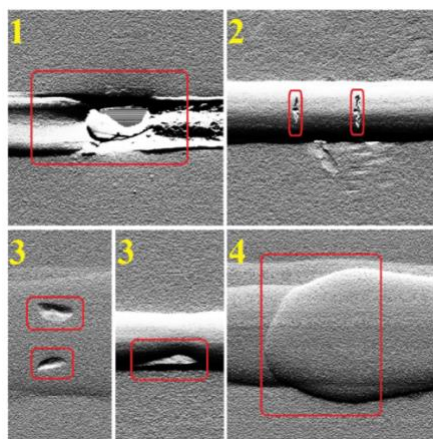


Figure 1 – Examples of the defect of types 1, 2 3, 4

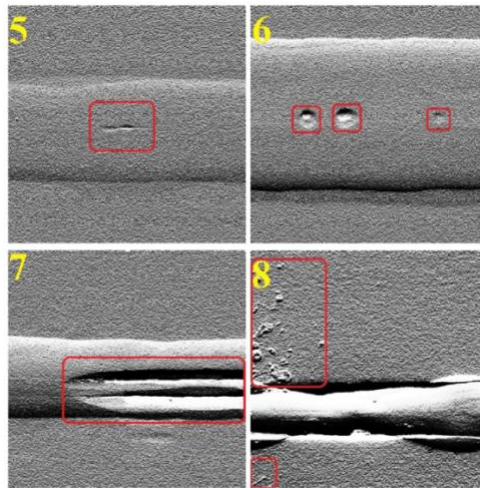


Figure 2 – Examples of the defect of types 5, 6, 7, 8

The most typical defects in steel pipe are corrosion and metal loss. Oil pipelines are highly susceptible to corrosion-induced damage and due to high operating pressure in adverse atmospheric conditions. The probability of destruction is high when salty water and sulfurous medium are present. The general mechanism of corrosion and initiation of corrosion in the surface of the pipe in the presence of salt water are given. Hydroxide and chloride ions contribute to accelerated corrosion when the pipeline is underwater. Figure 3 shows the breakdown of the protective coating and the formation of iron hydroxide as a result of corrosion.



Figure 3 – Corrosion on steel surface

One of the most common pipeline maintenance activities is the restoration of the pipeline due to corrosion and metal loss. Corrosion and metal loss cause failures in pipelines and their rehabilitation is one of the prime interests of the researchers all over the world. Steel corrosion studies were conducted under conditions of salt water and sulfur and subsequent deterioration of performance. In

addition to stress corrosion cracking caused by high ambient pH, it has also been found that near neutral pH, as in groundwater, is the cause of stress corrosion. At high temperatures, the presence of CO₂ led to significant corrosion of the steel pipe, and strong adsorption of sulfide anions blocked the creation of a protective oxide film.

2. Oil pipeline repair

As a rule, the most reliable solution for repairing an oil pipeline is to remove the entire pipe or damaged section and replace it with a new one. Welding of pipelines is a complex process, especially in underwater conditions. Common repair techniques include external steel clamps that are either welded or bolted to the outside surface of the pipes. Figure 4 shows typical repair of welded steel sleeve.



Figure 4 – Steel repair sleeves

There is a wealth of research to find strong, durable and cost effective materials for restore underwater oil pipelines. Polymers and composites provide a wide range of characteristics in the engineering world. Fibre-reinforced composites have a high potential for repairing metal parts and tubular pipes. At one time, a broad domain of literature was dedicated to the identification of defects, monitoring and rehabilitation of steel pipes [42, 43].

A fiber-reinforced polymer composite typically consists of a polymer-plastic matrix reinforced with fibers. The use of fiber-reinforced composites is

effective in the construction and modernization of pipelines. Numerous developments are available in this area, such as the commercially used Clock Spring®. Fiber reinforced composite materials have also been successfully used in the recovery of corrosion pipes using hybrid repair.

Numerous studies demonstrate a desire to understand the effectiveness of composite repair. Typically, these studies and commercial products show the type of materials used and the diverse nature of external and internal metal loss scenarios for oil pipelines. Fiber-reinforced composites are well suited to the recovery of these structures due to their low weight, high strength and rigidity, excellent corrosion resistance and high fatigue properties [42].

Lukacs presented the use of fiber-reinforced composite mats to reinforce damaged pipelines. According to his experimental data, it turns out that fiber-reinforced composites and external reinforcement technology can be used for a wide variety of pipe diameters and lengths for many oil pipelines [43,44].

3. Comparison of repair methods

Repairs should be carried out in case of defects in the form of corrosion or any other defects on the oil pipeline. Repair without stopping oil pumping is the most economic and environmental effective. From an economic viewpoint, a shutdown involves revenue loss due to the loss of pipeline throughput. In addition, for gas transmission pipelines, a shutdown typically involves a significant quantity of gas lost to the atmosphere. Since methane is a so-called “greenhouse gas”, there are also environmental incentives for avoiding the venting of large quantities of gas into the atmosphere.

There are often many repair options for an operating pipeline. The application of non-metallic composite materials to eliminate defects on the oil pipeline is increasing. The installation of a complete steel hose is the most popular method of repairing defects in pipelines. The use of steel sleeves is a mature

technology. This method has some pros over the use of composite materials because it has a higher productivity and is cheaper.

The use of full-encirclement steel sleeves for pipeline repair was developed during work led by Kiefner at Battelle Laboratories in 1970s. There are two basic types of full-encirclement steel sleeves: Type A and Type B (Figures 5 – 7).

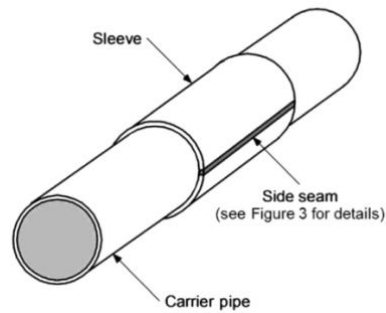


Figure 5 – Type A sleeve

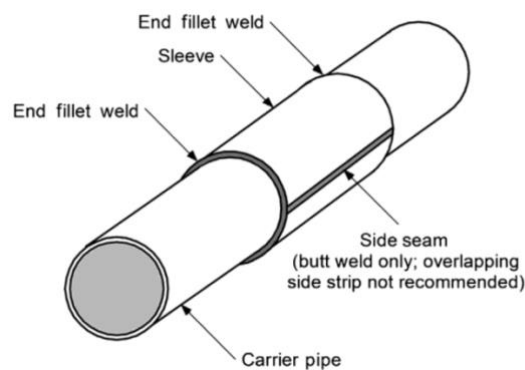


Figure 6 – Type B sleeve

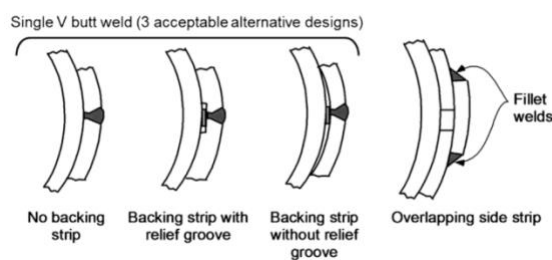


Figure 7 – Longitudinal seam weld option

Type A sleeves simply encircle the pipeline and provide structural reinforcement of the defective area. To do this, they do not require sleeve-end fillet welds. Type B sleeves also encircle the pipeline and provide structural reinforcement, but since the ends are fillet welded to the pipeline, they can also contain pressure in the event that the defect is leaking or will eventually leak in subsequent service. The steel sleeve repairs are capable of restoring the strength of

a damaged pipeline to a pressure level in excess of a pressure that corresponds to 100% of the specified minimum yield strength of the line pipe steel. The results of this work led to the widespread use of full-encirclement steel sleeves for pipeline repair.

The use of fiber-reinforced composite materials for pipeline repairs was developed during work at Southwest Research Institute and Battelle in the late 1980s. There are two basic types of composite repair systems; preformed (composite sleeves) and wet lay-up (composite wraps). The first commercially available system was Clock Spring, which consists of an E-glass/polyester resin-based composite material preformed into a multilayer coil that is installed using an adhesive.

The use of wet lay-up systems for pipeline repair began in the early 1990s. These wet lay-up systems use either a resin-impregnated cloth that is activated by water in the field or a cloth that is saturated with epoxy resin in the field. The early composite systems all use E-glass as the fiber material. The use of carbon fiber composite material as a substitute for E-glass for pipeline repair was introduced in the late 1990s.

Composite repair as compared to steel sleeves does not require welding with piping. This is one of the main advantages. The use of type A couplings also does not require welding with the production pipeline and is used for the same purposes.

Performing composite repairs is easier than repairing the pipeline with a steel coupling, which is another advantage. This is not the case for Type A couplings. Type A couplings do not require operational welding, may have rounded, overlapping side strips (Figure 8) and are very easy to manufacture and install. These welds can be used by a conventional welder. Type A couplings are made by normally dividing the length of the pipe of the same diameter and wall thickness as the pipe material.



Figure 8 – Type A encirclement repair sleeve with fillet-welded overlapping side strips

Steel sleeves do not have finite expiration date. The shelf life of composite repair kits must be tracked, and kits that are not used prior to the expiration date must be discarded. Because of their high stiffness, steel sleeves are less sensitive to pressure reduction during installation than composite repairs. Composite repairs that are conducted without pressure reduction serve little purpose because the defect may grow or fail upon the application of comparatively small amounts of strain.

In contrast, hydraulic clamps can be used to preload steel sleeves during installation, which has the same effect as a pressure reduction during installation. Thermal contraction of the longitudinal seam welds acts to further pre load steel sleeves.

Federal regulations in the United States require pipeline operators to repair pipe lines using methods that have been shown to permanently restore the serviceability of the pipeline. So the expected life of the repair should be equal to the expected life of the pipeline.

Although long-term characteristics have become well known, long-term characteristics of composite materials on buried pipelines for 20-25 years has not yet been demonstrated. The mechanical properties of composite materials are known to degrade over time unlike steel. Steel sleeves do not have to be oversized initially to compensate for this degradation over time, as do composite repairs.

The use of composite repairs is questionable for use on pipelines that have cyclic pressure fluctuations since it has reduced rigidity in contrast to steel. Such a feature can bring to the withdrawal of the oil pipeline, since cyclic deformations at the defect will lead to its growth.

Work is currently being conducted to better define the long-term performance of composite repair. Until this is better understood, considering composite repairs to be permanent.

Both Type A sleeves and composite sleeves rely upon the use of an effective sealer to keep potentially corrosive fluids from entering the crevice area between the carrier pipe and the repair. Corrosion under Type A sleeves can be prevented by using either an elastomeric sealant or a hardenable sealant.

Examples of hardenable sealants include epoxy splash zone compounds that are similar to those used to adhere some composite sleeves in place or to fill areas of metal loss or denting. Some of the sealing compounds cure effectively on wet surfaces. Cure time is typically a function of the pipe temperature, with curing occurring more quickly on warmer surfaces.

While Type B sleeves have to be fillet welded to the pipeline (Figure 9), they can be used where composite repairs cannot, such as for repair of defects that are 80% deep or greater, circumferentially oriented defects, leaking defects or for defects that will eventually leak, and cracks.

The material is cheaper for the manufacture of a type B sleeves in contrast to the expensive composite material. Parameters of type B sleeves correspond to steel parameters and these are the important benefits. In order to confirm the efficiency of the Type B sleeve, it is necessary to calculate the strength criteria of the pipeline section with a defect in the form of a crack and a repaired section using this Type B sleeve.

It is advisable to solve this problem by the finite element method, which is currently one of the most typical for strength calculations. During the finite element analysis, a simulation of the pipeline section in Inventor was performed in my work. Further, the model was imported into the ANSYS software package, in which a

finite element grid was created, the final conditions were set: pressure in the pipeline and rigid sealing.

Thus, a solution to the static problem was obtained. Based on the results of its solution, stress fields and deformation were found for two cases, on the basis of which the reliability of the type B sleeve was proved in the ANSYS software system during the analysis of the stress-strain state of oil pipeline section.



Figure 9 – Installation of Type B full-encirclement repair sleeve

It is necessary to consider the cost of the material and the cost of installation when choosing the type of repair. Material and installation costs for steel couplings are different. Sometimes the cost of a composite material is less. Composite sleeves or composite wet laying kits are designed for a standard fixed length. So if the length of the area to be repaired is greater than the length of the area that can be repaired with a single composite hose, then it is better to use steel hoses as it will be cheaper [45].

Thus, all types of repairs have their own advantages and disadvantages, so it is necessary to choose a repair depending on the type of defect, regulatory documents, indicators of reliability, efficiency and economy. [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

Today, the problem is the position of the sleeves in the section of the oil pipeline being repaired, since the pipes and sleeves for repair have an imperfect cylinder shape. Therefore, during the installation of the repair structure, gaps appear between them, which do not allow to remove the stress from the walls of the oil pipeline being repaired, and thus, to a greater extent, this is an inefficient repair method.

[REDACTED]

Owing to the weak water-saturated soils in the section of the underwater pipeline, a part of the pipeline was denuded. The lower part of the pipe lies at the bottom of the stream creating an artificial dam. In this case, one side of the pipeline lies on the water level, the other is above the water level.

At this section, bending of the pipeline along the longitudinal axis is observed as a result of sagging and seasonal “loosening” (pipe blowing) of the pipeline. The formation of denuded and elevated sections in autumn period, the water freezing from the surface at a lower level of the low water during the winter months contribute to its further elevation.

Besides, there is a propensity for the main river bed to move to the left bank eroding the island shores and the main shore depending on the seasonal change of the water level. During the spring and summer-autumn floods, the intensity of erosion of the river bottom arises where the underwater crossing of trunk pipeline is located.

Soil erosion can change the planned-high-altitude position of the pipeline and create additional tubular stress. Protection of the underwater crossings from changes in their planned-high-altitude position is a difficult task, while projects on maintenance and repair during the pipeline operation in most cases imply only localized protection for denuded and sagging sites.

After repair works, the length of areas with deviations from the planned-high-altitude position is often increased compared with the results of previous inspections, or deviations occur where there were none. These questions demand expanded monitoring researches in months of the fullest thawing of a soil.

Hence, higher quality requirements for submarine pipelines are put forward. Such pipelines must have consignment that help the pipeline not float.

Single weight, group ballasting or anchoring of the pipeline can be used in swamps of all types.

The following structures may be used for ballasting pipelines:

- Cast-iron ring weights and reinforced concrete weights;
- reinforced concrete weighting elements of enveloping type;
- polymer-containing ground-filled weighting agents of enveloping type;
- polymer-container ground-filled weighting elements of saddle type.

Cast-iron ring weights consist of two semi-rings enveloping the pipe and interconnected by means of studs of nuts and washers.

Reinforced concrete weights consist of two reinforced concrete blocks located on both sides of the pipeline and connected to each other by means of soft load-bearing belts. Soft power belts are made of technical fabrics or woven ribbons. Frame-free polymer-container weighting agents of enveloping type consist of closed container made of synthetic material, having special necks for filling with soil interconnected by connecting belts made of technical fabric. The choice of the method and means of ballasting the pipeline is carried out by the design organization, based on the specific conditions of construction or repair, materials and the area of the pipeline laying, the design loads acting on the pipeline weights, as well as the feasibility study of each specific method of ballasting the pipeline.

Приложение Б

Таблица Б.1 – Классификация дефектов трубопроводов

Классификация дефектов трубопроводов				
Дефекты геометрии труб	Гофр	дефект, характеризующийся уменьшением проходного сечения трубы, которое сопровождается чередующимися выпуклостями и вогнутостями стенки, вследствие потери устойчивости от поперечного изгиба с изломом оси трубопровода.		
	Вмятина	дефект, характеризующийся местным уменьшением проходного сечения трубы без излома оси трубопровода, образовавшееся вследствие поперечного механического воздействия.		
	Сужение (овальность)	дефект, характеризующийся сужением сечения трубы длиной 1,5 номинального диаметра трубы и более, вследствие которого сечение трубы будет иметь отклонение от окружности, при этом отношение номинального наружного диаметра D_n к номинальному измеренному наружному диаметру d составляет 2% и более		
Дефекты сварного шва	Дефекты поперечных сварных швов	Несплошность плоскостного типа	трещины, несплавления, непровары	
		Аномалия	поры, наплыв, отклонения размеров шва от требований, шлаковые включения	
		Смещение кромок	дефект, в результате которого не совпадают уровни внутренних и наружных поверхностей стенок	
		Косой стык	дефект, в результате которого продольные оси трубы с трубой или с катушкой находятся под углом друг к другу	
		Разнотолщинность стыкуемых труб	дефект, при котором отношение толщины двух стыкуемых секций будет являться больше, чем 1,5	
	Дефекты продольных и спиральных сварных швов	Несплошность плоскостного типа	трещины, несплавления, непровары	
		Аномалия	поры, утяжины, чешуйчатость, наплывы, отклонения размеров шва от требований НД, шлаковые включения	
		Смещения сварного шва	дефект, при котором не совпадают уровни расположения внутренних и наружных поверхностей стенок сваренных листов в стыковых сварных соединениях	
		Дефекты стенки трубы	Потеря металла	дефект, вследствие которого уменьшается толщина стенки трубы из-за коррозионного повреждения
			Уменьшение толщины стенки	дефект, при котором происходит сужение толщины стенки нефтепровода, полученной в результате изготовления горячекатаной трубы или технологического дефекта проката
Риска	поверхностный дефект в виде углубления неправильной формы и произвольного направления, который образуется вследствие механических повреждений, таких как складирование и транспортирование металла			
Расслоение	дефект, образующийся из-за внутреннего нарушения сплошности металла. Данный дефект разграничивает металл стенки на слои в поперечном, либо продольном направлениях			
Трещина	дефект, образующийся в результате разрыва металла стенки трубы.			
Недопустимые конструктивные элементы	Заглушки			
	Переходники			
	Отводы			
	Тройники			
	Сварные секторные отводы заводского изготовления, которые изготовлены не по ТУ			