

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Организация работ по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода в условиях болотистой местности

УДК 622.692.4.053(285.3)-049.32

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-Б7А	Реймер Антон Юрьевич		

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гончаров Н.В.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Гасанов М.А.	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Мезенцева И.Л.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

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

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК (У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ОПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
P8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
P9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.055" Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов".</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
 _____ **Брусник О.В.**
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7А	Реймер Антону Юрьевичу

Тема работы:

Организация работ по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода в условиях болотистой местности	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	45-45/с от 14.02.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2022
------------------------------------------	------------

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</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Вид трубопровода – магистральный нефтепровод; 2. Диаметр – 1220 мм; 3. Протяженность участка магистрального трубопровода «Александровское – Анжеро-Судженск», - 940,7 км; 4. Ремонтируемый участок – 282 км трассы «Александровское – Анжеро-Судженск»; 5. Способ прокладки – подземный; 6. Транспортируемая среда – нефть; 7. Плотность транспортируемой среды – 850 кг/м³; 8. Рабочее давление – 6,3 МПа;
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<i>среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	9. Температура перекачиваемой жидкости – 40 °С; 10. Сталь трубопровода – 12ГСБ.
--------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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>	<i>Введение;</i> 1. Характеристика объекта исследования; 2. Особенности прокладки магистральных нефтепроводов в условиях болотистой местности; 3. Общие положения о ремонте трубопроводов; 4. Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту трубопровода; 5. Расчет трубопровода на прочность и устойчивость; 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; 7. Социальная ответственность.
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
---------------------------------------------------------------------------------------------	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы *(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Профессор, д.э.н., Гасанов Магеррам Али оглы
«Социальная ответственность»	Ст. преподаватель, Мезенцева Ирина Леонидовна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Реферат

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	14.02.2022
-------------------------------------------------------------------------------------------------	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гончаров Н.В.	к.т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7А	Реймер Антон Юрьевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7А	Реймеру Антону Юрьевичу

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

Тема ВКР:

Организация работ по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода в условиях болотистой местности	
Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование; опрос.
1. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта.
2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований	Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.
3. Планирование процесса управления НИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИ.
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Проведение оценки ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
<i>Таблицы:</i>	
<ol style="list-style-type: none"> 1. карта сегментирования рынка предоставляемых услуг; 2. Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок); 3. Матрица SWOT; 4. Интерактивная матрица проекта; 5. SWOT-анализ; 6. Перечень этапов, работ и распределение исполнителей; 	

7. Временные показатели проведения научного исследования;
8. Календарный план-график проведения НИОКР по теме;
9. Материальные затраты для врезки катушки;
10. Материальные затраты для композитной муфты;
11. Затраты на оборудование необходимого для ремонта врезкой катушки;
12. Затраты на оборудование необходимого для ремонта композитной муфтой;
13. Фонд оплаты труда работающих для врезки катушки;
14. Фонд оплаты труда рабочих для композитной муфты;
15. Расчет бюджета затрат НТИ;

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

14.02.2022

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Али оглы	д.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7А	Реймер Антон Юрьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б7А		Реймеру Антону Юрьевичу	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Организация работ по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода в условиях болотистой местности

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение

- Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.
- Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации

Объект исследования: капитальный ремонт участка магистрального нефтепровода
Область применения: участок нефтепровода, расположенный в болотистой местности
Рабочая зона: полевые условия.
Климатическая зона: умеренно холодная и холодная
Количество и наименование оборудования рабочей зоны: бульдозер, экскаватор, автокран, рабочий котлован, дробеструйная установка, компрессор, стягивающее устройство, электростанция, вахтовая машина, трал
Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: разработка траншеи под ремонтируемым участком, разгерметизация ремонтируемого участка нефтепровода, зачистка поверхности нефтепровода, проведение капитального ремонта и засыпка траншеи.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:

- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022)
 ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда» при компоновке рабочей зоны

2. Производственная безопасность при эксплуатации:

- Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов

Опасные факторы:

1. Превышение уровня шума;
2. Повышенная запыленность и загазованность; воздуха рабочей зоны;
3. Повышенный уровень общей вибрации;
4. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;
5. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

Вредные факторы:

1. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты,

	<p>наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрушивающиеся горные породы; падающие деревья и их части; струи и волны, включая цунами; ветер и вихри, включая смерчи и торнадо;</p> <p>2. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий.</p> <p>3. Пожаро- и взрывоопасность</p> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: нормирование рабочего времени на открытом воздухе, система обогрева и мероприятий по обеспечению обогрева, использование средств защиты органов дыхания и кожных покровов (перчатки, очки, спецодежда), защитные наушники, предупредительные вывески и сигналы при работе оборудования, соблюдения условий и правил эксплуатации оборудования и электрических приборов.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: повреждение почвенно-растительного покрова на территории при аварии</p> <p>Воздействие на литосферу: загрязнение почвы нефтепродуктами</p> <p>Воздействие на гидросферу: загрязнение водных ресурсов нефтепродуктами</p> <p>Воздействие на атмосферу: загрязнение атмосферного воздуха летучими углеводородами</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС: разгерметизация трубопровода, возникновение пожара, транспортные аварии</p> <p>Наиболее типичная ЧС: разгерметизация трубопровода.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику 14.02.2022</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7А	Реймер Антон Юрьевич		

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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

Уровень образования бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2022
------------------------------------------	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.02.2022	<i>Введение</i>	5
18.02.2022	<i>Обзор литературы</i>	10
24.02.2022	<i>Явление гидродинамического сопротивления в нефтепроводе</i>	5
04.03.2022	<i>Методы снижения сопротивления в трубопроводе</i>	10
21.03.2022	<i>Физико-химическая характеристика противотурбулентных присадок и механизм их действия</i>	10
13.03.2022	<i>Особенности работы магистрального нефтепровода с птп на объектах ПАО «Транснефть»</i>	10
29.04.2022	<i>Расчетно-технологическая часть</i>	15
14.05.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
31.05.2022	<i>Социальная ответственность</i>	10
04.06.2022	<i>Заключение</i>	5
06.06.2022	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гончаров Н.В	к.т.н.		

Согласовано:

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 125 с., 17 рисунков, 23 табл., 29 источников.

Ключевые слова: капитальный ремонт трубопровода, катушка, врезка катушки, болотистая местность, дефект трубопровода.

Объектом исследования является ремонтируемый участок магистрального трубопровода «Александровское – Анжеро-Судженск», находящийся на 282 км трассы и проходящий через болота II типа.

Цель работы – Разработка мероприятия по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода в условиях болотистой местности.

В процессе исследования были рассчитаны эксплуатационные затраты на ремонт врезкой катушки и ремонт композитной муфтой, в связи с потерей металла на нефтепроводе, а также произведен расчета трубопровода на прочность, деформативность, общую устойчивость в продольном направлении к различным нагрузкам и воздействиям, в данном случае – эксплуатация трубопровода в условиях болотистой местности и устойчивость против всплытия. Рассмотрены вопросы по организации производства работ при прокладке трубопровода в болотистой местности и детально разобраны работы по капитальному ремонту трубопровода методом вырезки/врезки катушки.

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

					Организация работ по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода в условиях болотистой местности			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>	Реферат	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		Реймер А.Ю.					10	125
<i>Руковод.</i>		Гончаров Н.В.						
<i>Рук. ООП</i>		Брусник О.В.						
						Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А		

инцидентов и аварий на нефтепроводах, необходимо своевременно проводить оценку технического состояния на целостность трубопровода. При своевременном обнаружении дефекта и оперативной ликвидации, зависит качество эксплуатации транспортируемых углеводородов.

					Реферат	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		11

THE ABSTRACT

Final certification work is provided on 125 pages., 17 pictures, 23 tables, and 29 sources.

Key words: overhaul of the pipeline, coil, coil clipping, marshland, pipeline defect.

The object of the study is the repaired section of the Alexandrovskoye - Anzhero-Sudzhensk main pipeline, located at 282 km of the route and passing through type II swamps.

The purpose of the work is to determine the features of the repair of the main oil pipeline by cutting / tie-in of the coil in swamp conditions.

In the course of the study, calculations were made of the operating costs for repairing a tie-in coil and repairing a composite coupling, as well as calculations of the pipeline for strength, deformability, overall stability in the longitudinal direction to various loads and influences, in this case, the operation of the pipeline in swampy areas and resistance to ascent. Issues on the organization of work during the laying of a pipeline in a swampy area are considered, and work on the overhaul of the pipeline by the method of cutting / tie-in of the coil is analyzed in detail.

Therefore, in order to avoid various incidents and accidents, it is necessary to assess the technical condition of the pipeline in a timely manner, and then, if there are violations of the integrity of the pipe.

					Организация работ по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода в условиях болотистой местности		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Реймер А.Ю.</i>			The abstract		
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						12	125
					Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А		

Термины и определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

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

вантуз: Устройство, предназначенное для откачки/закачки/впуска/выпуска в трубопровод продукта при выполнении плановых и аварийных работ.

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

захлест: Соединение двух участков трубопровода в месте технологического разрыва трубопровода кольцевым(и) стыком(ами), выполняемое без использования соединительных деталей трубопровода.

капитальный ремонт: Ремонт, характеризующийся комплексом технических мероприятий, направленных на полное или частичное восстановление линейной части эксплуатируемого нефтепровода до проектных характеристик с учетом требований действующих нормативных документов.

катушка: Отрезок трубы, подготавливаемый для вварки в трубопровод, длиной не менее одного диаметра, изготовленный из трубы того же диаметра, номинальной толщины стенки и аналогичного класса прочности, а также имеющий торцы, обработанные механическим способом или путем газовой резки с последующей обработкой металлорежущим инструментом.

магистральный нефтепровод: Единый производственно-технологический комплекс, предназначенный для транспортировки

					Организация работ по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода в условиях болотистой местности			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
Разраб.		Реймер А.Ю.			Термины и определения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Гончаров Н.В.					13	125
Рук. ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А		

подготовленной нефти/нефтепродуктов от пунктов приема до пунктов сдачи потребителям или перевалки их на автомобильный, железнодорожный или водный виды транспорта, состоящий из конструктивно и технологически взаимосвязанных объектов, включая сооружения и здания, используемые для целей обслуживания и управления объектами магистрального трубопровода.

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

ремонтный котлован: Подготовленное на вскрытом участке трубопровода место производства ремонтных работ при врезке вантуза, вырезке и врезке катушки, выполнения захлеста, монтажа ремонтной конструкции.

					Термины и определения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		14

Обозначения и сокращения

ВВК – вырезка и врезка катушек, соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры, подключение участков трубопроводов, приварка эллиптических заглушек (днищ);

ВИК – визуальный и измерительный контроль;

ВПТ – временный полевой трубопровод;

ВТД – внутритрубное диагностирование;

ГВС – газоздушная смесь;

ИГС – инертная газовая смесь;

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

ЛЧ – линейная часть;

МРТ – машина для резки труб;

МТ – магистральный трубопровод;

НК – неразрушающий контроль;

ПДВК – предельно допустимая взрывобезопасная концентрация;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

ППР – план производства работ;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

СМР – строительно-монтажные работы;

УКЗ – удлиненные кумулятивные заряды;

НТД – Нормативно-технический документ;

МН – Магистральный нефтепровод;

ПЭР – Полимерный эластичный резервуар.

					Организация работ по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода в условиях болотистой местности			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Реймер А.Ю.</i>			Обозначения и сокращения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					15	125
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А		

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	18
1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ	20
2 ОСОБЕННОСТИ ПРОКЛАДКИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ БОЛОТИСТОЙ МЕСТНОСТИ.....	23
2.1 Классификация болот	26
2.2 Организация производства работ при прокладке трубопроводов в условиях болот	29
3 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ О РЕМОНТЕ ТРУБОПРОВОДОВ	35
3.1 Виды ремонта магистральных трубопроводов и их специфика	35
3.2 Оценка технического состояния нефтепровода при выборе способа капитального ремонта.....	39
4 ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО КАПИТАЛЬНОМУ РЕМОНТУ ТРУБОПРОВОДА.....	42
4.1 Проведение земляных работ	45
4.1.1 Порядок организации земляных работ	45
4.1.3 Засыпка ремонтного котлована	47
4.2 Работы по снятию изоляции.....	49
4.3 Врезка вантуза в нефтепровод	50
4.4 Работы по герметизации нефтепровода.....	52
4.3 Откачка нефти из отключенного участка.....	53
4.6 Вырезка катушки.....	55
4.6.1 Вырезка катушки с применением машин для резки труб	57
4.6.2 Вырезка катушки с применением энергии взрыва.....	59
4.7 Демонтаж дефектной катушки нефтепровода	61
4.8 Работы по герметизации нефтепровода.....	62
4.9 Подготовка и производство сварочно-монтажных работ	62
4.10 Стыковка (подгонка) катушек/захлестов, установка и монтаж запорной арматуры и соединительных деталей.....	64
4.11 Размагничивание стыкуемых труб перед сваркой.....	67
4.12 Сварочно-монтажные работы	68

					Организация работ по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода в условиях болотистой местности		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Реймер А.Ю.</i>			Оглавление		
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
					16	125	
					Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А		

4.13	Контроль качества сварных соединений	70
4.14	Изоляция врезанной катушки	72
4.15	Обратная засыпка нефтепровода	73
5	РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДА НА ПРОЧНОСТЬ И УСТОЙЧИВОСТЬ.....	75
5.1	Расчетные характеристики материалов	75
5.2	Нагрузки и воздействия.....	76
5.3	Определение толщины стенки трубопроводов	77
5.4	Проверка прочности и устойчивости подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов	79
5.7	Проверка устойчивости положения (против всплытия) трубопровода	85
6.	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	88
6.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	88
6.1.1	Потенциальные потребители результатов исследования	88
6.1.2	Анализ конкурентных технических решений.	89
6.1.3	SWOT-анализ.....	91
6.2	Планирование научно-исследовательских работ.....	94
6.2.1	Структура работ в рамках научного исследования	94
6.2.2	Определение трудоемкости выполнения работ	94
6.2.3	Разработка графика проведения научного исследования.....	95
6.3	Расчет материальных затрат НТИ	98
6.3.1	Расчет затрат на специальное оборудование для проведения исследования	99
6.3.2	Накладные расходы.....	105
7	Социальная ответственность	107
7.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	108
7.2	Производственная безопасность.....	109
7.2	Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	110
7.3	Экологическая безопасность	116
7.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	118
	Вывод.....	120
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	122
	Список используемой литературы	123

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время на территории России эксплуатируется около 50 тыс.км магистральных нефтепроводов, представляющих единую систему, которая обеспечивает нормальное функционирование нефтяного рынка и транспортировку 99,5% добываемой в России нефти. Учитывая, что состояние магистральных нефтепроводов должно соответствовать действующим требованиям промышленной безопасности, оценке технического состояния трубопровода и выбору вида его ремонта должно уделяться большое внимание, тем более магистральные нефтепроводы отнесены к опасным производственным объектам и подлежат обязательному декларированию промышленной безопасности.

Трубопроводы линейной части магистральных нефтепроводов практически не имеют резерва, и поэтому их отказ может привести к длительному простоя всего магистрального нефтепровода или системы магистральных нефтепроводов.

Обеспечение надежной и безотказной работы крупных транспортных систем, к которым относятся магистральные нефтепроводы, представляет задачу государственной важности, при решении которой значительное место отводится вопросам капитального ремонта линейной части трубопроводов.

Именно из этого следует актуальность данной работы: исключение возникновения аварийных ситуаций на МН для обеспечения нормального и бесперебойного функционирования объектов.

Цель работы: Разработка мероприятия по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода в условиях болотистой местности.

Исходя из поставленной цели, необходимо выполнить следующие задачи:

					Организация работ по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода в условиях болотистой местности			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.		Реймер А.Ю.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.					18	125
Рук. ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А		

1. Обзор НТД в области капитального ремонта МН;
2. Обоснование метода ремонта МН;
3. Проведение расчета нефтепровода на прочность;
4. Разработка мероприятий по организации капитального ремонта участка магистрального нефтепровода с учетом условий прокладки.

Объект исследования: участок магистрального нефтепровода («Александровское – Анжеро-Судженск» диаметром 1220 мм, общей протяженностью в одностороннем исполнении 940,7 км.).

Предмет исследования: ремонтные работы нефтепровода методом врезки катушки.

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

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

Объектом исследования является ремонтируемый участок магистрального трубопровода «Александровское – Анжеро-Судженск» (резервная нитка), диаметром 1220 мм, общей протяженностью в одностороннем исполнении 940,7 км. Ремонтируемый участок находится на 282 км трассы и проходящий через болота II типа.

В результате прохождения преддипломной практики была подробно изучена организация производства работ при прокладке трубопровода в условиях болот, были изучены виды ремонта магистрального трубопровода и их специфика, что в дальнейшем помогло оценить техническое состояние трубопровода при выборе способа капитального ремонта, а также подробно был рассмотрен сам капитальный ремонт магистрального нефтепровода методом вырезки/врезки катушки.

В работе были применены различные методы исследования, такие как документальный анализ, теоретический анализ и анализ сравнения.

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

Нефтепровод проходит по Центральной Сибири через равнинную местность, простираясь с севера, через всю Томскую область до Анжеро-Судженска Кемеровской области (рисунок 1.1), а это почти 60% обводнённости

					Организация работ по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода в условиях болотистой местности		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>			
<i>Разраб.</i>		Реймер А.Ю.			Характеристика объекта исследования		
<i>Руковод.</i>		Гончаров Н.В.					
<i>Рук. ООП</i>		Брусник О.В.			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						20	125
					Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А		

и заболоченности, так как эти места славятся знаменитыми Васюганскими болотами (рисунок 1.2), рекой Обь с множеством других рек, притоков, озерков, стариц или болот с торфом различной степени разложения, в основном I и II типа.

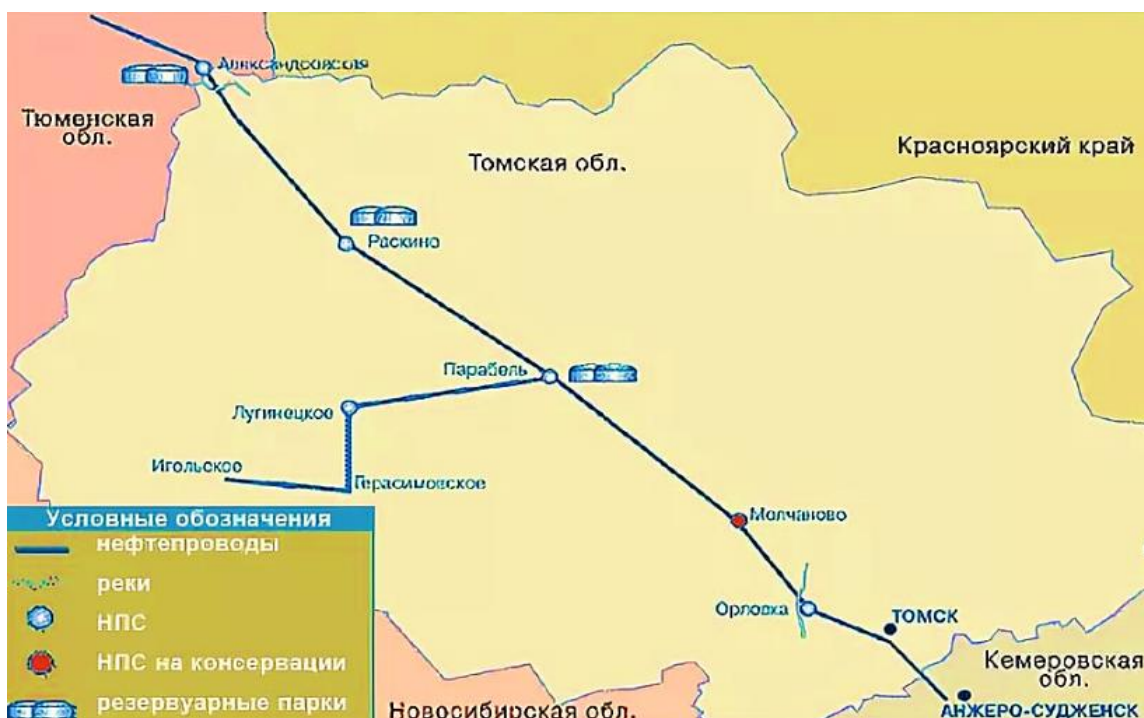


Рисунок 1.1 – Магистральный нефтепровод «Александровское – Анжеро-Судженск»

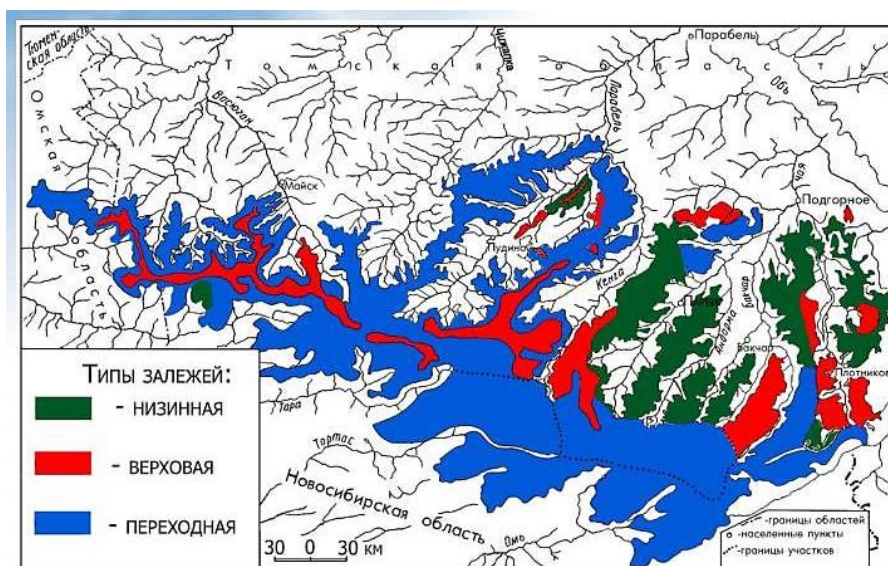


Рисунок 1.2 – Схема расположения Васюганского болота (Л.И. Инишев)

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

Непосредственно ремонтируемый участок находится на 282 км трассы магистрального трубопровода «Александровское – Анжеро-Судженск» (резервная нитка) и проходит через весь участок местности болот II типа.

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		22

2 ОСОБЕННОСТИ ПРОКЛАДКИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ БОЛОТИСТОЙ МЕСТНОСТИ

В географической литературе *болотами* называют избыточно увлажненный с застойным водным режимом участок земли, на котором происходит накопление органического вещества в виде неразложившихся остатков растительности. То есть, под термином «болота» понимаются не только торфяные болота – торфяники, но и заболоченные земли, не имеющие хорошо выраженного слоя торфа [1].

Болота могут возникать в двух случаях: когда заболачивается суша (главный вид образования болот) (рисунок 2.1а) и когда зарастает (заболачивается) водоем (рисунок 2.1б).



а)



б)

Рисунок 2.1 – Образование болот:

а) заболачивание почвы, б) зарастание водоема

Заболачивание суши характерно для большинства природных зон земного шара, происходит оно при переувлажнении и в благоприятных геоморфологических условиях, т.е. в понижениях, впадинах и т.д., которые ведут к застойному водному режиму, накоплению органических веществ и, как следствие, – образованию болот.

					Организация работ по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода в условиях болотистой местности			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		Реймер А.Ю.			Особенности прокладки магистральных нефтепроводов в условиях болотистой местности	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Гончаров Н.В.				23	125	
<i>Рук. ООП</i>		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А		

По своему происхождению, положению в рельефе, условиям водного и минерального питания, особенностям динамики развития, особенностям строения, составу растительности, физическим и химическим свойствам болотные торфяники очень разнообразны. В процессе своего развития, каждое болотное образование претерпевает различные во времени и пространстве изменения, поэтому в природе практически невозможно найти два совершенно одинаковых (по морфологическим признакам) болотных образования

Движущей силой развития процесса образования болот на каждом его этапе является множество факторов, которым принадлежит очень большая роль [2].

Основными критериями для выделения типов болот могут служить:

- различия особенностей взаимодействия компонентов природы с показателями хода развития болот от стадии к стадии;
- различия относительных и абсолютных значений скорости, мощности, масштабов и направлений развития процесса образования болот;
- изменения площадей, болотообразовательный процесс которых, в течение того или иного отрезка времени усиливается или ослабевает и т.д.

Принципиально динамическая схема развития болот должна состоять из трех крупных стадий (рисунок 2), которые различаются по времени и морфогенетическим признакам хода развития болот: I – образование болот, II – развитие стадии зрелости болот и III – деградация болот. Каждая стадия разделяется на классы и типы развития болот [3].

Количество классов и типов болот на каждой стадии зависит от многих показателей:

- от величины и характера территории заболоченных земель, которые, в свою очередь, тоже разделены на типы;
- от единообразия или многообразия проявления закономерностей развития болот;
- от степени и детальности изученности болот и т.д.

					Особенности прокладки магистральных нефтепроводов в условиях болотистой местности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		24

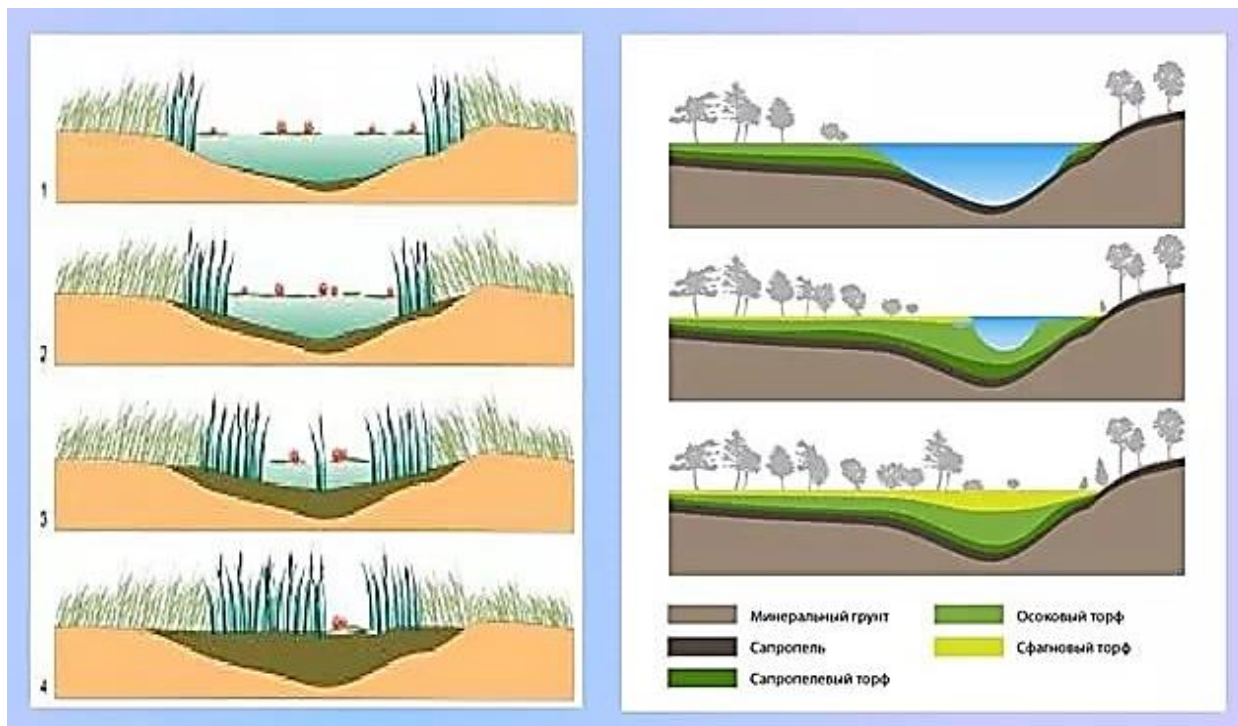


Рисунок 2.2 – Схема зарастания озера и превращение его в болото

Кроме трех крупных стадий развития болот, в каждом конкретном случае могут быть выделены дополнительные более ограниченные по времени и количеству меняющихся морфологических и генетических признаков стадии развития болот, с которыми связаны те или иные весьма характерные качественные и количественные изменения типов болот. Выделение каждого типа развития болот определяется динамикой изменений морфогенетических и экологических условий [4].

I стадия развития болот – образование болот – включает в себя огромное количество всевозможных болотных урочищ разных морфогенетических классов, испытывающих влияние прогрессивной аккумуляции, с многообразными закономерностями проявления болотообразовательного процесса во времени и на различных участках земной поверхности.

II стадия – развитие стадии зрелости болот – включает в себя три крупных типа развития болот (низинные, переходные, верховые), подразделяющиеся на множество классов, характеристика и обособление которых проводится по индивидуальным или групповым морфогенетическим признакам.

III стадия – деградация – включает в себя всевозможные классы деградации болотной местности, находящейся на той или иной стадии формирования типа болот. В том числе и при трансформации угодий, в условиях активного эрозионного разрушения болот, их захоронения, использования под лесные массивы, перекрытия искусственными или естественными водоемами, а также полной промышленной выработки торфа.



Рисунок 2.3 – Превращение озера в болото

2.1 Классификация болот

Исходя из стадий образования, болота, в свою очередь, можно классифицировать: в зависимости от характера водно-минерального питания, по типу микро- и макрорельефа, по типу характерной растительности и по типу климата [2].

В зависимости от характера водно-минерального питания болота подразделяются на (рисунок 4):

- Низинные (эвтрофные) – болота, с богатым водно-минеральным питанием, которое осуществляется в основном за счет грунтовых вод, расположенные в низинных местностях (в поймах рек, по берегам озер, в местах выхода родников);

					Особенности прокладки магистральных нефтепроводов в условиях болотистой местности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		26

- Переходные (мезотрофные) – болота, которые являются переходной стадией между низинными и верховыми болотами, с умеренным водно-минеральным питанием;
- Верховые(олиготрофные) – болота, вода которых отличается повышенной кислотностью, питающиеся за счет атмосферных осадков, бедных минеральными веществами. Из-за накопленного торфа со временем поверхность болота может стать выпуклой.

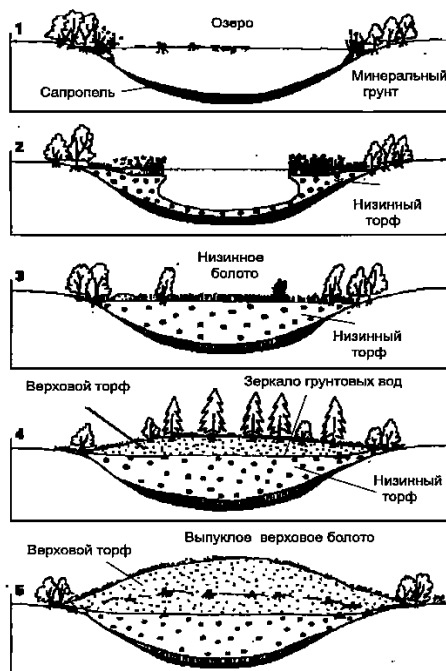


Рисунок 2.4 – Классификация болот по характеру водно-минерального питания

По типу микрорельефа различают следующие типы болот:

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

По типу макрорельефа различают:

					Особенности прокладки магистральных нефтепроводов в условиях болотистой местности	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		27

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

По типу характерной растительности болота делятся на:

- лесные – болота проточного типа, имеющие в своем растительном покрове древесные породы (ель, берёза и др.), сфагновые и зелёные мхи;
- кустарничковые – слабообводненные болота со стоячей или медленно текущей водой, в растительном покрове которых доминируют кустарнички и угнетённая сосна;
- травяные – виды болот, зарастающие осоками, тростниками, рогозом и др. (чаще всего – низинные болота);
- моховые – виды болот, возникающие на равнинах, водоразделах и даже на склонах, так как мхи, подобно губке, впитывают воду атмосферных осадков (чаще всего – верховые болота).

Так как климат играет важную роль в определении флоры и фауны болот, то болота ещё подразделяются по типу климата на следующие виды:

- субарктические (в областях вечной мерзлоты);
- умеренные (большинство болот РФ, Прибалтики, СНГ и ЕС);
- тропические и субтропические (например, болота Параны в Южной Америке и болота Окаванго в Южной Африке).

					Особенности прокладки магистральных нефтепроводов в условиях болотистой местности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		28

2.2 Организация производства работ при прокладке трубопроводов в условиях болот

При строительстве трубопроводов на болотах применяются все существующие в данное время конструктивные схемы укладки трубопроводов (рисунок 5).

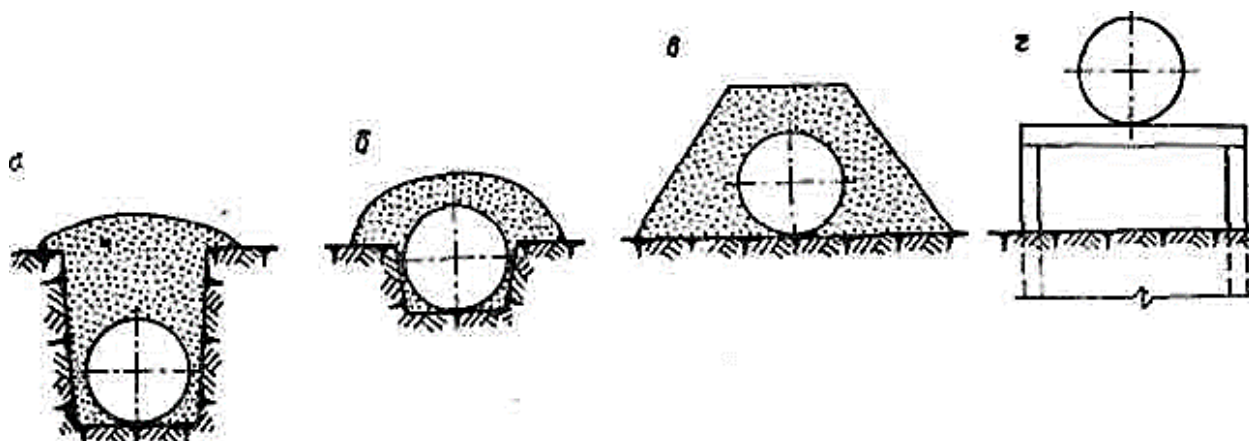


Рисунок 2.5 – Конструктивные схемы укладки трубопроводов
а – подземная, б – полуподземная, в – наземная, г – надземная.

Подземная схема подразумевает укладку трубопровода в грунт на глубину, превышающую диаметр этого трубопровода (рисунок 2.5а).

Полуподземная схема также заключается в укладке трубопровода в грунт, но уже на глубину менее диаметра, а выступающую часть трубы засыпают грунтом (рисунок 2.5б).

При наземной схеме трубопровод укладывают на поверхности спланированного грунта (рисунок 2.6).

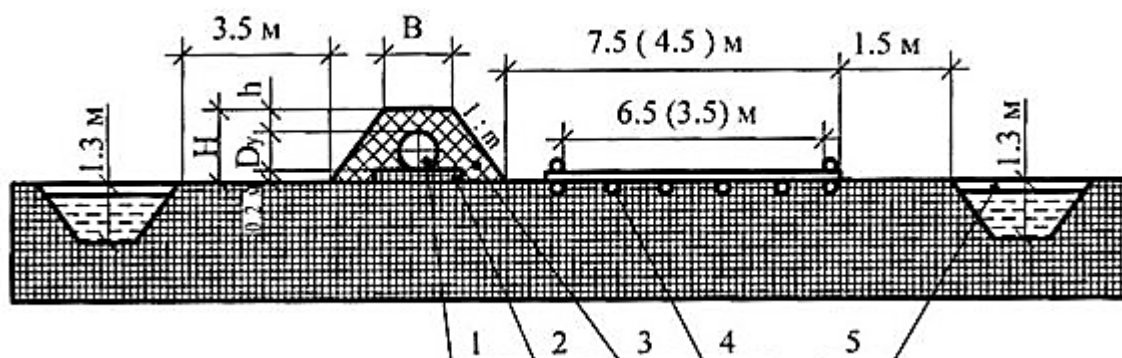


Рисунок 2.6 – Схема наземной прокладки трубопровода на поверхности болота.

1 – трубопровод, 2 – торфяная или хворостяная подготовка, 3 – обвалование из песчаного грунта или торфа, 4 – лежневая дорога, 5 – противопожарная охрана.

Надземная схема подразумевает укладку трубопровода выше поверхности грунта на опорах. На переходах трубопроводов через болота, как правило, прокладывают одну нитку трубопровода. Однако на болотах II и III типов при ширине болота более 500 м допускается прокладка резервной нитки.

Применение той или иной схемы в конкретных условиях определяется типом болота, его естественным состоянием, а также изменением физико-механических свойств грунта под воздействием трубопровода. Необходимо иметь в виду, что и технология строительства может оказать существенное положительное или отрицательное влияние на взаимодействие трубы с окружающим грунтом.

Из-за чрезвычайно сильной сжимаемости болотистых (торфяных) грунтов под воздействием даже незначительных уплотняющих нагрузок, в трубопроводе, в период эксплуатации, возникают продольные усилия, которые обуславливают более значительные поперечные перемещения трубы, поэтому трубопроводы, уложенные в плотных грунтах, в отличие от трубопроводов, уложенных на болотах по подземной или наземной схемам, с течением времени изменяют своё первоначальное положение [5].

Главная задача при прокладке трубопровода по той или иной схеме – обеспечить его прочность, общую устойчивость в продольном направлении и устойчивость против всплытия.

Прежде чем приступать к выполнению основных работ по сооружению трубопровода на болотах, выполняются подготовительные работы, которые зависят от состояния (мерзлое или талое болото) и типа болот.

При выполнении работ в условиях мерзлого грунта производится расчистка трассы, промораживание грунта и обустройство лежневой дороги.

Если работы выполняются в условиях талого грунта, то подготовка трассы заключается в следующих этапах [5]:

					Особенности прокладки магистральных нефтепроводов в условиях болотистой местности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		30

- выемка торфа бульдозером или экскаватором, установленном на плавсредстве;
- отсыпка грунта производится при большой глубине болота, и выполняется с берега автосамосвалом или гидронамывом;
- с целью уменьшения количества песка устанавливают песчаные сваи;
- проводят осушение болот с помощью водоотливных дренажных канав.

В зависимости от состояния грунта земляные работы по рытью траншей могут выполняться по-разному. В мерзлом грунте земляные работы осуществляются, как и в обычном грунте на равнине. А вот в талом грунте земляные работы могут выполняться [5]:

- взрывом, если ширина труднопроходимого болота глубиной до 2,3 м;
- экскаватором и бульдозером, если глубина слоя торфа не превышает 0,5 ÷ 1 м, бульдозер снимает слой торфа до минерального грунта, а экскаватор, оборудованный обратной лопатой, разрабатывает траншею на необходимую глубину;
- экскаватором со щитов, на салазках или на понтоне;
- землесосом.

Для замерзшего и талого состояния болот сварка трубопровода в нитку, его изоляция и укладка выполняются по различным технологическим схемам. При замерзшем состоянии болота, когда становится возможным движение по нему механизированных колонн, технология строительства трубопроводов ничем не отличается от технологии строительства на равнинной местности. В случае, когда грунт находится в талом состоянии, сварка и изоляция трубопровода осуществляется на одном из берегов болота. Укладка же может выполняться по одному из ниже приведенных вариантов:

1. Укладка подготовленного трубопровода методом протаскивания, производится с помощью тягового троса, заранее проложенного в подготовленной траншее в болоте. Этот метод целесообразен тогда, когда проезд

					Особенности прокладки магистральных нефтепроводов в условиях болотистой местности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		31

кранов-трубоукладчиков по поверхности болота невозможен, а балластировка труб сделана на берегу. При положительной плавучести внутрь трубопровода заливают воду, и опускают его на дно, а при отрицательной – трубопровод сразу протаскивают по дну;

2. Укладка методом сплава производится выводом трубопровода в траншею на плаву, перемещая его с берега, общая длина которого может достигать нескольких километров. Этот метод очень эффективен на труднопроходимых болотах при условиях, что траншея подготовлена заранее, например, в зимнее время.

Грунт, с помощью которого утяжеляют трубопровод, обрабатывают специальным связывающим материалом – отходом переработки нефти. Смешанный с таким материалом грунт, через некоторое время образует прочный конгломерат и схватывается как с трубой, так и со стенками траншеи.

Сведения о проектировании и прокладке трубопроводов через болота и обводненные участки содержатся в таком нормативном документе, как СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы (пересмотр актуализированного СНиП III-42-80* "Магистральные трубопроводы" (СП 86.13330.2012)), где трактуются следующие проектные нормы по организации проведения работ на болотах [5].

Способ прокладки трубопровода в условиях болот определяется проектом, но преимущество отдается подземной прокладке трубопроводов, которая, в зависимости от времени года, методов производства работ, степени обводненности, несущей способности грунта и оснащённости строительного участка оборудованием, осуществляется следующими способами:

- укладкой с бермы траншеи или лежневой дороги;
- сплавом;
- протаскиванием по дну траншеи;
- укладкой в специально создаваемую в пределах болота насыпь.

1) При сооружении подземных трубопроводов на болотах, обводненных участках трассы и участках с высоким уровнем грунтовых вод

					Особенности прокладки магистральных нефтепроводов в условиях болотистой местности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		32

допускается укладка трубопровода непосредственно на воду с последующим погружением на проектные отметки и закреплением. Методы укладки и конкретные места балластировки таких трубопроводов определяются проектом и уточняются проектом производства работ;

2) Расчистка трассы на болотах, как правило, осуществляется в зимний период, так как нагрузка от строительной техники в летнее время значительно превышает допускаемое давление на торфяную залежь, поэтому и прокладка трубопровода на болотах и обводненных участках в основном производится в зимнее время, после замерзания верхнего торфяного покрова, а также выполняются мероприятия по уменьшению промерзания грунта на полосе рытья траншеи;

3) По характеру передвижения строительной техники болота делятся на следующие типы [5]:

I тип – болота, целиком заполненные торфом, которые допускают работу и неоднократное передвижение болотной техники с удельным давлением 0,02-0,03 МПа (0,2-0,3 кгс/см²) или работу обычной техники с помощью щитов, сланей или дорог, обеспечивающих снижение удельного давления на поверхность залежи до 0,02 МПа (0,2 кгс/см²);

II тип – болота, целиком заполненные торфом, которые допускают работу и передвижение строительной техники только по щитам, сланям или дорогам, обеспечивающим снижение удельного давления на поверхность залежи до 0,01 МПа (0,1 кгс/см²);

III тип – болота, заполненные растекающимся торфом и водой с плавающей торфяной коркой, которые допускают работу только специальной техники на понтонах или обычной техники с плавучих средств.

4) Для устройства основания и засыпки наземного трубопровода запрещается использовать мерзлый грунт с комьями размером более 50 мм в поперечнике;

5) Засыпка трубопроводов, уложенных в траншею на болотах в летнее время, осуществляется:

					Особенности прокладки магистральных нефтепроводов в условиях болотистой местности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		33

- бульдозерами на болотном ходу;
- одноковшовыми экскаваторами на уширенных гусеницах, перемещающихся вдоль трассовой дороги;
- одноковшовыми экскаваторами на сланях с перемещением непосредственно вдоль траншеи;
- с помощью легких передвижных гидромониторов путем смыва грунта в траншею, а в зимнее время после промерзания грунта-бульдозерами;
- одноковшовыми экскаваторами и роторными траншеезасыпателями.

					Особенности прокладки магистральных нефтепроводов в условиях болотистой местности	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		34

3 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ О РЕМОНТЕ ТРУБОПРОВОДОВ

Ремонт магистральных трубопроводов направлен на то, чтобы восстанавливать и поддерживать первоначальные эксплуатационные качества трубопровода или отдельных его участков, а также определенный уровень надежности, который, в свою очередь, позволяет обеспечить безопасную транспортировку перекачиваемого продукта.

Поэтому, чтобы обеспечить должное и наиболее эффективное восстановление линейной части трубопровода, выполняются работы по его ремонту, исходя из фактического технического состояния трубопровода (рисунок 2.1).

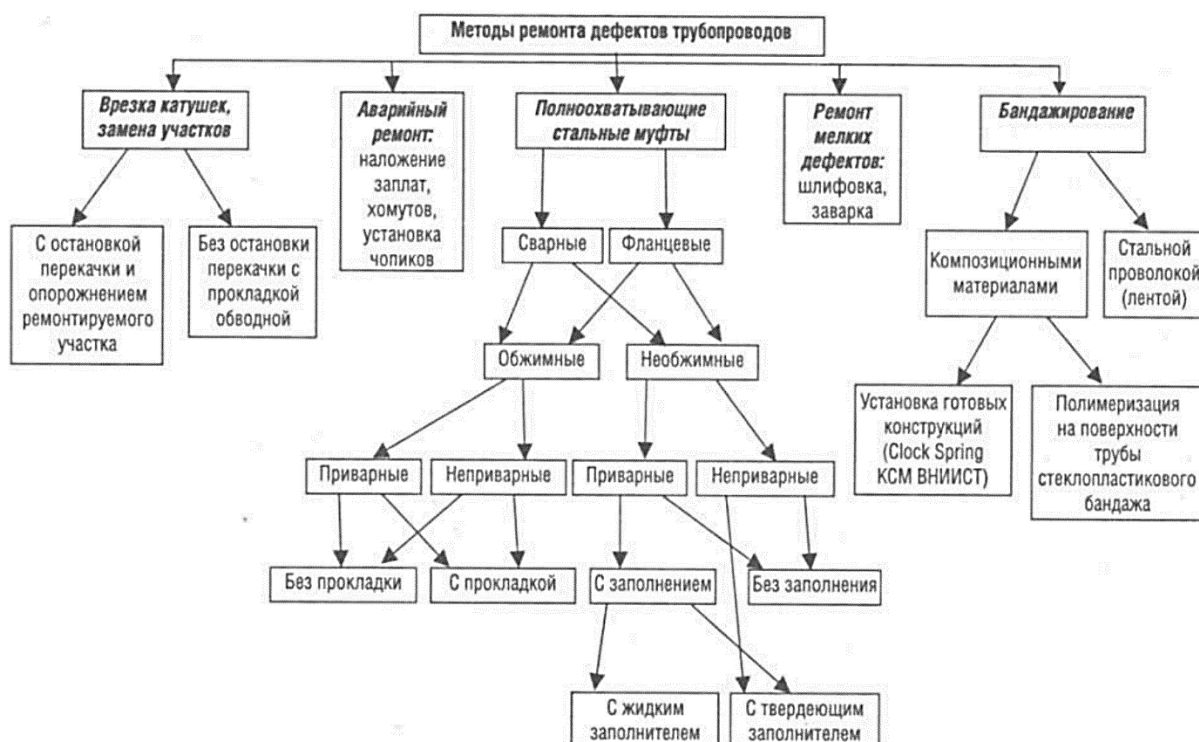


Рисунок 3.1 – Виды и методы ремонта трубопровода

3.1 Виды ремонта магистральных трубопроводов и их специфика

Итак, ремонт линейной части магистральных трубопроводов по объему и характеру выполняемых работ подразделяется на:

					Организация работ по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода в условиях болотистой местности			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.		Реймер А.Ю.			Общие положения о ремонте трубопроводов	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.					35	125
Рук. ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А		

- аварийный ремонт;
- текущий ремонт;
- капитальный ремонт.

Аварийный ремонт трубопровода проводят в том случае, когда возникают ситуации, связанные с работами по:

- разрыву сварных стыков или разрыву по телу трубопровода;
- ликвидации аварий, которые могут возникнуть, например, в результате воздействия подземной коррозии;
- закупоркам трубопровода, приводящих к полной или частичной его остановке;
- неисправностям в линейной арматуре: кранах, задвижках, камерах приема и пуска скребка и др.

После того, как завершатся сварочно-восстановительные работы, выполняется ремонт повреждений защитных покрытий, которые могут обнаружиться после вскрытия трубы, а затем с помощью термоусаживающих лент и манжет из эпоксидных, полиуретановых и других жидких полимерных композиций и лакокрасочных материалов, наносят изоляцию на зоны сварных стыков.

Текущий ремонт характеризуется минимальным по содержанию и объему плановым ремонтом, осуществляемый в процессе эксплуатации, который заключается в систематическом и своевременном обслуживании, дабы предупредить преждевременный износ линейных сооружений, и устранить, мелкие повреждения и неисправности, если таковые имеются.

Текущий ремонт подразделяется на:

- профилактический – можно спланировать заранее объем работ и их выполнение;
- непредвиденный – выявляется, непосредственно, в процессе эксплуатации и выполняется в срочном порядке.

К текущему ремонту относят [7]:

- работы, выполняемые при техническом обслуживании;

					Общие положения о ремонте трубопроводов	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

- ликвидацию мелких повреждений земляного покрова над трубопроводом;
- устройство и очистку водоотводных канав, вырубку кустарников;
- очистку внутренней полости трубопроводов от парафина, грязи, воды и воздуха;
- проверку состояния и ремонт изоляции трубопроводов шурфованием;
- ревизию и ремонт запорной арматуры, связанные с заменой сальника и смазки;
- ремонт колодцев, ограждений, береговых укреплений, переходов трубопроводов через водные преграды;
- проверку фланцевых соединений, крепежа, уплотнительных колец, осмотр компенсаторов;
- замер толщины стенок трубопроводов ультразвуковым толщиномером;
- подготовку линейных объектов трубопроводов к эксплуатации в осенне-зимних условиях, в период весеннего паводка и устранение мелких повреждений, причиненных весенним паводком;
- периодическую окраску надземных трубопроводов, арматуры, металлических и ограждающих конструкций.

Все мероприятия по техническому обслуживанию и текущему ремонту трубопроводов проводят в основном без остановки перекачки.

Ремонт повреждений защитных покрытий, обнаруженных при шурфовании и после проведения ультразвуковой толщинометрии, выполняют с использованием ремонтных изоляционных материалов, аналогичных материалам, применяемым для нанесения основного изоляционного покрытия [7].

Капитальный ремонт проводится тогда, когда линейные сооружения достигают предельных значений своего износа, и характеризуется комплексом технических мероприятий, направленных на полное или частичное

					Общие положения о ремонте трубопроводов	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

восстановление линейной части эксплуатируемого нефтепровода до проектных характеристик с учетом требований действующих нормативных документов. Как правило, капитальный ремонт должен производиться после устранения выявленных в результате диагностики опасных дефектов. Потенциально опасные дефекты устраняются в процессе капитального ремонта [8].

К капитальному ремонту линейной части относят:

- все работы, выполняемые при текущем ремонте;
- вскрытие траншей, подземных трубопроводов, осмотр и частичную замену изоляции;
- ремонт или замену дефектных участков трубопровода и запорной арматуры, их переиспытание и электрификацию арматуры;
- замену фланцевых соединений, кронштейнов, опор и хомутов с последующим креплением трубопроводов к ним;
- просвечивание сварных швов;
- очистку полости и испытание трубопроводов на прочность и герметичность;
- окраску надземных трубопроводов, арматуры, металлических и ограждающих конструкций;
- ремонт колодцев и ограждений;
- берегоукрепительные и дноукрепительные работы на переходах трубопроводов через водные преграды;
- сооружение защитных кожухов на пересечениях с железными и шоссейными дорогами;
- ремонт и сооружение новых защитных противопожарных сооружений.

Организация проведения работ по капитальному ремонту трубопровода очень похожа на работы по его сооружению, однако с точки зрения технологии, организации и управления она значительно сложнее, и имеет свои специфические особенности, которые заключаются:

- в операции по вскрытию трубопровода, его подъема, очистке от

					Общие положения о ремонте трубопроводов	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

старой изоляции, сварочно-восстановительных, изоляционно-укладочных работах и работах по засыпке трубопровода;

- в меньших по объему монтажных работах, и больших подъемно-укладочных операций;
- в операциях по ремонту стенки трубы, усилению стыков при частичной или полной замене трубы, секции или плети на отдельных участках трубопровода;
- в сложности и трудоемкости выполнения земляных работ по вскрытию траншеи, так как требуется высокая квалификация машиниста для предотвращения повреждения стенки трубы ковшом (или ротором) экскаватора;
- в сложности и трудоемкости предварительной очистки трубопровода от старой изоляции и продуктов коррозии.

При выполнении работ по капитальному ремонту линейной части трубопровода выполняются подготовительные работы, погрузочно-разгрузочные, транспортные, земляные, подъемно-очистные, сварочно-восстановительные, изоляционно-укладочные работы, а также контроль качества этих работ [8].

3.2 Оценка технического состояния нефтепровода при выборе способа капитального ремонта

Все нефтепроводы, в большей степени подземные, подвержены износу, то есть постепенному коррозионному разрушению металла и изоляционного покрытия под действием окружающей среды. Само изоляционное покрытие может разрушаться в результате старения, влияния механических воздействий различного характера, например, при укладке и засыпке трубопровода и т.д..

Те или иные разрушения приводят к усиленному коррозионному разрушению уже оголенного участка трубопровода. Даже небольшое сквозное отверстие в изоляции быстро заполняется влагой, содержащейся в грунте, вследствие чего металлическая поверхность трубопровода электрически контактирует с агрессивной окружающей средой, так как влага в данном случае является электролитом. В большей степени риску подвержены трубопроводы,

					Общие положения о ремонте трубопроводов	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

пролегающие в болотистой местности или обводненных грунтах.

Поэтому, чтобы избежать различных инцидентов и аварий, необходимо своевременно проводить оценку технического состояния трубопровода, а затем, если имеются нарушения целостности трубы, уже выбирать вид капитального ремонта нефтепровода, который производится как раз на основе анализа результатов обследования (дефектоскопии) стенки трубы и состояния изоляционного покрытия, а также данных за весь период эксплуатации трубопровода [6].

Этими данными для анализа и оценки технического состояния нефтепровода могут являться:

- результаты диагностики внутритручными инспекционными приборами (ВИС);
- данные обследования состояния изоляционного покрытия приборами (устройства контроля изоляции трубопровода (УКИ)) и шурфованием;
- величина защитной разности потенциалов “труба-земля” за весь период эксплуатации;
- сведения о ранее выявленных и устраненных дефектах;
- данные технического паспорта нефтепровода (дата постройки и пуска в эксплуатацию, диаметр, давление, сертификат металла труб, информация о проведенных ремонтах и т.д.).

Все результаты обследований и измерений заносятся в рабочие журналы и оформляются в виде соответствующих актов, сводных таблиц и т.п., а уже на основании полученных данных и анализа технического состояния нефтепровода технические службы эксплуатирующей организации производят:

- уточнение местоположения дефектного участка на трассе нефтепровода и дополнительное обследование обнаруженных дефектов;
- планирование мероприятий по предотвращению возможных нарушений работы нефтепровода;
- выбор вида и способа ремонта, установление сроков проведения

					Общие положения о ремонте трубопроводов	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

ремонта в зависимости от характера дефекта с учетом загруженности нефтепровода на рассматриваемый момент и перспективу;

- составление перспективного и текущего планов капитального ремонта нефтепровода;

Выбор вида и способа ремонта зависит от следующих показателей [6]:

- состояния изоляционного покрытия и стенки трубы;
- размеров и расположения коррозионных повреждений стенки трубы;
- количества и характера распределения опасных и потенциально опасных дефектов стенки конкретных условий пролегания трубопровода;

- фактических и прогнозируемых показателей загруженности нефтепровода;

- технико-экономических показателей по видам и способам ремонта.

					Общие положения о ремонте трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		41

4 ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО КАПИТАЛЬНОМУ РЕМОНТУ ТРУБОПРОВОДА

Работы по вырезке/врезке катушки должны выполняться по проекту производства работ, разработанному в соответствии с требованиями нормативных документов. Как правило, такие работы делятся на три основных этапа – это подготовительные, основные и завершающие работы (рисунок 3.1).

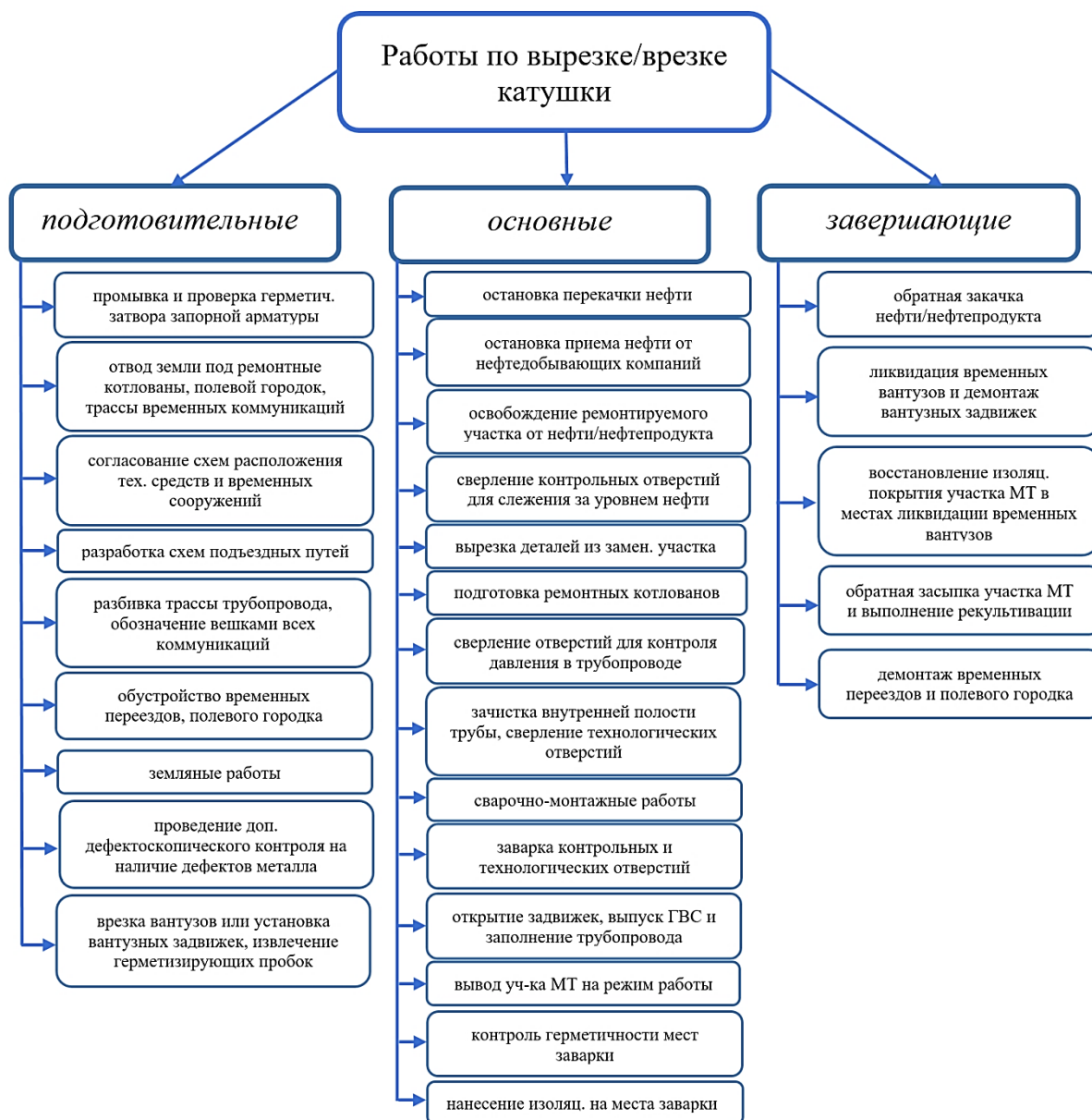


Рисунок 4.1 – Работы по вырезке/врезке катушки

					Организация работ по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода в условиях болотистой местности					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>	Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту трубопровода			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Разраб.	Реймер А.Ю.							42	125	
Руковод.	Гончаров Н.В.									
Рук. ООП	Брусник О.В.									
					Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А					

К *подготовительным работам* относятся [9]:

- 1) промывка и проверка герметичности затвора запорной арматуры;
- 2) отвод земли под ремонтные котлованы, полевой городок, трассы временных коммуникаций;
- 3) согласование схем расположения технических средств и временных сооружений в техническом коридоре;
- 4) разработка схем подъездных путей для движения транспорта;
- 5) разбивка трассы трубопровода, обозначение вешками всех коммуникаций, следующих в одном техническом коридоре и пересекающих МТ в зоне производства работ;
- 6) обустройство временных переездов, полевого городка;
- 7) земляные работы;
- 8) проведение дополнительного дефектоскопического контроля на наличие дефектов металла (внутренняя и внешняя коррозия, расслоение металла и т. д.);
- 9) врезка вантузов или установка вантузных задвижек, извлечение герметизирующих пробок.

К *основным работам* относятся:

- 1) остановка перекачки нефти/нефтепродукта по трубопроводам путем отключения насосных агрегатов НПС и перекрытия участка производства работ задвижками. При выполнении ремонтных работ без остановки перекачки, если возможна перекачка по резервной нитке ППМТ или лупингу, ремонтируемый участок МТ отключают закрытием задвижек, установленных на ЛЧ МТ;
- 2) при необходимости, остановка приема нефти от нефтедобывающих компаний (нефтепродуктов от нефтезаводов);
- 3) освобождение от нефти/нефтепродукта ремонтируемого участка трубопровода;

					Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		43

4) сверление контрольных отверстий для слежения за уровнем нефти/нефтепродукта;

5) вырезка деталей или заменяемого участка безогневым методом или с применением энергии взрыва, демонтаж вырезаемой катушки;

6) подготовка (зачистка) ремонтных котлованов;

7) сверление отверстий для контроля давления в трубопроводе;

8) зачистка внутренней полости трубы, сверление технологических отверстий для установки герметизаторов и герметизация внутренней полости трубопровода;

9) сварочно-монтажные работы по врезке новой катушки (детали) или подключению участка трубопровода методом захлеста и контроль качества сварных соединений;

10) заварка контрольных и технологических отверстий с контролем качества сварных соединений;

11) открытие задвижек, выпуск ГВС и заполнение трубопровода нефтью/нефтепродуктом;

12) вывод участка МТ на режим работы обеспечивается включением на НПС насосных агрегатов в последовательности, определяемой картой технологических режимов заполнения для достижения требуемой пропускной способности;

13) контроль герметичности мест заварки контрольных и технологических отверстий;

14) нанесение изоляционного покрытия на места заварки контрольных и технологических отверстий.

К завершающим работам относятся:

1) обратная закачка нефти/нефтепродукта из мобильных емкостей для хранения нефти/нефтепродуктов в трубопровод при их использовании;

					Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту трубопровода	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

2) ликвидация временных вантузов с помощью приспособлений для герметизации патрубков или установка герметизирующих пробок и демонтаж вантузных задвижек;

3) восстановление изоляционного покрытия участка МТ в местах ликвидации временных вантузов;

4) обратная засыпка участка МТ и выполнение рекультивации;

5) демонтаж временных проездов и полевого городка.

4.1 Проведение земляных работ

4.1.1 Порядок организации земляных работ

Прежде чем приступать к выполнению земляных работ, организация в обязательном порядке должна установить на объект магистрального нефтепровода временные опознавательные знаки на период производства работ по капитальному ремонту. Знаки устанавливаются на прямых участках трассы трубопровода не реже чем через 50 м, а в условиях ограниченной видимости – через 25 м, помимо прочего в обязательном порядке временные знаки должны быть установлены в опасных местах (заболоченных, со слабой несущей способностью грунта и т. п.).

Как правило, земляные работы включают в себя:

1) оформление отвода земель и нормативных документов на выполнение работ в охранной зоне;

2) подготовка основной и вспомогательных площадок для выполнения работ по ремонту;

3) подготовка подъездных путей для движения техники не ближе 10 м к оси трубопровода;

4) разработка и обустройство ремонтных котлованов;

5) подготовка амбаров и мобильных емкостей для хранения нефти/нефтепродуктов;

					Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		45

- б) обратная засыпка (после выполнения работ) ремонтного котлована;
- 7) техническая и биологическая рекультивация земель (после выполнения работ).

Земляные работы должны начинаться со снятия плодородного слоя грунта и перемещения его в отвал для временного хранения. Минимальная ширина полосы снятия плодородного слоя должна быть равна ширине ремонтного котлована по верху плюс 0,5 м в каждую сторону. Земляные работы по ремонту трубопровода на болотах зависят от состояния этих болот (мерзлое или талое болото) и от их типа.

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

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

4.1.2 Разработка и обустройство ремонтного котлована в условиях болот

Разработку ремонтного котлована в заболоченной местности или в местах с высоким уровнем грунтовых вод необходимо осуществлять с понижением уровня воды способами открытого водоотлива, дренажа. Для водоотлива в ремонтном котловане должен быть устроен приямок размером 1,0×1,0 м или дренажная траншея сечением 1,0×0,5 м, закрываемые деревянным настилом из досок толщиной 40 мм размером 1,5×1,5 м. Ремонтный котлован подготавливается по мере откачки и понижения уровня грунтовых вод [9].

На болотах I типа ремонтный котлован должен быть сооружен одним из следующих способов:

- с креплением стенок – стенки ремонтного котлована укрепляют инвентарными шпунтами;
- комбинированным методом – с креплением стенок ремонтного котлована и устройством дренажного отвода воды;

На болотах II типа ремонтный котлован должен быть сооружен одним из следующих способов:

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

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

На болотах III типа ремонтный котлован должен быть сооружен одним из следующих способов:

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

Погружение шпунтов должно проводиться механизированным способом с применением вибропогружателей. Сам ремонтный котлован должен быть обвалован уплотненной глиной для предотвращения перетекания болотной массы и поверхностных вод.

4.1.3 Засыпка ремонтного котлована

После завершения ремонтных работ приступают к работам по восстановлению земель, которые включают:

					Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		47

- засыпку ремонтного котлована минеральным грунтом;
- рекультивацию земель (технический и биологический этапы).

Засыпку выполняют бульдозером или экскаватором. Ремонтный котлован должен быть засыпан после вывода МТ на технологический режим работы в соответствии с утвержденным технологическим режимом работы и после получения положительного заключения контроля качества защитного покрытия. При проведении работ в зимнее время расчистку ремонтного котлована от снега до верхней образующей трубопровода, а также приварных элементов (вантузов, отборов давления, бобышек) должны осуществлять вручную, не допуская механических повреждений трубопровода. При продолжении расчистки ремонтного котлована от снега с применением землеройной техники, необходимо соблюдать расстояние не менее 0,5 м от ковша экскаватора до стенки трубы и выступающих приварных элементов. Запрещается выполнение работ по засыпке котлована при нахождении в нем людей, а также использования плодородного слоя почвы для засыпки ремонтного котлована после окончания работ [9].

Окончательную засыпку ремонтируемого участка трубопровода проводят грунтом из отвала. Засыпка трубопровода с учетом рекультивации грунта должна быть выполнена с образованием валика высотой до 20 см. По ширине валик должен перекрывать ремонтный котлован не менее чем на 0,5 м в каждую сторону от его границ.

Засыпку земляных сооружений проводят рыхлым грунтом с послойным уплотнением.

Засыпку амбара проводят минеральным грунтом из обвалования после откачки, уборки нефти/нефтепродукта из амбара и удаления загрязненного нефтью/нефтепродуктом грунта. Указанные работы должны проводиться по отдельным нарядам-допускам с обязательным анализом ГВС в местах проведения

					Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		48

работ с применением автотракторной техники и других агрегатов и механизмов. Выхлопные трубы автотракторной техники должны быть оборудованы искрогасителями.

Использование плодородного слоя почвы для устройства обвалований амбара и засыпки амбара запрещается.

На участок земли, подлежащий рекультивации, по окончании ремонтных работ следует нанести и спланировать плодородный слой грунта.

4.2 Работы по снятию изоляции

Очистка наружной поверхности трубопровода проводится с целью удаления остатков грунта на теле трубы после разработки ремонтного котлована одноковшовым экскаватором. Нефтепровод очищается ручным инструментом (лопаты, скребки, топоры) до металлического блеска зачистка проводится шлифовальной машинкой.

Снятие изоляции вручную скребками организовывается бригадой работников не более двух человек под наблюдением страхующих лиц. При выполнении работ должен быть организован контроль воздушной среды на загазованность с отметкой в приложении к наряду-допуску. Воздушная среда должна контролироваться непосредственно перед началом работ, после каждого перерыва в работе и в течение всего времени выполнения работ, но не реже чем через один час работы, а также по первому требованию работающих.

Перед монтажом и сваркой тройников, вантузов и патрубков работами необходимо удалить изоляционное покрытие на расстоянии до 100 мм от внешних сварных швов усиливающей накладки, поверхность трубы нефтепровода очистить от грязи, ржавчины и окалины.

Освобожденный от изоляции участок трубы должен быть подвергнут обработке до металлического блеска. Изоляционное покрытие должно быть удалено по всей окружности трубы на ширину не менее 600 мм. Поверхность

					Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту трубопровода	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		49

нефтепровода в местах резки должна быть очищена от остатков клея, праймера и мастики. Для вырезки дефектного участка используют машинки для безогневой резки труб (МРТ).

4.3 Врезка вантуза в нефтепровод

Вантуз – это приспособление, предназначенное для подсоединения насосных агрегатов при освобождении ремонтируемого участка трубопровода от нефти/нефтепродукта и обратной закачки в трубопровод после ремонта, а также выпуска воздуха при опорожнении и выпуска ГВС при заполнении МТ. Вантузы для откачки нефти/нефтепродукта из ремонтируемого участка трубопровода устанавливают на вырезаемой (удаляемой) катушке или применяют проектные в более низких точках трассы по геодезическим отметкам в соответствии с принятой технологией освобождения МТ от нефти/нефтепродукта. Схема монтажа вантузов на трубопроводе на вырезаемой (удаляемой) катушке приведена на рисунке 4.2.

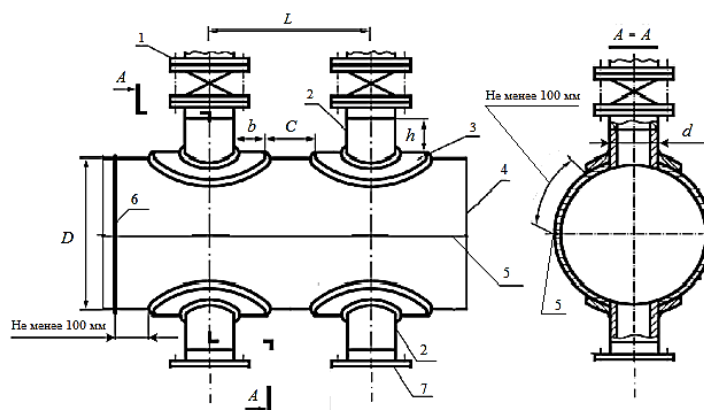


Рисунок 4.2 – Схема монтажа вантузов на трубопроводе на вырезаемой (удаляемой) катушке

1 – вантузная задвижка; 2 – патрубок; 3 – усиливающая накладка; 4 – трубопровод; 5 – продольный сварной шов; 6 – поперечный сварной шов; 7 – фланец; L – расстояние между вантузами; b – ширина усиливающей накладки; d – диаметр вантуза (патрубка); D – диаметр трубопровода; h – высота патрубка вантуза; C – минимальное расстояние между усиливающими накладками

					Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		50

Допускается врезка вантуза в вырезаемую катушку в нижнюю образующую трубопровода, но при этом запрещается прорезка отверстий для откачки нефти/нефтепродукта с нижней образующей до остановки МТ и максимальном давлении в трубопроводе после остановки более 2,0 МПа. При разработке котлована в месте приварки вантуза в нижнюю образующую трубопровода необходимо предусмотреть свободный доступ работников к применяемым устройствам для прорезки и откачки нефти/нефтепродукта с нижней образующей с учетом его монтажа [9]. Все смонтированные вантузы на катушке для откачки нефти/нефтепродукта должны быть вырезаны только вместе с катушкой.

Постоянные вантузы должны устанавливаться с применением муфтовых, разрезных, штампосварных тройников или неразрезных вантузных тройников, а после, с момента установки на трубопровод, должны подвергаться наружному диагностированию методами неразрушающего контроля.

В конструкциях вантузов должны применять задвижки, имеющие одну сторону под приварку, другую – фланцевую.

Место врезки должно удовлетворять следующим требованиям:

- расстояние от кольцевого стыкового шва основной трубы до кольцевого углового шва узла врезки разрезного тройника должно быть не менее 500 мм;
- для вантуза, устанавливаемого на вырезаемой (удаляемой) катушке, расстояние между внешним сварным швом усиливающей накладки и поперечным сварным швом на МТ должно быть не менее 100 мм. Расстояние между внешним сварным швом усиливающей накладки и продольным либо спиральным швом на трубе должно быть не менее 100 мм;
- расстояние от запорной арматуры должно быть не менее 3,0 м.

Перед установкой вантуза необходимо удалить изоляционное покрытие на расстоянии до 100 мм от внешних сварных швов разрезного тройника (усиливающей накладки), поверхность трубопровода очистить от грязи, ржавчины и окалины. Освобожденный от изоляции участок трубопровода

					Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		51

должен быть подвергнут обработке до металлического блеска. Очистку металлической поверхности трубы осуществляют механическим способом (шлифовальной машинкой с металлической щеткой) или вручную с помощью металлических щеток [9].

4.4 Работы по герметизации нефтепровода

После опорожнения ремонтируемого участка трубопровода и вырезки катушки, внутреннюю полость нефтепровода герметизируют, а после выполняют огневые и сварочно-монтажные работы.

В зависимости от принятой технологии ремонтных работ применяются следующие методы герметизации:

- с открытого торца трубопровода;
- через патрубки с задвижками.

При ремонте с заменой катушки в непосредственной близости от запорной арматуры, в случае невозможности из-за стесненных условий установки герметизаторов, допускается герметизация глиняным тампоном длиной не менее $1 D$ с набивкой его до упора в закрытый запорный орган запорной арматуры [9].

При производстве работ по герметизации полости трубы на весь период работы должен быть организован непрерывный контроль воздушной среды на загазованность в непосредственной близости от работающих грузоподъемных механизмов с двигателями внутреннего сгорания.

Герметизаторы транспортируют по трубопроводу после окончания ремонтных работ потоком перекачиваемой нефти/нефтепродукта до КПП СОД, которые используют для их приема. Чтобы определить местоположение герметизатора при его движении по трубе применяются передатчики для скребка с новыми элементами питания, которые монтируют на сам герметизатор.

При проведении ремонтных работ на участках МН запрещается применять очистные устройства, запуск которых возможен только после заполнения и вывода МН на режим.

					Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту трубопровода	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		52

4.3 Откачка нефти из отключенного участка

Освобождение ремонтируемого участка трубопровода от нефти/нефтепродукта проводится после остановки перекачки нефти/нефтепродукта или без остановки перекачки нефти/нефтепродукта при возможности переключения на резервную нитку ППМТ или лупинг, и закрытия задвижек, отсекающих ремонтируемый участок трубопровода.

Как правило, опорожнение ремонтируемого участка нефтепровода от нефти/нефтепродуктов должно выполняться по следующим схемам:

- а) в резервуары НПС;
- б) в МТ, проходящий в одном техническом коридоре при параллельном следовании или взаимном пересечении, лупинг, резервную нитку (далее – в параллельный МТ);
- в) в мобильные емкости для хранения нефти/нефтепродуктов или автоцистерны;
- г) резиноканевые временные резервуары.

Сами технологии освобождения трубопроводов от нефти/нефтепродуктов приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Технологии освобождения трубопроводов от нефти/нефтепродуктов

№ п/п	Технология	Прием нефти/нефтепродуктов			Создание дополнительного подпора подачи ИГС
		в РП НПС	в параллельный трубопровод	в мобильную (передвижную) емкость	
1	2	3	4	5	6
1	Самотеком	+	+	+	+
2	Откачка насосными агрегатами НПС	+	+	–	+
3	Откачка ПНУ/МОНА за запорную арматуру	+	–	–	+
4	Откачка ПНУ/МОНА за перевальную точку	+	–	–	+
5	Откачка ПНУ/МОНА по ВПТ	+	+	+	+
6	Вытеснение с подачей ИГС	-	+	+	–

№ п/п	Технология	Прием нефти/нефтепродуктов			Создание дополнительного подпора подачи ИГС
		в РП НПС	в параллельный трубопровод	в мобильную (передвижную) емкость	
1	2	3	4	5	6
7	Вытеснение с подачей ИГС за запорную арматуру	+	+	+	–
8	Вытеснение с подачей ИГС за перевальную точку	+	+	+	–
9	Вытеснение с подачей ИГС с откачкой ПНУ/МОНА за запорную арматуру	+	–	–	–
10	Вытеснение с подачей ИГС с откачкой ПНУ/МОНА за перевальную точку	+	–	–	–
11	Вытеснение с подачей ИГС с откачкой ПНУ/МОНА по ВПТ	+	+	+	–
12	Откачка вакуумными нефтесборщиками	+	+	+	–

Выбор технологии опорожнения ремонтируемого участка от нефти/нефтепродукта определяется полным освобождением внутренней полости трубопровода от нефти/нефтепродукта до нижней образующей трубы на расстоянии от места производства ремонтных работ не менее 40 м.

ПЭР – Полимерный эластичный резервуары, предназначенные для нефтепродукта определенной марки, должны иметь постоянную надпись с наименованием нефтепродукта представленный на рисунке 4.3.



Рисунок 4.3 – Полимерный эластичный резервуары

Для контроля за объемом откачанной нефти/нефтепродукта и учета работы насосных установок ответственный за проведение работ ведет журнал регистрации объемов откачанной нефти/нефтепродукта и журнал учета работы насосных установок [9].

4.6 Вырезка катушки

Катушкой называется отрезок трубы, подготавливаемый для вварки в трубопровод, длиной не менее одного диаметра, изготовленный из трубы того же диаметра, номинальной толщины стенки и аналогичного класса прочности, а также имеющий торцы, обработанные механическим способом или путем газовой резки с последующей обработкой металлорежущим инструментом.

Вырезка катушки, запорной арматуры (задвижек, запорных клапанов и т. д.) и соединительных деталей (далее – катушка) производится одним из способов:

- безогневым методом (машинки для резки труб, ручные ножовки, ручные труборезы, труборезы токарного типа);
- с применением энергии взрыва (удлиненные кумулятивные заряды, шнуровых кумулятивных зарядов).

В стесненных условиях рекомендуется применение ручных труборезов и труборезов токарного типа.

На трубах толщиной стенки более 15 мм, для последующей подготовки кромок рекомендуется применение труборезов токарного типа.

В МТ на месте вырезки катушки перед началом и на весь период производства работ должно быть обеспечено поддержание атмосферного давления и выполнены мероприятия по предотвращению попадания нефти/нефтепродукта к месту вырезки катушки.

За 24 ч до начала вырезки катушки должны быть отключены станции катодной и дренажной защиты МТ на расстоянии не менее 10 км в обе стороны от места производства работ.

Длина вырезаемой катушки должна превышать длину дефектного участка не менее чем на 100 мм с каждой стороны.

Перед началом работ по резке труб ремонтный котлован должен быть подготовлен в соответствии с требованиями ремонта в условиях высокого уровня грунтовых вод и болот.

Запрещается проведение работ по вырезке катушки при наличии в трубопроводе избыточного давления ИГС.

До начала резки труб изоляционное покрытие в местах резки в зависимости от способа выполнения операции должно быть удалено по всей окружности трубы на ширину не менее 50 мм при использовании энергии взрыва, не менее 600 мм – для МРТ. В местах резки поверхность трубопровода должна быть очищена от остатков клея, праймера и мастики.

На весь период работ по вырезке катушки быть организован непрерывный контроль воздушной среды на загазованность с помощью индивидуальных газоанализаторов-сигнализаторов.

Перед вырезкой катушки на трубопроводе должна быть установлена шунтирующая перемычка из медного многожильного кабеля сечением не менее 16 мм². При вырезке соединительного элемента (тройника) между собой шунтируются все подходящие трубопроводы и вырезаемый элемент. Концы шунтирующих перемычек должны иметь медные кабельные наконечники. Крепление шунтирующих перемычек к трубопроводу, гибким стальным лентам

					Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		56

(хомутам) должно выполняться с помощью болтового соединения:

- на невырезаемую часть трубопровода – к гибким стальным лентам (хомутам), установленным с натяжкой на очищенную до металлического блеска поверхность трубы;
- на вырезаемую часть трубопровода – к стальным болтам с резьбой от М12 до М16, приваренным к телу трубы при отсутствии загазованности в ремонтном котловане или к гибким стальным лентам (хомутам), установленным с натяжкой на очищенную до металлического блеска поверхность трубы.

4.6.1 Вырезка катушки с применением машин для резки труб

Вырезка катушки должна производиться машиной для резки труб (МРТ) (рисунок 4.4.) с электроприводом (пневмоприводом или гидроприводом) во взрывобезопасном исполнении с частотой вращения режущего инструмента не более 60 об/мин и подачей не более 30 мм/мин. Инструкцию по эксплуатации МРТ разрабатывают на основании руководства по эксплуатации и паспорта изготовителя изделия. Инструкция по эксплуатации МРТ должна включать в себя: требования по транспортировке, монтажу на МТ, подготовке к работе и выполнению резки, демонтажу и хранению.



Рисунок 4.4 – Машина для резки труб Волжанка – 2 (325-1420)

					Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту трубопровода	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		57

Вырезка катушки должна осуществляться одновременно двумя МРТ. Машинку для резки труб устанавливают на трубе согласно инструкции по эксплуатации МРТ в соответствии со схемами вырезки катушек, запорной арматуры и соединительных деталей. При производстве резки запрещается устанавливать машинку для резки труб на вырезаемую катушку.

Работы при резке труб должны проводиться в указанной последовательности с соблюдением следующих требований [9]:

а) до начала работ проверить и убедиться в полной комплектности, исправности и работоспособности применяемого оборудования;

б) разметить место реза и установить МРТ на трубопровод при монтаже удерживать ее грузоподъемным механизмом до тех пор, пока не будут натянуты цепи вокруг тела трубы;

в) выполнить подключение сетевой вилкой пульта управления МРТ к энергоустановке (щиту управления), заземлить МРТ и пульт управления МРТ;

г) проверить силовые кабели на отсутствие внешних повреждений и уложить их на инвентарные стойки;

д) подготовить емкость со смазочно-охлаждающей жидкостью вместимостью не менее 50 л и обеспечить постоянное охлаждение фрезы во время резки; удерживать вырезаемую катушку грузоподъемным механизмом до окончания вырезки и последующего демонтажа;

е) произвести вырезку катушки в соответствии с инструкцией по эксплуатации МРТ, при круговом движении МРТ по внешнему периметру трубопровода не допускать попадания силового и заземляющего кабелей, шунтирующих перемычек в зону работы фрезы. Прокладку силового кабеля от МРТ до пульта управления МРТ выполнить таким образом, чтобы исключить его натяжение на весь период резки и прохождения МРТ по внешнему периметру трубы;

ж) с целью исключения защемления режущего диска фрезы при резке труб, вызванного освобождением напряжений в трубе, необходимо вбивать клинья в надрез на расстоянии от 50 до 60 мм от режущего инструмента. Клинья

					Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		58

необходимо вбивать на расстоянии от 250 до 300 мм. Клинья должны быть изготовлены из искробезопасного материала. Забивание клиньев производить при остановленной МРТ.

Работа по вырезке катушки безогневым методом запрещается:

- при неисправной и некомплектной МРТ;
- расстоянии между стенкой ремонтного котлована и МРТ менее 0,6 м;
- наличии на силовом кабеле внешних повреждений, соединительных муфт, «скруток»;
- отсутствии заземления МРТ, пульта управления МРТ, энергоустановки (щита управления);
- наличии на фрезе выкрошенных зубьев, трещин и зон притуплений;
- с не зафиксированным на фрезе предохранительным кожухом;
- при скорости вращения фрезы более 60 об/мин и подачи более 30 мм/мин;
- без равномерного постоянного охлаждения фрезы;
- без наличия поддонов под местами установки МРТ;
- при недопустимом натяжении питающего кабеля или его попадании под режущий инструмент (фрезу);
- при нахождении людей в ремонтном котловане во время работы МРТ.

После окончания работ по вырезке катушки МРТ демонтируют, ремонтный котлован освобождают от вырезанной катушки и зачищают от замазученности.

4.6.2 Вырезка катушки с применением энергии взрыва

Вырезка катушки с применением энергии взрыва должна проводиться по проекту производства взрывных работ в соответствии с Федеральными нормами и правилами, действующими инструкциями и положениями о порядке учета, хранения, использования взрывчатых материалов.

Взрывные работы должны выполняться в местах, отвечающих требованиям безопасности при их проведении, и выполняться по проектам производства взрывных работ.

					Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		59

Работы по резке трубопровода выполняет бригада, в состав которой входят ответственный за проведение работ (руководитель взрывными работами) и не менее двух взрывников.

Перед началом взрывных работ отмечаются границы опасной зоны и выставляются посты охраны. Каждый пост находится в поле зрения смежных с ним постов.

Далее взрывникам необходимо принять меры по защите оборудования и сооружений от осколков и воздействия взрывной волны, а затем они могут приступать к выполнению работ, но только после выполнения всех подготовительных операций и получения уведомления о готовности объекта к производству взрывных работ.

При использовании энергии взрыва запрещается:

- применение взрывчатых материалов, не имеющих разрешения Ростехнадзора на применение;
- проведение работ без наличия лицензии Ростехнадзора на деятельность, связанную с обращением взрывчатых материалов промышленного назначения;
- применение непроверенных электродетонаторов, взрывчатых веществ с истекшим гарантийным сроком при отсутствии акта их испытаний;
- применение непроверенных неисправных контрольно-измерительных или взрывных приборов;
- использование для монтажа электровзрывной сети магистрального провода, поврежденного предыдущим взрывом;
- проводить взрывание без проверки сопротивления (проводимости) электровзрывной сети;
- загромождать пути отхода взрывников в укрытие;
- подавать звуковые сигналы без распоряжения ответственного руководителя взрывных работ;
- подавать предупреждающие сигналы голосом;

					Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту трубопровода	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

- выдергивать или тянуть волноводы неэлектрических систем смонтированной взрывной сети;
- держать в руках электродетонаторы при монтаже зарядов;
- если взрыва не произошло, подходить к месту взрыва ранее чем через 15 мин после подачи напряжения;
- допускать взрывников (мастеров-взрывников), не прошедших инструктаж;
- проводить осмотр места взрыва ранее, чем через 10 мин после взрыва;
- допускать людей к местам взрывных работ после взрыва без осмотра и проверки их взрывником на наличие отказов.

4.7 Демонтаж дефектной катушки нефтепровода

Демонтаж катушек проводится с применением грузоподъемных механизмов, например, кран-трубоукладчик, Komatsu D-155C-1 с грузоподъемностью 70 т., бульдозер Б10М, экскаватор Hitachi ZX400 LCH 5G с емкостью ковша 1,9 м³

Строповка катушек выполняется инвентарными стропами (рисунок 4.5) в соответствии со схемами строповки, разработанными в ППР и ППР подъемными сооружениями.

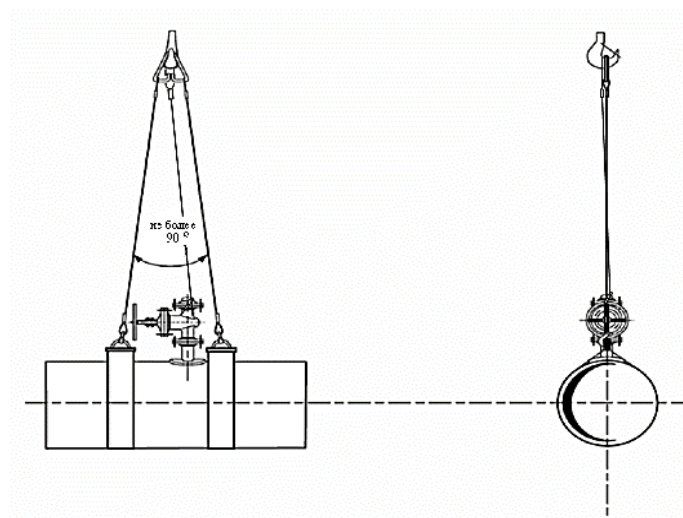


Рисунок 4.5 – Схема строповки катушки

					Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту трубопровода	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		61

4.8 Работы по герметизации нефтепровода

После опорожнения ремонтируемого участка трубопровода и вырезки катушки, внутреннюю полость нефтепровода герметизируют, а после выполняют огневые и сварочно-монтажные работы.

В зависимости от принятой технологии ремонтных работ применяются следующие методы герметизации:

- с открытого торца трубопровода;
- через патрубки с задвижками.

При ремонте с заменой катушки в непосредственной близости от запорной арматуры, в случае невозможности из-за стесненных условий установки герметизаторов, допускается герметизация глиняным тампоном длиной не менее $1 D$ с набивкой его до упора в закрытый запорный орган запорной арматуры [9].

При производстве работ по герметизации полости трубы на весь период работы должен быть организован непрерывный контроль воздушной среды на загазованность в непосредственной близости от работающих грузоподъемных механизмов с двигателями внутреннего сгорания.

Герметизаторы транспортируют по трубопроводу после окончания ремонтных работ потоком перекачиваемой нефти/нефтепродукта до КПП СОД, которые используют для их приема. Чтобы определить местоположение герметизатора при его движении по трубе применяются передатчики для скребка с новыми элементами питания, которые монтируют на сам герметизатор.

При проведении ремонтных работ на участках МН запрещается применять очистные устройства, запуск которых возможен только после заполнения и вывода МН на режим.

4.9 Подготовка и производство сварочно-монтажных работ

В процессе подготовки к сварке необходимо:

а) очистить внутреннюю полость труб и деталей трубопроводов от попавшего грунта, снега и т. п. загрязнений, а также механически очистить до

					Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		62

металлического блеска кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб, деталей трубопроводов, патрубков запорной арматуры на ширину не менее 15 мм;

б) осмотреть торцы труб (переходных катушек, переходных колец) и запорной арматуры. Внутренняя поверхность задвижек и обратных клапанов перед началом работ должна быть защищена от попадания грязи, брызг металла, окалины, шлака и других предметов согласно рекомендациям предприятия-изготовителя. Для этой цели могут быть также использованы резиновые коврики, заглушки из дерева и прокладки из негорючих тканевых, пластиковых материалов;

в) осмотреть поверхности кромок свариваемых элементов. Устранить шлифованием на наружной поверхности неизолированных торцов труб или переходных колец царапины, риски, задиры глубиной до 5 % от нормативной толщины стенки, но не более минусовых допусков на толщину стенки, оговоренных в соответствующих нормативных документах ОАО «АК «Транснефть» на трубы;

г) удалить усиление наружных заводских продольных и спиральных швов до величины от 0 до 0,5 мм на участке шириной от 10 до 15 мм от торца трубы.

Первоначальной задачей является подготовка кромок нефтепровода к сварке. Для подготовки кромок применяется машина резки труб «Орбита-Р» (рисунок 16).

Ввариваемая катушка должна быть изготовлена из труб того же диаметра, толщины стенки и соответствовать классу прочности как минимум одной из соединяемых труб.

					Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту трубопровода	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		63



Рисунок 4.6 – Кромкофрезерная машина Cevisa SHP 7

4.10 Стыковка (подгонка) катушек/захлестов, установка и монтаж запорной арматуры и соединительных деталей

После вырезки катушки оси соединяемых участков трубопроводов выставляются в единую продольную линию на расстоянии, позволяющем произвести сборку стыков, при этом плоскости торцовых поверхностей стыкуемых труб должны быть перпендикулярны осям этих участков трубопровода и параллельны друг другу, что достигается путем вскрытия и освобождения трубопровода от грунта с последующим их перемещением. Перемещение участков трубопровода осуществляется трубоукладчиками с применением «мягких» полотенец, для достижения их соосности. Мягкое полотенце должно быть расположено на расстоянии не менее 2 м от герметизатора/глиняного тампона с целью недопущения его повреждения при подъеме трубы и иметь соответствующую грузоподъемность. Не допускается подъем трубопровода с применением стропов-удавок и тросовых полотенец [9].

Подготовку участка трубопровода для врезки проводят в следующей последовательности:

- удаление дефектного участка трубопровода, запорной арматуры,

соединительных деталей (методом безогневой резки или взрыва);

- герметизация торцов участков трубопроводов герметизаторами/глиняными тампонами;

- сверление контрольных отверстий для отбора анализа воздуха перед герметизаторами/глиняными тампонами/водяными пробками на расстоянии от 100 до 150 мм от их торцов;

- сверление отверстий для контроля уровня нефти/нефтепродукта во внутренней полости освобожденного от нефти/нефтепродукта трубопровода и наличия избыточного давления (или вакуума) на расстоянии не менее 40м от установленных герметизаторов с обеих сторон ремонтного котлована;

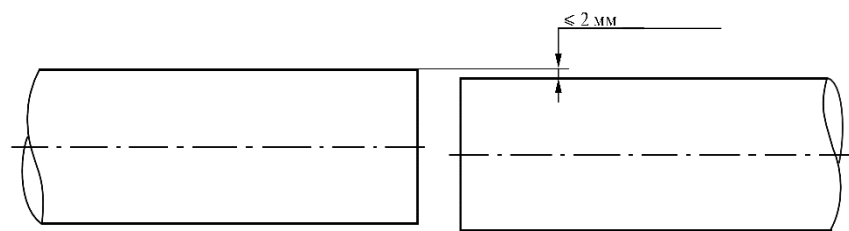
- дегазация ремонтного котлована и контроль загазованности воздушной среды;

- определение соосности стыкуемых участков трубопроводов (рисунок 4.7).

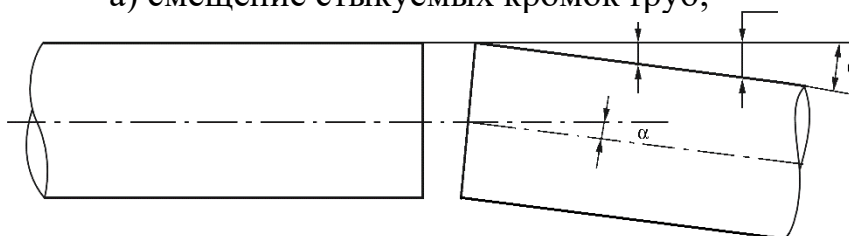
Выставленные торцы стыкуемых труб при проведении дальнейших операций должны оставаться неподвижными. Неподвижность концов труб обеспечивается фиксированием положения стрелы трубоукладчика и засыпкой участков трубопроводов грунтом.

При невозможности центровки труб с требуемой точностью, ремонт данного участка трубопровода производится монтажом гнутых отводов, величина угла которых определяется по результатам геодезической съемки данного участка трубопровода.

					Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		65



а) смещение стыкуемых кромок труб;



б) несоосность стыкуемых труб

Рисунок 4.7 – Схема измерения соосности труб при резке

Подгонку катушки производится в следующей последовательности [9]:

- делается разметка катушки (переходные кольца – при необходимости) на трубе, длина которой должна соответствовать длине вырезанного участка с учетом припуска на механическую обработку после газовой резки величины 2 мм. Длина катушки, соединительной детали и запорной арматуры с переходными кольцами, готовой к установке, должна быть меньше длины ремонтного участка на величину от 2 до 3 мм;
- разметка линии реза производится мелом или тальком с применением мягких шаблонов либо других специальных приспособлений;
- для определения длины монтируемой катушки производят измерение длины заменяемого участка трубопровода в четырех точках по горизонтальной и вертикальной плоскостях

Для центровки катушки с ремонтируемым участком трубопровода применяют наружные центраторы. Если концы ремонтируемого участка трубопровода и катушки имеют овальность, то применяются центраторы, исправляющие эту овальность (цепные центраторы, центраторы-деовализаторы, подкладные струбцины для звеньевых центраторов).

Сборку стыков с различными наружными диаметрами соединяемых

элементов рекомендуется производить с использованием цепных центраторов и центраторов-деовализаторов, позволяющих компенсировать разность наружных диаметров с помощью регулировки опорных болтов.

4.11 Размагничивание стыкуемых труб перед сваркой

Остаточную намагниченность труб, свариваемых в процессе ремонта МТ, классифицируют в зависимости от величины напряженности магнитного поля или величины магнитной индукции, измеряемых на торцах труб. Остаточная намагниченность может быть:

- слабой – до 20 Гс (2 мТл);
- средней – от 20 до 30 Гс (от 2 до 3 мТл);
- высокой – более 30 Гс (3 мТл).

При средней и высокой остаточной намагниченности труб сварка стыков трубопроводов сопровождается появлением эффекта магнитного дутья.

Для нейтрализации эффекта магнитного дутья проводят размагничивание свариваемых концов труб, которые подразделяются на следующие методы:

- размагничивание с помощью магнитного поля, создаваемого постоянным током;
- размагничивание с помощью электромагнитов;
- размагничивание с помощью постоянных магнитов.

Применяют следующие схемы размагничивания (магнитной компенсации) торцов труб:

- размагничивание отдельных труб с применением одного (двух) источников постоянного тока;
- размагничивание концов отдельных труб с применением двух источников постоянного тока;
- размагничивание двух концов отдельных труб с применением одного источника постоянного тока;
- размагничивание двух концов отдельных труб с применением электромагнита;

					Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		67

- размагничивание двух концов или корпуса отдельных труб с применением постоянного магнита.

Для выбора метода и схемы размагничивания необходимо определить величину и направление магнитного поля с помощью измерительных приборов:

- индикаторы магнитного поля с пределом измерений от 1 до 2000 Тс или 1 до 4000 Гс;
- гауссметр;
- измеритель напряженности магнитного поля с пределом измерений от 0,5 до 1000 мТл.

4.12 Сварочно-монтажные работы

Сварочные работы при капитальном ремонте магистральных нефтепроводов подразделяются на сварочно-монтажные работы при замене труб и ремонтные сварочные работы при восстановлении стенки трубы.

Сварочно-монтажные работы магистральных трубопроводов с заменой труб включают:

- подготовку к сборочным и сварочным работам;
- сборку и сварку труб в трубные секции на трубосварочных базах и в полевых условиях;
- сборку и сварку секций в сплошную нитку на трассе;
- контроль качества сварных соединений трубопроводов.

Перед выполнением работ по сборке и сварке труб на трубосварочной базе необходимо провести следующие подготовительные операции [6]:

- а) на специально подготовленной и спланированной площадке выполнить монтаж трубосварочной базы;
- б) подготовить для трубоукладчика подъездные пути к приемному стеллажу сборочного стенда и стеллажу для складирования труб;
- в) подвести коммуникации (силовые и сварочные кабели);
- г) разместить в зоне производства работ трубоукладчик;

д) установить вагончики для хранения инвентаря и сварочных материалов, а также печь для сушки флюса и прокалики электродов.

Работы по сборке и сварке трубопроводов должны выполняться в два этапа:

I этап – центровка секции с ниткой трубопровода с помощью внутреннего или наружного центратора и сварка первого (корневого) слоя шва;

II этап – сварка последующих слоев и контроль качества сварного шва.

Ремонтные сварочные работы на нефтепроводах проводятся без остановки перекачки или при остановленной перекачке с целью устранения дефектов стенки труб и сварных швов путем установки усилительных элементов (муфт) или наплавки металла.

В процессе сварки необходимо выполнение следующих операций [6]:

- проверка состояния воздушной среды на месте проведения сварочных работ;
- внешний осмотр, классификация дефектов, измерение толщины стенки труб нефтепровода в местах предполагаемой сварки;
- подготовка поверхностей свариваемых деталей (снятие фаски, зачистка поверхностей труб);
- сварочные работы;
- контроль качества сварки.

В зависимости от вида, размера и взаимного расположения повреждений выбирают один из следующих методов устранения дефектов стенки трубы:

- зачистка, шлифовка поверхности с дефектами;
- заварка (наплавка) металла дефектов стенок труб;
- ремонт с применением композитно-муфтовой технологии.

Для замерзшего и талого состояния болот сварка трубопровода в нитку, его изоляция и укладка выполняются по различным технологическим схемам.

При замерзшем состоянии болота, когда становится возможным движение по нему механизированных колонн, технология строительства трубопроводов

					Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		69

ничем не отличается от технологии строительства на равнинной местности. В случае, когда грунт находится в талом состоянии, сварка и изоляция трубопровода осуществляется на одном из берегов болота.

4.13 Контроль качества сварных соединений

Контроль качества сварных соединений при ремонте с заменой участка трубопровода производится:

- пооперационным контролем в процессе сборки и сварки;
- визуальным контролем и обмером сварных соединений;
- проверкой сварных швов неразрушающими методами контроля (радиографическим и ультразвуковым).

При пооперационном контроле проверяются:

- 1) соответствие разделки кромок под сварку;
- 2) качество зачистки кромок и прилегающих к ним наружной и внутренней поверхности;
- 3) соблюдение допустимой разнотолщинности свариваемых труб;
- 4) величина смещения стыкуемых кромок;
- 5) величина технологических зазоров в стыках;
- 6) соответствие температуры предварительного подогрева установленным требованиям;
- 7) величина смещения продольных заводских швов ремонтируемого трубопровода и монтируемой «катушки»;
- 8) применяемые сварочные материалы и режимы сварки;
- 9) качество формирования швов;
- 10) скорость ветра;
- 11) наличие инвентарного укрытия при осадках и ветре.

При визуально-измерительном контроле проверяются:

- 1) наличие клейм сварщиков, выполнявших сварку;
- 2) отсутствие дефектов, сопутствующих сварке;
- 3) соответствие геометрических размеров и формы сварного стыка

нормативно техническим требованиям;

					Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту трубопровода	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

4) отсутствие следов зажигания дуги на теле трубы.

Все сварные соединения должны подвергаться контролю неразрушающими методами. Внешний вид и геометрические параметры сварных соединений магистральных трубопроводов, оцениваемые по результатам ВИК, должны соответствовать требованиям операционной технологической карты аттестованной технологии сварки, в частности:

- облицовочный слой шва должен перекрывать основной металл на расстоянии от 1,5 до 2,5 мм с каждой стороны разделки без образования подрезов по кромкам и иметь усиление от 1,0 до 3,0 мм;
- участки поверхности облицовочного слоя с грубой чешуйчатостью (превышение гребня над впадиной составляет 1 мм и более), а также участки с превышением усиления шва следует обработать шлифовальным кругом или напильником;

При выполнении облицовочного слоя шва в два, три валика должны выполняться следующие условия:

- каждый последующий валик должен перекрывать предыдущий не менее чем на 1/3 его ширины;
- глубина межваликовой канавки должна быть не более 1,0 мм, что определяется разностью между высотой валика в его верхней точке и высотой шва в месте расположения соседней канавки при установке шаблона на тело трубы;
- высота усиления по периметру центральной оси каждого из валиков не должна превышать 3,0 мм.

Таким образом, ремонт сварного шва, в том числе подварочного осуществляется ручной дуговой сваркой электродами с основным видом покрытия. Допускается ремонт следующих дефектов: несоответствие параметров геометрических размеров формы шва, незаваренные кратеры, прожоги, наплывы, свищи, усадочные раковины, шлаковые включения, пор, непровары, несплавления, подрезы глубиной не более 20% толщины трубы.

					Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		71

Ремонт трещин не допускается. Суммарная длина участков шва недопустимыми дефектами не должна превышать 1/6 периметра стыка. Максимальная длина единовременно ремонтируемого участка не должна превышать 10 % длины окружности сварного соединения. Ремонт стыков труб диаметром до 1020 мм осуществляют только снаружи, а труб диаметром от 1020 мм и более – снаружи или изнутри, в зависимости от глубины залегания дефекта и наличия доступа к стыку изнутри трубы. Работу на стыке от начала до конца выполняет один сварщик. Все отремонтированные участки стыка должны быть подвергнуты ВИК и неразрушающему контролю.

4.14 Изоляция врезанной катушки

Работы по изоляции катушек, мест заварки стыков производятся только в том случае, если готово заключение о качестве сварки и оформлено разрешение на изоляцию и до заполнения трубопровода. Работы по изоляции мест заварки контрольных и технологических отверстий (чофиков) производятся также, но не менее чем через 12 ч после вывода МТ на рабочий режим.

Нанесение защитного покрытия на врезанную катушку осуществляется в следующей последовательности:

- 1) очистка изолируемой поверхности до требуемой степени очистки и шероховатости;
- 2) предварительный нагрев;
- 3) нанесение грунтовки на подготовленную поверхность;
- 4) нанесение изоляционного покрытия механизированным или ручным способом (в том числе с применением средств малой механизации), обеспечивающим проектную толщину покрытия и его сплошность;
- 5) контроль качества нанесенного покрытия.

Очистка отремонтированного участка трубопровода под нанесение изоляционного покрытия выполняется абразиво-струйным, механическим способом или вручную с помощью средств малой механизации (шлифовальной машинкой, механическими щетками), при этом изолируемая поверхность должна быть очищена от старого изоляционного покрытия, остатков грунта,

					Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		72

продуктов коррозии, задигов, брызг металла, шлака и пыли. При нанесении покрытия изолируемая поверхность катушки должна быть сухой, не допускается наличие влаги в виде пленки, капель, наледи и инея.

Контроль качества защитного покрытия оценивают по показателям:

- внешний вид;
- диэлектрическая сплошность;
- толщина;
- адгезия покрытия к стали и к прилегающему покрытию МТ

(выборочно).

По показателям свойств покрытие на отремонтированном участке должно соответствовать требованиям существующих нормативных документов на данный тип покрытия.

При выполнении изоляционных работ проводится непрерывный контроль качества применяемых материалов, операционный контроль качества изоляционных работ и контроль качества нанесенного покрытия.

После завершения работ восстановленный участок покрытия не должен иметь гофр, складок, прожогов, мест отслоения заплаты от поверхности МТ. Толщина покрытия на восстановленном участке должна быть не меньше, чем толщина заводского покрытия.

4.15 Обратная засыпка нефтепровода

После завершения укладочных работ следует засыпать траншею. При засыпке трубопровода следует обеспечить сохранность труб и изоляционного покрытия, а также полное прилегание трубопровода ко дну траншеи. Засыпка ремонтного котлована выполняется бульдозером или экскаватором. Котлован должен быть засыпан не позднее 24 часов после вывода нефтепровода на технологический режим работы в соответствии с утвержденным технологическим режимом работы. Засыпку трубопровода бульдозерами следует выполнять косопоперечными проходами с целью исключения прямого динамического воздействия падающих комьев грунта и крупных включений на трубопровод. При наличии горизонтальных кривых на трубопроводе вначале

					Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		73

следует засыпать криволинейный участок, начиная с его середины.

Использование плодородного слоя почвы для засыпки котлована после окончания работ запрещается. Окончательная засыпка нефтепровода проводится грунтом из отвала.

Засыпка нефтепровода с учётом рекультивации грунта должна выполняться с образованием валика высотой до 20 см. По ширине валик должен перекрывать ремонтный котлован не менее чем на 0,5 м в каждую сторону от его границ. На участок, подлежащий рекультивации, по окончании ремонтных работ следует нанести и спланировать плодородный слой грунта.

Грунт, с помощью которого утяжеляют трубопровод, обрабатывают специальным связывающим материалом – отходом переработки нефти. Смешанный с таким материалом грунт, через некоторое время образует прочный конгломерат и схватывается как с трубой, так и со стенками траншеи.

					Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		74

5 РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДА НА ПРОЧНОСТЬ И УСТОЙЧИВОСТЬ

Целью расчета является проверка прочности, деформативности, общей устойчивости в продольном направлении и устойчивости против всплытия трубопровода к различным нагрузкам и воздействиям, в данном случае – эксплуатация трубопровода в условиях болотистой местности.

5.1 Расчетные характеристики материалов

Методика расчета данного раздела взята из источника [10]. Трубы выбраны в соответствии с «Инструкцией по применению труб в нефтяной и газовой промышленности», изготовленные из стали 12ГСБ.

Нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений R_1^H и R_2^H следует принимать равными соответственно минимальным значениям временного сопротивления и предела текучести, принимаемым по государственным стандартам и техническим условиям на трубы [10].

$$R_1^H = \sigma_{вр} = 520 \text{ МПа}; \quad R_2^H = \sigma_m = 375 \text{ МПа};$$

Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) R_1 и R_2 следует определять по формулам, МПа:

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H}, \quad (1)$$

$$R_2 = \frac{R_2^H m}{k_2 k_H}, \quad (2)$$

где $R_1^H = \sigma_{вр}$ – нормативное сопротивление растяжению металла трубы, МПа;

$R_2^H = \sigma_{пр}$ – нормативное сопротивление сжатию металла трубы, МПа;

$m = 0,75$ – коэффициент условий работы трубопровода при расчете его

					Организация работ по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода в условиях болотистой местности			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.		Реймер А.Ю.			Расчет трубопровода на прочность и устойчивость	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.				75	125	
Рук. ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А		

на прочность, устойчивость и деформативность, принимаемый по таблице 1 в СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» (актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*) [11]. Зоны, проходящие через болотные местности, относятся к трубопроводу II категории.

$k_1 = 1,34, k_2 = 1,15$ – коэффициенты надежности по материалу [11].

$k_n = 1,0$ – коэффициент надежности по назначению трубопровода [11].

Магистральные трубопроводы и их участки подразделяются на категории в соответствии с таблицей 2 и 3 в СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» [11].

$$R_1 = \frac{520 \cdot 0,75}{1,34 \cdot 1,0} = 291,05 \text{ МПа}; \quad R_2 = \frac{375 \cdot 0,75}{1,15 \cdot 1,0} = 244,6 \text{ МПа}.$$

5.2 Нагрузки и воздействия

При расчете трубопровода следует учитывать нагрузки и воздействия, возникающие при его строительстве, испытании и эксплуатации. Коэффициенты надежности по нагрузке надлежит принимать по таблице 13* СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» (актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*) [11], но также допускается принимать их по внутреннему давлению, исходя из условий эксплуатации трубопровода.

Вес транспортируемой нефти (нефтепродукта) в 1 м трубопровода $q_{\text{прод}}$, Н/м, следует определять по формуле:

$$q_{\text{прод}} = 10^{-4} \cdot \rho_n \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2}{4} \frac{\text{Н}}{\text{м}}, \quad (3)$$

где $\rho_n = 880$ кг/м³ – плотность транспортируемой нефти или нефтепродукта;

$g = 9,81$ м/с² – ускорение свободного падения;

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

$$q_{\text{прод}} = 10^{-4} \cdot 880 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 100^2}{4} = 6776,8 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Выталкивающая сила воды $q_{\text{воды}}$, Н/м, приходящаяся на единицу длины полностью погруженного в воду трубопровода при отсутствии течения воды, определяется по формуле:

					Расчет трубопровода на прочность и устойчивость	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		76

$$(4)q_B = \frac{\pi}{4} \cdot D_{н.и}^2 \cdot \gamma_B \cdot g$$

где $D_{н.и}$ – наружный диаметр трубы с учетом изоляционного покрытия и футеровки, м;

γ_B – плотность воды с учетом растворенных в ней солей, кг/м³;

Примечание – При проектировании трубопроводов на участках переходов, сложенных грунтами, которые могут перейти в жидкопластическое состояние, при определении выталкивающей силы следует вместо плотности воды принимать плотность разжиженного грунта, определяемую по данным изысканий. Поэтому за плотность воды берем плотность рыхлого торфа верховых болот, $\gamma_B = 1650$ кг/м³.

$$q_B = \frac{3,14}{4} \cdot 1,02^2 \cdot 1650 \cdot 9,81 = 13219,7 \text{ Н/м};$$

5.3 Определение толщины стенки трубопроводов

Расчетную толщину стенки трубопровода δ , мм, следует определять по формуле:

$$\delta = \frac{n_p \cdot P \cdot D_n}{2 \cdot (R_l + n_p \cdot P)}, \quad (5)$$

где n – коэффициент надежности от внутреннего рабочего давления в трубопроводе, $n = 1,15$, по таблице 13 [25];

P – рабочее (нормативное) давление, $P = 6,3$ МПа;

D_n – наружный диаметр трубы, м;

$R_l = 291,05$ расчетное сопротивление растяжению, МПа.

Определим минимально необходимую толщину стенки трубопровода:

$$\delta_{ном} = \frac{1,15 \cdot 6,3 \cdot 1,02}{2 \cdot (291,05 + 1,15 \cdot 6,3)} = 0,01239 \text{ м} = 12,4 \text{ мм}.$$

Принимаем предварительное значение толщины стенки проектируемого трубопровода по сортаменту $\delta_{ном} = 13$ мм.

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

$$\delta = \frac{n_p \cdot P \cdot D_n}{2 \cdot (R_l \cdot \psi_1 + n_p \cdot P)},$$

					Расчет трубопровода на прочность и устойчивость	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		77

ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб:

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

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{n_p \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_H}.$$

$\alpha = 1,17 \cdot 10^{-5} \text{ град}^{-1}$ – коэффициент линейного расширения металла трубы;

$\mu = 0,3$ – переменный коэффициент поперечной деформации стали;

$E = 2,07 \cdot 10^5 \text{ МПа}$ – переменный параметр упругости (модуль Юнга);

Δt – расчетный температурный перепад, °С;

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

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 291,05}{1,17 \cdot 10^{-5} \cdot 2,07 \cdot 10^5} = 36,1 \text{ град}; \quad (6)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,7 \cdot 291,05}{1,17 \cdot 10^{-5} \cdot 2,07 \cdot 10^5} = 84,12 \text{ град}. \quad (7)$$

К дальнейшему расчету принимаем больший перепад температуры, т.е. 84,12 градусов.

Находим величину продольных осевых сжимающих напряжений:

$$\sigma_{пр.N} = -1,17 \cdot 10^{-5} \cdot 2,07 \cdot 10^5 \cdot 84,12 + 0,3 \cdot \frac{1,15 \cdot 6,3 \cdot 100}{2 \cdot 1,3} = -120,13 \text{ МПа};$$

Так как $\sigma_{пр.N} = -120,13 \text{ МПа}$ – отрицательное значение, можно сделать вывод о наличии сжимающих напряжений.

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{120,13}{291,05} \right)^2} - 0,5 \left(\frac{120,13}{291,05} \right) = 0,728$$

$$\delta = \frac{n_p \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 \cdot \psi_1 + n_p \cdot P)} = \frac{1,15 \cdot 6,3 \cdot 1,02}{2 \cdot (291,05 \cdot 0,728 + 1,15 \cdot 6,3)} = 0,0168 \text{ м},$$

Исходя из вычислительных операций, для соблюдения прочности и устойчивости трубопровода, принимаем предварительное значение толщины стенки проектируемого трубопровода по сортаменту $\delta_{ном} = 17 \text{ мм}$.

					Расчет трубопровода на прочность и устойчивость	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		78

5.4 Проверка прочности и устойчивости подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов

Подземные и наземные (в насыпи) трубопроводы следует проверять на прочность, деформативность и общую устойчивость в продольном направлении и против всплывания, которая производится из условия:

$$|\sigma_{npN}| \leq \psi_2 R_1, \quad (8)$$

где σ_{npN} – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа.

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{npN} \geq 0$) принимаемый равным 1, при сжимающих ($\sigma_{npN} < 0$) определяемый по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right) \quad (9)$$

R_1 – расчетное сопротивление растяжению;

$\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{n_p \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n}, \quad (10)$$

R_1 – расчетное сопротивление растяжению;

где $n_p = 1,15$ – коэффициент надежности от внутреннего рабочего давления в трубопроводе;

$P = 6,3$ МПа – нормативное рабочее давление;

$D_{вн} = 99,4$ см – внутренний диаметр трубы;

$\delta_n = 2,0$ см – номинальная толщина стенки трубы.

$$\sigma_{кц} = \frac{1,15 \cdot 6,3 \cdot 99,4}{2 \cdot 2,0} = 180,04 \text{ МПа}$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{180,04}{291,05}\right)^2} - 0,5 \left(\frac{180,04}{291,05}\right) = 0,54$$

Продольные осевые напряжения σ_{npN} МПа, определяются от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла. Расчетная схема должна отражать взаимодействие трубопровода с

					Расчет трубопровода на прочность и устойчивость	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		79

грунтом и его условия работы. В частности, для прямолинейных и упруго-изогнутых участков подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений, просадок и пучения грунта продольные осевые напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{npD_{вн}}{2\delta_n}, \quad (11)$$

$\alpha = 1,17 \cdot 10^{-5}$ град⁻¹ – коэффициент линейного расширения металла трубы;

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

$E = 2,07 \cdot 10^5$ МПа – переменный параметр упругости (модуль Юнга);

Δt – расчетный температурный перепад, °С;

Находим величину продольных осевых сжимающих напряжений:

$$\sigma_{пр.N} = -1,17 \cdot 10^{-5} \cdot 2,07 \cdot 10^5 \cdot 84,12 + 0,3 \cdot \frac{1,15 \cdot 6,3 \cdot 99,4}{2 \cdot 2,0} = -149,72 \text{ МПа};$$

Так как $\sigma_{пр.N} = -149,72$ Мпа – отрицательное значение, можно сделать вывод о наличии сжимающих напряжений.

$$\begin{aligned} |\sigma_{пр.N}| &\leq \psi_2 R_1 \\ |-149,72| &\leq 0,54 \cdot 291,1 \\ 149,72 &\leq 157,2 \end{aligned}$$

Вывод: в продольном направлении условие прочности трубопровода выполняется.

5.5 Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов проверку следует производить по условиям:

$$|\sigma_{пр}^H| \leq \psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H; \quad (12)$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H; \quad (13)$$

					Расчет трубопровода на прочность и устойчивость	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		80

где σ_{np}^H – максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{np}^H > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{np}^H < 0$)

ψ_3 определяемый по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H}; \quad (14)$$

где $R_2^H = \sigma_{np} = 244,6$ МПа – нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений;

$k_H = 1,0$ – коэффициент надежности по назначению трубопровода;

$\sigma_{кц}^H$ – кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_H} = \frac{6,3 \cdot 0,994}{2 \cdot 0,013} = 156,6 \text{ МПа.} \quad (15)$$

Для прямолинейных и упруго-изогнутых участков трубопровода при отсутствии продольных и поперечных перемещений трубопровода, просадок и пучения грунта максимальные суммарные продольные перемещения от нормативных нагрузок и воздействий – внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба определяются по формуле:

$$\sigma_{np}^H = \mu \cdot \sigma_{кц}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho}; \quad (16)$$

где $\rho = 300$ м – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода.

$$\sigma_{np1}^H = 0,3 \cdot 156,6 - 1,17 \cdot 10^{-5} \cdot 2,07 \cdot 10^5 \cdot 84,12 + \frac{2,07 \cdot 10^5 \cdot 1,020}{2 \cdot 30000} = -153,23 \text{ МПа;}$$

$$\sigma_{np1}^H = 0,3 \cdot 156,6 - 1,17 \cdot 10^{-5} \cdot 2,07 \cdot 10^5 \cdot 84,12 - \frac{2,07 \cdot 10^5 \cdot 1,020}{2 \cdot 30000} = -160,3 \text{ МПа.}$$

Проверку выполняем по наибольшему по абсолютному значению продольным напряжениям $\sigma_{np2}^H = -160,3$ МПа.

					Расчет трубопровода на прочность и устойчивость	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		81

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{156,6}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 375} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{156,6}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 375} = 0,7 ;$$

$$\psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H = 0,7 \cdot \frac{0,75}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 375 = 218,8 \text{ МПа};$$

$$|-160,3| \leq 218,8$$

$$\frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H = \frac{0,75}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 375 = 312,5 \text{ МПа};$$

$$|156,6| \leq 312,5$$

Вывод: на предотвращение недопустимых пластических деформаций условия прочности трубопровода выполняются.

5.6 Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении

Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы необходимо производить из условия:

$$S \leq m_0 \cdot N_{кр}; \quad (17)$$

где S – эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, Н;

$N_{кр}$ – продольное критическое усилие, при котором наступает потеря устойчивости трубопровода в продольном направлении, Н.

Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода S следует определять от расчетных нагрузок и воздействий с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики. В частности, для прямолинейных участков трубопровода и участков, выполненных упругим изгибом, при отсутствии компенсации продольных перемещений, просадок и пучения грунта S определяется по формуле:

$$S = [(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{кц} + \alpha \cdot E \cdot \Delta T] \cdot F ; \quad (18)$$

где F – площадь поперечного сечения трубы, см²:

					Расчет трубопровода на прочность и устойчивость	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		82

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2) = \frac{3,14}{4} \cdot (102,0^2 - 99,4^2) = 411 \text{ см}^2 = 0,0411 \text{ м}^2; \quad (19)$$

$$S = [(0,5 - 0,3) \cdot 156,6 + 1,17 \cdot 10^{-5} \cdot 2,07 \cdot 10^5 \cdot 36,1] \cdot 0,0411 = 4,88 \text{ Н}.$$

Для прямолинейных участков подземных трубопроводов в случае пластической связи трубы с грунтом продольное критическое усилие находится по формуле:

$$N_{кр} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 \cdot q_{верт}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3}; \quad (20)$$

где P_0 - сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины;

J – крутящий момент, определяется по формуле:

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_n^4 - D_{вн}^4) = \frac{3,14}{64} \cdot (1,020^4 - 0,994^4) = 0,0052 \text{ м}^4; \quad (21)$$

$q_{верт}$ – сопротивление вертикальным перемещениям отрезка трубопровода на единицу его длины, которое обуславливается весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода:

$$q_{верт} = n_{сп} \cdot \gamma_{сп} \cdot D_n \cdot \left(h_0 + \frac{D_n}{2} - \frac{\pi \cdot D_n}{8} \right) + q_{тр}. \quad (22)$$

Величина P_0 определяется по формуле:

$$P_0 = \pi \cdot D_n \cdot (C_{сп} + P_{сп} \cdot \text{tg} \varphi_{сп}); \quad (23)$$

где $C_{сп} = 2$ кПа – коэффициент сцепления грунта (рисунок 18);

$P_{сп}$ – среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом;

$$\varphi_{гр} = 25^\circ - \text{угол внутреннего трения грунта (5.1)}$$

Таблица 5.1 – Расчетные характеристики уплотненных влажных грунтов средней полосы России

Грунт	$C_{гр}$, кПа	$\varphi_{гр}$, градусы	$\gamma_{гр}$, $\frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$
Гравелистый песок	0...2	36...40	25,5
Песок средней крупности	1...3	33...38	23,0
Мелкий песок	2...5	30...36	21,2
Пылеватый песок	2...7	28...34	20,5
Супеси	4...12	21...25	19,7
Суглинки	6...20	17...22	19,0
Глины	12...40	15...18	16,8
Торф	0,5...4	16...30	7,0

Величина $P_{гр}$ вычисляется по формуле:

$$P_{сп} = \frac{2 \cdot n_{сп} \cdot \gamma_{сп} \cdot D_n \left[\left(h_0 + \frac{D_n}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{сп}}{2} \right) \right] + q_{мп}}{\pi \cdot D_n}; \quad (24)$$

где $n_{гр} = 1,2$ – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта;

$\gamma_{гр} = 7,0 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес грунта (торф) (рисунок 18);

$h_0 = 1,0 \text{ м}$ – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта (таблица 5.2)

Таблица 5.2 – Рекомендуемые величины заглубления трубопроводов

Условия прокладки, диаметр трубопровода	h_0 , м
При условном диаметре менее 1000 мм	0,8
При условном диаметре 1000 мм и более	1,0
На болотах или торфяных грунтах, подлежащих осушению	1,1
В песчаных барханах, считая от нижних отметок межбарханых оснований	1,0
В скальных грунтах, болотистой местности при отсутствии проезда автотранспорта и сельскохозяйственных машин	0,6
На пахотных и орошаемых землях	1,0
При пересечении оросительных и мелиоративных каналов	1,1

$q_{мп}$ – расчетная нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом:

$$q_{мп} = q_m + q_u + q_{np} \quad (25)$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы:

$$q_m = n_{св} \cdot \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2); \quad (26)$$

где $n_{св} = 1,1$ – коэффициент надежности по нагрузкам при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения;

γ_m – удельный вес металла, из которого изготовлены трубы, для стали $\gamma_m = 78500 \text{ Н/м}^3$.

$$q_m = 1,1 \cdot 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (1,020^2 - 0,994^2) = 3549,5 \text{ Н/м.}$$

Нагрузка от веса нефти, находящейся в трубе единичной длины по формуле:

$$q_{прод} = 10^{-4} \cdot 880 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 99,4^2}{4} = 6695,7 \text{ Н/м}$$

$$q_{мп} = 3549,5 + 0 + 6695,7 = 10245,2 \text{ Н/м.}$$

$$P_{cp} = \frac{2 \cdot 1,2 \cdot 7000 \cdot 1,020 \cdot \left[\left(1,0 + \frac{1,020}{8} \right) + \left(1,0 + \frac{1,020}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{25^\circ}{2} \right) \right] + 10245,2}{3,14 \cdot 1,020} = 27813 \text{ Па};$$

$$P_0 = 3,14 \cdot 1,020 \cdot \left(2 \cdot 10^3 + 27813 \cdot \operatorname{tg} 25^\circ \right) = -5489 \text{ Па};$$

$$q_{верт} = 1,2 \cdot 7 \cdot 10^3 \cdot 1,020 \cdot \left(1,0 + \frac{1,020}{2} - \frac{3,14 \cdot 1,020}{8} \right) + 10245,2 = 19752,7 \text{ Н/м};$$

$$N_{кр} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{(-5489)^2 \cdot 19752,7^4 \cdot 411^2 \cdot (2,07 \cdot 10^{11})^5 \cdot 0,0052^3} = 70735239,7 \text{ Н};$$

$$m_0 \cdot N_{кр} = 0,75 \cdot 70,74 = 53,1 \text{ МН};$$

$$S = 4,88 \text{ МН} < m_0 \cdot N_{кр} = 53,1 \text{ МН}$$

В случае пластической связи трубопровода с грунтом **общая устойчивость трубопровода в продольном направлении обеспечена.**

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков трубопроводов в случае упругой связи с грунтом:

$$N_{кр}^2 = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_n \cdot E \cdot J}; \quad (27)$$

где $k_0 = 1,0 \text{ МН/м}^3$ – коэффициент нормального сопротивления грунта, или коэффициент постели грунта при сжатии (таблица 5.3).

Таблица 5.3 – Величины коэффициента постели грунта при сжатии

Грунт	k_0 , МН/м ³	Грунт	k_0 , МН/м ³
Торф влажный	0,5...1,0	Песок слежавшийся	5...30
Плыун	1...5	Глина тугопластичная	5...50
Глина размягченная	1...5	Гравий	10...50
Песок свеженасыпанный	2...5		

$$N_{кр}^2 = 2 \cdot \sqrt{1,0 \cdot 1,020 \cdot 2,07 \cdot 10^5 \cdot 0,0052} = 66,3 \text{ МН};$$

$$m_0 \cdot N_{кр}^2 = 0,75 \cdot 66,3 = 49,73 \text{ МН}; \quad S = 4,88 \text{ МН} < m_0 \cdot N_{кр}^2 = 49,73 \text{ МН}$$

Вывод: условие устойчивости прямолинейных участков нефтепровода обеспечено.

5.7 Проверка устойчивости положения (против всплытия) трубопровода

Проверку устойчивости положения (против всплытия) трубопровода, прокладываемого на обводненных участках трассы, следует проверять для отдельных (в зависимости от условий строительства) участков по условию:

$$Q_{\text{акт}} \leq \frac{1}{k_{\text{н.в.}}} \cdot Q_{\text{пас}}, \quad (28)$$

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

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

$k_{\text{н.в.}}$ – коэффициент надежности устойчивости положения трубопровода против всплытия, $k_{\text{н.в.}} = 1,05$ [25].

Для данного нефтепровода расчет балластировки должен проводиться с учетом характеристик участка трубопровода по максимальной расчетной нагрузке, оказываемой трубопроводом (суммарная масса трубопровода и перекачиваемого продукта при $k_{\text{н.в.}} = 1,05 - 1,15$, при этом должна приниматься максимальная интенсивность балластировки, получаемая по результатам расчета.

В частном случае при укладке трубопровода свободным изгибом при равномерной балластировке по длине величина нормативной интенсивности балластировки – вес на воздухе, Н/м, определяется по формуле: $q_{\text{бал}}^{\text{н}}$

$$q_{\text{бал}}^{\text{н}} = \frac{1}{n_{\text{б}}} \cdot (k_{\text{н.в.}} \cdot q_{\text{в}} \cdot q_{\text{изг}} - q_{\text{тр}} - q_{\text{доп}}) \cdot \frac{\gamma_{\text{б}}}{\gamma_{\text{б}} - \gamma_{\text{в}} \cdot k_{\text{н.в.}}}, \quad (29)$$

где – коэффициент надежности по нагрузке, для железобетонных грузов; $n_{\text{б}} n_{\text{г}} = 0,9$

$q_{\text{в}}$ – расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод, Н/м;

$$q_{\text{в}} = 0,25 \cdot \pi \cdot g \cdot \rho_{\text{в}} \cdot D_{\text{н}}^2 \quad (30)$$

$$q_{\text{в}} = 0,25 \cdot 3,14 \cdot 9,81 \cdot 1400 \cdot 1,020^2 = 11216,8 \text{ Н/м}$$

$q_{\text{изг}}$ – расчетная интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе трубопровода, Н/м, определяемая по формулам:

$$q_{\text{изг}} = \frac{8 \cdot E_0 \cdot I}{9 \cdot \beta^2 \cdot \rho^3} \cdot 10^4 \quad (\text{для выпуклых кривых}); \quad (31)$$

$q_{\text{тр}}$ – расчетная нагрузка от массы трубы, Н/м; $q_{\text{тр}} = 10245,2$

$q_{\text{доп}}$ – расчетная нагрузка от веса продукта, Н/м; $q_{\text{доп}} = 6695,7$

$\gamma_{\text{б}}$ – нормативная объемная масса материала пригрузки, кг/м³; $\gamma_{\text{б}} = 2500^3$;

					Расчет трубопровода на прочность и устойчивость	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		86

γ_B – плотность воды, принимаемая по данным изыскания, $\text{кг/м}^3 = 1650^3$.

E_0 – модуль упругости, МПа;

I – момент инерции сечения трубопровода на рассматриваемом участке, см^4 ;

β – угол поворота оси трубопровода, рад; $\beta = 0,035$

ρ – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, см.

Для выпуклых кривых:

$$q_{\text{изг}} = \frac{8 \cdot E_0 \cdot I}{9 \cdot \beta^2 \cdot \rho^3} \cdot 10^4 = \frac{8 \cdot 207000 \cdot 0,05}{9 \cdot 0,035^2 \cdot 300^3} \cdot 10^4 = 2781,6 \text{ Н/м}$$

Величина нормативной интенсивности балластировки равна:

$$q_{\text{бал}}^H = \frac{1}{0,9} \cdot (1,05 \cdot 11216,8 \cdot 2781,6 - 10245,2 - 6695,7) \cdot \frac{2500}{2500 - 1650 \cdot 1,05}$$
$$= 118507935,3$$

$$Q_{\text{акт}} \leq \frac{1}{k_{\text{н.в.}}} \cdot Q_{\text{пас}} \quad 13998,4 \leq \frac{1}{1,05} \cdot 16940,9$$

$$13998,1 \leq 16134,2$$

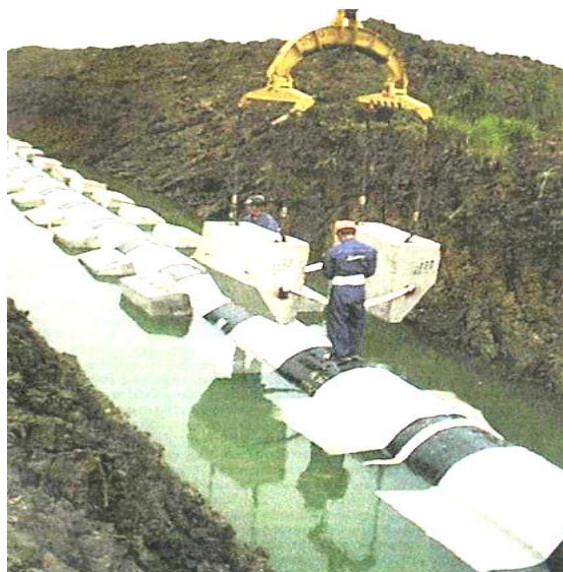


Рисунок 5.1 – Утяжелители УБО-УМ 1220

1. УБО-УМ – утяжелители бетонные охватывающие;
2. 1220 - для труб диаметром 1220 мм.

Вывод: условие устойчивости положения (против всплытия) трубопровода обеспечивается.

					Расчет трубопровода на прочность и устойчивость	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		87

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

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

6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

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

Для данного проекта целевой рынок – газонефтедобывающие и транспортирующие компании, такие как АО «Транснефть – Центральная Сибирь», ПАО «Газпром», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «НК «Лукойл», АО «Нафтатранс» и ПАО АНК «Башнефть».

Целесообразно выбрать два наиболее значимых критерия: размер компании и отрасль, по которым будет производиться сегментирование рынка. Размер компании очень важен, т.к. крупные компании часто используют новые технологии и допускают некоторые риски, имея возможность возместить убытки. Что же касается отраслей, то не во всех предприятиях применяется данный исследовательский проект, а только в газонефтедобывающих и транспортирующих. Отсюда вытекает географический критерий, потому что не всякий регион и не всякая страна имеет газовые и нефтяные ресурсы.

В таблице 6.1 отражена карта сегментирования рынка

					Организация работ по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода в условиях болотистой местности			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.		Реймер А.Ю.			ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТ Ь И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.					88	125
Рук. ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела з-2Б7А		

предоставляемых услуг для крупных, средних и мелких газонефтедобывающих и транспортирующих компаний.

		Отрасль	
		Газо-нефтедобывающие предприятия	Транспортирующие предприятия
Размер компании	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		

	Лукойл		Газпром		Сургутнефтегаз		Транснефть		Башнефть		Нафтатранс
--	--------	--	---------	--	----------------	--	------------	--	----------	--	------------

Таблица 6.1 – карта сегментирования рынка предоставляемых услуг

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

6.1.2 Анализ конкурентных технических решений.

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Проведение экономического сравнения перспективности ремонта врезкой катушки и с применением композитно-муфтовой технологии. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки;

- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и

т.д.

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

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты (таблица 6.2).

Таблица 6.2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

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

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

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

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

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

6.1.3 SWOT-анализ

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

Таблица 6.3 – Матрица SWOT

Факторы SWOT	Сильные стороны проекта: 1. Наличие достаточного финансирования 2. Квалифицированный персонал 3. Простота проектирования 4. Использование технологий на безлюдных территориях (в отдаленных районах) 5. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями.	Слабые стороны проекта: 1. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца 2. Отсутствие бюджетного финансирования 3. Отсутствие сертификации 4. Большой срок поставок материалов и комплектующих, используемых при проведении научного исследования 5. Отсутствие прототипа научной разработки
Возможности: 1. Использование разработки на других объектах нефтегазового промысла 2. Появление спроса на продукт	Более низкая стоимость производства и простота проектирования может вызвать спрос на нее, а это в свою очередь увеличит количество спонсоров. Кроме того, квалифицированный персонал и возможность использования разработки в отдаленных районах может уменьшить конкурентоспособность других разработок.	При снижении конкурентоспособности подобных разработок и при появлении спроса на новые может появиться возможность использования данной НИР в компаниях, использующих традиционные методы ремонта магистральных нефтепроводов.

<p>Угрозы:</p> <p>1. Изменение законодательства</p> <p>2. Развитая конкуренция технологий производства</p>	<p>В силу того, что в данной разработке используется более простое проектирование наряду с аналогами, то это может повысить спрос и конкуренцию разработки, а из-за сравнительно низкой затратности проекта, представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация.</p>	<p>Отсутствие прототипа научной разработки, необходимого оборудования и большой срок поставок материалов и комплектующих говорит об отсутствии спроса на новые технологии и отсутствии конкуренции проекта. Несвоевременное финансирование научного исследования приведет к невозможности получения сертификации.</p>
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

После того как сформулированы четыре области SWOT переходим к реализации второго этапа, который состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Эти соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта (таблица 6.4). Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-».

Таблица 6.4 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	+	0	+	-
	B2	+	+	+	+	+
Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	У1	-	-	-	+	+
	У2	0	+	+	-	0
Слабые стороны проекта						
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	B1	+	+	+	+	-
	B2	-	-	-	-	+
Слабые стороны проекта						

Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	У1	-	-	+	-	-
	У2	+	+	+	+	+

Таблица 6.5 – SWOT-анализ.

Факторы SWOT	Сильные стороны проекта: 1. Наличие достаточного финансирования 2. Квалифицированный персонал 3. Простота проектирования 4. Использование технологий на безлюдных территориях (в отдаленных районах) 5. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями.	Слабые стороны проекта: 1. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца 2. Отсутствие бюджетного финансирования 3. Отсутствие сертификации 4. Большой срок поставок материалов и комплектующих, используемых при проведении научного исследования 5. Отсутствие прототипа научной разработки
Возможности: 1. Использование разработки на других объектах нефтегазового промысла 2. Появление спроса на продукт	Более низкая стоимость производства и простота проектирования может вызвать спрос на нее, а это в свою очередь увеличит количество спонсоров. (В2,С3,С5) Кроме того, квалифицированный персонал и возможность использования разработки в отдаленных районах может уменьшить конкурентоспособность других разработок (В1,С1,С2,С4).	При снижении конкурентоспособности подобных разработок и при появлении спроса на новые может появиться возможность использования данной НИР в компаниях, использующих традиционные методы ремонта магистральных нефтепроводов (В1,Сл.1,Сл.2,Сл.3,Сл.4)
Угрозы: 1. Изменение законодательства 2. Развитая конкуренция технологий производства	В силу того, что в данной разработке используется более простое проектирование наряду с аналогами, то это может повысить спрос и конкуренцию разработки (У2,С4,С5), а из-за сравнительно низкой затратности проекта, представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация (У1,С2,С3).	Отсутствие прототипа научной разработки, необходимого оборудования и большой срок поставок материалов и комплектующих говорит об отсутствии спроса на новые технологии и отсутствии конкуренции проекта (У2,Сл.1,Сл.4,Сл.5). Несвоевременное финансирование научного исследования приведет к невозможности получения сертификации (У1,Сл.3).

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

6.2 Планирование научно-исследовательских работ

6.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и студент. Составим перечень этапов работ и распределим исполнителей по данным видам работ (таблица 6).

Таблица 6.6 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность Исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления Исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Бакалавр
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, Бакалавр
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Бакалавр
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ существующей схемы теплообмена	Бакалавр
	6	Разработка математической модели процесса	Бакалавр
	7	Оценка адекватности математической модели реальному процессу	Бакалавр
	8	Оценка влияния технологических параметров на качество продукта	Бакалавр
Обобщение и оценка результатов	9	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, Бакалавр
	10	Определение целесообразности проведения процесса	Руководитель, Бакалавр
	11	Оформление пояснительной записки	Бакалавр
	12	Разработка презентации и раздаточного материала	Бакалавр

6.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ож}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min} + 2t_{\max i}}{5},$$

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

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

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

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

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i},$$

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

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

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

В качестве примера рассчитаем продолжительность 1 работы – разработка ТЗ:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min} + 2t_{\max i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 3}{5} = 1,8 \text{ чел.-дн.};$$

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

6.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

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

					ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		95

Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

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

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

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

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

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

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

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в 2020 году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в 2020 году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в 2020 году.

Все рассчитанные значения сведены в таблицу 8.

Таблица 6.7 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ									Исполнители, количество	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}			Длительность работ в календарных днях T_{ki}			
	t_{min} чел.-дни			t_{max} чел.-дни			$t_{ож}$ чел.-дни				исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3	
	исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3								
Составление и утверждение темы проекта	4	7	9	7	10	12	5	8	10	Руководитель	5	8	10	9	14	17	
Анализ актуальности темы	2	5	8	5	10	14	7	7	11	Бакалавр	7	7	11	12	12	19	
Поиск и изучение материала по теме	10	12	15	15	18	20	12	15	17	Бакалавр	12	15	17	21	26	29	
Выбор направления исследований	3	6	7	7	9	11	5	7	9	Руководитель Бакалавр	3	4	5	5	7	9	
Календарное планирование работ	6	7	7	8	10	12	7	8	9	Руководитель Бакалавр	4	4	5	7	7	9	
Изучение литературы по теме	10	14	16	13	16	18	11	15	17	Бакалавр	11	15	11	19	26	19	
Подбор нормативных документов	10	7	5	15	12	10	12	9	7	Бакалавр	12	9	12	21	15	21	
Составление блок-схем, таблиц и проведение расчетов	3	7	10	5	12	16	4	9	13	Бакалавр	4	9	4	7	15	7	
Определение целесообразности проведения работ	5	6	9	7	10	12	6	8	10	Руководитель Бакалавр	3	4	5	5	7	9	
Оформление пояснительной записки	7	8	10	10	12	16	8	10	13	Бакалавр	8	10	13	14	17	22	
Разработка презентации и раздаточного материала	1	3	4	3	5	6	2	4	5	Бакалавр	2	4	5	4	7	9	
Итого, дни															124	146	170

Таблица 6.8 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

Код работы (из ИСР)	Вид работ	Исполнители	T_k , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ																	
				Дек.		Янв.		Февр.		Март		Апр.		Май							
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3			
1	Составление и утверждение темы проекта	Руководитель	17	■																	
2	Анализ актуальности темы	Бакалавр	19		■	■															
3	Поиск и изучение материала по теме	Бакалавр	29			■	■	■													
4	Выбор направления исследований	Руководитель Бакалавр	9					■	■												
5	Календарное планирование работ	Руководитель Бакалавр	9					■	■												
6	Изучение литературы по теме	Бакалавр	19						■	■											
7	Подбор нормативных документов	Бакалавр	21							■	■										
8	Составление блок-схем, таблиц и проведение расчетов	Бакалавр	7														■				
9	Определение целесообразности проведения работ	Руководитель Бакалавр	9														■	■			
10	Оформление пояснительной записки	Бакалавр	22														■	■			
11	Разработка презентации и раздаточного материала	Бакалавр	9															■			

■ – Руководитель

■ – Бакалавр

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат
------	------	----------	---------	-----

6.3 Расчет материальных затрат НТИ

Таблица 6.9 – Материальные затраты для врезки катушки

Наименование материалов	Кол-во	Цена, руб.	Сумма, руб.
Катушка	1	950000	950000
Изоляционная пленка, кг	60	435	26100
Электроды 3 мм, кг	2,5	225	562,5
Электроды 5 мм, кг	15	195	2925
Праймер, кг	5	237	1185
Круги отрезные, шт.	1	90	90
Круги шлифовальные, шт.	2	90	180
Абразивная дробь, кг	500	60	30000
Итого:			1011042,5
Транспортные расходы, 5%			50552,1
Итого с учетом транспортных расходов			1061594,6

Таблица 10 – Материальные затраты для композитной муфты

Наименование материалов	Кол-во	Цена, руб.	Сумма, руб.
Муфта, кг	3	800000	2000000
Изоляционная пленка, кг	60	435	26100
Праймер, кг	5	237	1185
Композитный состав, л	118,7	528	62673,6
Растворитель, л	30	54	1620
Плита дорожная ПНД- AIV (6*2*0,14), шт.	5	18600	93000
Дизтопливо, кг	2000	27	54000

Итого:			2638578, 6
Транспортные расходы, 5%			131928,9
Итого с учетом транспортных расходов			2770507, 5

6.3.1 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения исследования

В данном разделе проекта рассматривается проведение работ по устранению дефектов первоочередного ремонта, на основе современных технологических решений. В экономической части произведены расчеты эксплуатационных затрат на ремонт и устранение дефектов ПОР с проведением экономического сравнения перспективности ремонта врезкой катушки и с применением композитно-муфтовой технологии. Результаты расчетов полной стоимости оборудования для ремонта приведены в таблице 6.9 и 6.10 (транспортные расходы составляют 2%, строительно-монтажные 5% от стоимости оборудования). Стоимость материалов и оборудования взята по прайс-листам оборудования заводов-изготовителей за 2020 год. (Количество оборудования = 1)

Таблица 6.11 – Затраты на оборудование необходимого для ремонта врезкой катушки

Наименование	Марка	Цена ед. руб.	Стоимость всего оборудования , руб	Транспортные расходы ,руб.	Стоимость монтажа руб.	Полная стоимость, руб.	Сумма амортизации, руб.
Бульдозер	Комatsu и D 63E12	8800 00	8800 000	176000	440000	9416000	1883200

Экскаватор	Daewoo SOLARL 180W 1V	550000	550000	110000	275000	5885000	1177000
Сварочная машина	Linc oln Elec tric Invert ec	465000	465000	9300	23250	497550	99510
	V3510- PRO						
Самосвальная машина	Урал 5557 - 6121-74	3800000	3800000	76000	190000	4066000	813200
Вахтовая машина	Урал 3255"	2800000	2800000	56000	140000	2996000	599200
Трал	КРАЗ 6443- 080- 02	2100000	2100000	42000	105000	2247000	449400
Трубоискатель	ТИ-12	200000	200000	4000	10000	214000	21400
Ручная шлифовальная машина		13000	13000	260	650	13910	1391
Итого:							5044301

Таблица 6.12 – Затраты на оборудование необходимого для ремонта композитной муфтой

Наименование	Марка	Цена, руб.	Стоимость всего оборудования, руб.	Транспортные расходы, руб.	Стоимость монтажа, руб.	Полная стоимость, руб.	Сумма амортизации, руб.

Бульдозер	Комatsu D63E12	880000	880000	176000	440000	9416000	1883200
Экскаватор	Daewoo SOLAR L180W1V	5500000	5500000	110000	275000	5885000	1177000
Дробеструйная установка	2040 NC	600000	600000	12000	30000	642000	128400
Самосвальная машина	Урал 5557-6121-74	3800000	3800000	76000	190000	4066000	813200
Вахтовая машина	Урал 3255"	2800000	2800000	56000	140000	2996000	599200
Трал	КРАЗ 6443-080-02	2100000	2100000	42000	105000	2247000	449400
Трубоискатель	ТИ-12	200000	200000	4000	10000	214000	21400
Компрессор	Compair Holman 51	1500000	1500000	30000	75000	1605000	160500
Электростанция		55000	1100	2750	1350	58850	5885
Итого:							5238185

Далее определяем машино-часы, отработанные оборудованием на

					ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		101

объекте по формуле:

$$M = D \times C \times K,$$

где D – продолжительность периода, дни;

C – время смены, часы;

K – количество машин.

Амортизация за отработанный период:

$$A_{об} = \frac{A_{год}}{M_{год}} \cdot M_{об}$$

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

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

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

Для врезки катушки:

$$M_{об} = 2 \times 8 \times 8 = 128 \text{ маш. -час.}$$

Количество машино-часов работы за год составит:

$$M_{год} = 259 \times 8 \times 8 = 16576 \text{ маш. -час.}$$

$$A_{об} = \frac{5044301}{16576} \cdot 128 = 38952,1$$

Для композитной муфты:

$$M_{об} = 3 \times 8 \times 9 = 216 \text{ маш. -час.}$$

Количество машино-часов работы за год составит:

$$M_{год} = 259 \times 8 \times 9 = 18648 \text{ маш. -час.}$$

$$A_{об} = \frac{5238185}{18648} \cdot 216 = 60921,8$$

Далее определим затраты на оплату труда работников за период ремонта с учетом премии и районного коэффициента. Расчеты фонда оплаты труда работников сведены в таблице 6.13 и 6.14 по данным 2021 года

Таблица 6.13 – Фонд оплаты труда работающих для врезки катушки

					ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		102

Профессия	Р а з р я д	К о л .	Тарифная ставка, руб	Тарифный фонд ЗП, руб.	Премия, доплаты и надбавки		Основная ЗП, руб	Дополнительная ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50% +30 %	Общ. Фонд ЗП, руб.
					%	Сумма				
Мастер	8	1	50,76	1624,32	50	812,16	2436,48	487,30	2339,02	5262,80
Машинист бульдозера	6	1	44,32	1418,24	50	709,12	2127,36	425,47	2042,27	4595,10
Машинист Экск-ра	6	1	44,32	1418,24	50	709,12	2127,36	425,47	2042,2	4595,10
Водитель вахтовой машины	5	1	42,76	1368,32	50	684,16	2052,48	410,50	1970,38	4433,36
Водитель самосвальн ой машины	4	1	41,22	1319,04	50	659,52	1978,56	395,71	1899,42	4273,69
Электросварщик	6	2	44,32	2836,48	50	1418,32	3545,6	709,12	3403,78	7658,50
Дефектоскопист	6	1	44,32	1418,24	50	709,12	2127,36	425,47	2042,27	4595,10
Итого:		8								35413,7

Таблица 6.14 – Фонд оплаты труда рабочих для композитной муфты

Профессия	р а з р я д	К о л .	Тарифная ставка, руб	Тарифный фонд ЗП, руб.	Премия, доплаты и надбавки		Основная ЗП, руб	Дополнительная ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50% +30 %	Общ. Фонд ЗП, руб.
					%	Сумма				

Мастер	8	1	50,7 6	1624,3 2	5 0	812, 16	2436,4 8	487,3 0	2339, 02	5262, 80
Машинист бульд озера	6	1	44,3 2	1418,2 4	5 0	709, 12	2127,3 6	425,4 7	2042, 27	4595, 10
Машинист экска ватор а	6	1	44,3 2	1418,2 4	5 0	709, 12	2127,3 6	425,4 7	2042, 27	4595, 10
Водитель вахтов ой машины	5	1	42,7 6	1368,3 2	5 0	684, 16	2052,4 8	410,5 0	1970, 38	4433, 36
Водитель самос вальной машины	4	1	41,2 2	1319,0 4	5 0	659, 52	1978,5 6	395,7 1	1899, 42	4273, 69
Слесарь- ремонтник	5	2	42,7 6	2736,6 4	5 0	136 8,3 2	3420,8	684,1 6	3283, 97	7388, 93
Специалист КТМ	4	1	44,3 2	2836,4 8	5 0	141 8,3 2	3545,6	709,1 2	3403, 78	7658, 50
Дефектоскопист	6	1	44,3 2	1418,2 4	5 0	709, 12	2127,3 6	425,4 7	2042, 27	4595, 10
Итого:		9								42802 ,6

					ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСΟΣБЕРЕЖЕНИЕ					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат						104

Зная общий фонд заработной платы, рассчитаем величину отчислений на социальные нужды ЕСН, который в сумме составляет 27,1 %.

ЕСН для врезки катушки = $35413,7 \times 27,1/100 = 9597,13$ руб.

ЕСН для композитной муфты = $42802,6 \times 27,1/100 = 11599,51$ руб.

6.3.2 Накладные расходы

Накладные расходы:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 4) \cdot k_{\text{нр}}$$

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

$$Z_{\text{накл}} = (Z_{\text{м}} + Z_{\text{об}} + Z_{\text{зп}} + Z_{\text{внеб}}) \cdot 0,16$$

$$Z_{\text{накл1}} = (1061600 + 5044301 + 35400 + 9597,13) \cdot 0,16 = 984\,081,28 \text{руб.}$$

$$\begin{aligned} Z_{\text{накл2}} &= (2770507,5 + 5238185 + 42800 + 11599,51) \cdot 0,16 \\ &= 1\,290\,019,28 \text{руб.} \end{aligned}$$

Заключительный сравнительный анализ методов ремонта представлен втаблице 6.15.

Таблица 6.15 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Врезка катушки исп. 1 (тыс. руб)	Композитная муфта исп. 2 (тыс. руб)
	1. Материальные затраты	1061,6
2. Затраты на специальное оборудование	5044,301	5238,185
3. Затраты по основной заработной плате	35,4	42,8
4. Отчисления во внебюджетные фонды	9,6	11,6
5. Накладные расходы	984,081	1290,019
6. Бюджет затрат на исследование	7134,982	9353,104

Итог: Затраты на устранение дефекта методом врезки катушки = **7134,982** тыс. руб.

Затраты на устранение методом композитной муфты = **9353,104** тыс. руб.

					ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		105

Вывод:

Таким образом, в рамках данного раздела ВКР была проведена оценка конкурентоспособности традиционных методов ремонта магистральных нефтепроводов, рассчитан показатель, оценивающий перспективность данной технологии, который определяет уровень перспективности как «выше среднего». Был составлен перечень этапов работ и определена их трудоемкость, построен календарный план-график выполнения работ. Из представленных видов ремонта более экономически целесообразным является ремонт заменой катушки. Ремонт заменой катушки обходится 7 134 982 рублей

					ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		106

7 Социальная ответственность

В этом разделе выпускной квалификационной работы рассматриваются опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте линейного трубопроводчика. При проведении работ на линейной части нефтепровода необходимо большое внимание уделять производственной и экологической безопасности, а также социальной ответственности. Нефтепровод, проложенный на сложных геологических участках в условиях болот имеет повышенную степень опасности для окружающей среды в случае аварии.

Сущностью проекта ВКР является анализ методик проведения капитального ремонта магистрального нефтепровода методом вырезки/врезки катушки в условиях болот.

Объектом исследования бакалаврской работы является капитальный ремонт участка магистрального нефтепровода.

Областью применения исследования являются участки нефтепровода, расположенные в болотистых местностях. Потенциальным пользователем разрабатываемого решения является ПАО «Транснефть»

Рабочая зона: полевые условия. Климатическая зона: умеренным и холодным климатом.

Количество и наименование оборудования рабочей зоны: бульдозер, экскаватор, автокран, рабочий котлован, дробеструйная установка, компрессор, стягивающее устройство, электростанция, вахтовая машина, трал.

Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: разработка траншеи под ремонтируемым участком, разгерметизация ремонтируемого участка нефтепровода, зачистка поверхности нефтепровода, проведение капитального ремонта и засыпка траншеи.

					Организация работ по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода в условиях болотистой местности			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Реймер А.Ю.</i>				Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Гончаров Н.В.</i>						107	125
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>					Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А		

7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов согласно Трудовому кодексу Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) [12]: устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях; предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах Крайнего Севера – 24 календарных дня;
- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера – 16 календарных дней [12].

Рабочей зоной являются полевые условия на участке магистрального нефтепровода в болотистой местности. Эргономические требования к рабочему месту на рассматриваемых площадках регламентируются системой стандартов безопасности труда ГОСТ 12.2.049-80 [13] при работе с производственным оборудованием и ГОСТ 12.2.033-78 [14] при выполнении работ стоя.

Конструкция производственного оборудования (УХВ 300, дробеструйная установка) обеспечивает физические нагрузки на работающего, при которых энергозатраты организма в течение рабочей смены не превышают 1046,7 кДж/ч (250 ккал/ч) ввиду того, что основную часть работы выполняет оборудование.

Конструкция, взаимное расположение элементов рабочего места (органы управления, средства отображения информации и т.д.) должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру работы и должно быть обеспечено

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		108

оптимальное положение работающего, которое достигается регулированием: высоты рабочей поверхности за счет увеличения высоты подставки для ног.

7.2 Производственная безопасность

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

В таблице 7.1 представлены опасные и вредные факторы при проведении капитального ремонта магистрального нефтепровода. На подготовительном этапе выполняется доставка и подготовка необходимого оборудования и специалистов, разработка траншеи и рабочего котлована. Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводилась с использованием ГОСТ 12.0.003-2015 [15].

Таблица 7.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте линейного трубопроводчика (282 км трассы «Александровское – Анжеро-Судженск» проходящий через болота II типа.)

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Подготовительный этап	Ремонт нефтепровода	
1. Повышенный уровень шума;	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [16].
2. Запыленность и загазованность рабочей зоны;	+	+	ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [17].
3. Повышенный уровень общей вибрации	-	+	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [18].
4. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		109

параметрами воздушной среды на местонахождении работающего			требования к воздуху рабочей зоны [19].
5. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися;	+	-	ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ Биологическая безопасность. Общие требования [20].
6. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего;	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [21].
7. Производственные факторы, связанные с электрическим током.	-	+	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [22].
8. Пожаро- и взрывоопасность	-	+	ГОСТ 12.1.044-2018. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов [23].

7.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов

1. Повышенный уровень шума

При проведении капитального ремонта магистрального нефтепровода, шум может создаваться работающим транспортом и оборудованием – кранами-трубоукладчиками, бульдозер, экскаватор, автокран, шлифовальной машинкой.

С действием шума связан ряд профессиональных заболеваний (нервные и сердечно-сосудистые заболевания, язвенная болезнь, тугоухость. Специфическое действие шума сказывается на слуховом анализаторе, его звуковоспринимающей части, что приводит к развитию профессиональной тугоухости. Дистрофические (обменные, обратимые), а затем деструктивные (структурные, мало- или необратимые) изменения в слуховом анализаторе развиваются по причине длительной работы органа слуха в режиме повышенной шумовой нагрузки в истощающем режиме.

В соответствии с ГОСТ 12.1.003-2014 устанавливается эквивалентный уровень звука равный 80 дБ. Запрещается даже кратковременное пребывание в зонах с октавными уровнями звукового давления свыше 135 дБ в любой октавной полосе.

Основные методы борьбы с шумом:

- снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
- средства индивидуальной защиты (беруши, наушники, ватные вкладыши);
- соблюдение режима труда и отдыха;
- использование дистанционного управления при эксплуатации шумящего оборудования и машин.

2 Повышенная запыленность и загазованность; воздуха рабочей зоны

Повышенная загазованность рабочей зоны связана с испарениями нефти или других токсичных веществ, находящихся в котловане, а также с выхлопами двигателей работающей техники [17].

В большинстве случаев эти газы являются ядовитыми, оказывающими сильное токсическое действие на организм человека. Свойства их определяются химической структурой и агрегатным состоянием. Ядовитые вещества проникают в организм человека через дыхательные пути, желудочно-кишечный тракт, кожный покров. На участки кожи яды могут оказывать локальное болезненное воздействие.

В случае превышения нормативных показателей, (таблица 7.2) следует предусмотреть средства коллективной (специально отведенные помещения или система вентиляции) и индивидуальной защиты (противогазы, фильтрующие гражданские противогазы (ГП)-5 или противогазы шланговые (ПШ)-2).

Таблица 7.2 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		111

Наименование вещества	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Бензол	15	II
Сера	6	IV
Серы диоксид SO ₂	10	III
Сероводород H ₂ S	10	II
Сероводород в смеси с углеводородами	3	III
Толуол	50	III
Углеводороды C ₁ – C ₁₀	300	IV
Углерода оксид CO	20	IV

3 Повышенный уровень общей вибрации

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

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

Допустимые значения параметров транспортной, транспортно-технологической и технологической вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [18]. При превышении локальной вибрации на рабочем месте установленного уровня вводится ограничение времени ее воздействия:

- при превышении предельно допустимого уровня (ПДУ) до 3 дБ длительность воздействия ограничивается 120-160 минутами
- до 6 дБ – 60-80 мин;
- до 9 дБ – 30-40 мин;
- до 12 дБ – 15-40 мин;

- при превышении более 12 дБ запрещается проводить работы и применять оборудование, генерирующее такую вибрацию.

Вибрация от дробеструйной установки не превышает 4 дБ, следовательно, время непрерывной работы с установкой ограничивается 60-80 мин.

Индивидуальные СИЗ от вибрации согласно [16, 17]: виброизолирующая обувь, подметки и специальные стельки, прокладки и вкладыши, а также специализированные рукавицы и перчатки.

Коллективная защита от вредного воздействия вибрации осуществляется путем установки агрегатов в индивидуальных укрытиях, применением конструктивных мер снижения уровней вибрации, уменьшением времени контакта с вибрирующими поверхностями.

Защита от вибрации также обеспечивается балансировкой вращающихся частей оборудования и механизмов и устройством виброгасящих опор и фундаментов [18].

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

Постоянное отклонение метеоусловий на рабочем месте от нормальных параметров приводит к перегреву или переохлаждению человеческого организма [19].

Связанные с отклонениями микроклимата негативные последствия:

- при перегреве – к обильному потоотделению, учащению пульса и дыхания, резкой слабости, головокружению, появлению судорог, а в тяжелых случаях – возникновению теплового удара;
- при переохлаждении возникают простудные заболевания, хронические воспаления суставов, мышц и др.

Работающие на открытой территории в условиях болот в летний период должны быть обеспечены специальной одеждой, обувью, средствами защиты рук, головы, лица и глаз, а также средствами для защиты от насекомых.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		113

Работающие в зимний период должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами, обувью, перчатками. Также работники должны иметь возможность периодически находиться в теплом помещении.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

Таблица 7.3 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
Безветренная погода	-40
Менее 5,0	-35
5,1 – 10,0	-25
10,1 – 15,0	-15
15,1 – 20,0	-5
Более 20,0	0

5 Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

В летнее время года, работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены за счет предприятия СИЗ от гнуса и энцефалитного клеща [20].

Наиболее типичные травмы, которые работник может получить: укусы, удары и другие повреждения, нанесенные животными и пресмыкающимися. Наиболее распространенная травма — это укус энцефалитного клеща.

При укусе клеща следует его немедленно удалить вместе с хоботком, который удаляется как заноза, место укуса обработать настойкой йода. Сообщить об укусе старшему по работе и незамедлительно обратиться в пункт серопротекции для введения иммуноглобулина.

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

При несоблюдении техники безопасности травму можно получить и при движении машин и механизмов. Невнимательность и отсутствие защитных средств приводит к ушибам, переломам и вывихам различных частей тела человека.

Работник, при движении техники в зоне проведения работ, обязан носить головной убор (каска). Находиться в зоне работы техники (котловане, приямке) недопустимо. По полосе движения техники и подвижного оборудования должны находиться предупреждающие таблички, которые информируют об опасности [21].

7 Производственные факторы, связанные с электрическим током

Электросварщик в процессе своей трудовой деятельности подвергается комплексному действию целого ряда вредных и опасных производственных факторов химической и физической природы: инфракрасное излучение, брызги и искры расплавленного шлака и металла, сварочный аэрозоль.

Чтобы избежать описанного негативного действия производственных факторов, характерных для электросварки, следует не допускать облучения сварочной дугой открытых участков кожи и глаз, защищать их от попадания брызг и искр шлака и металла и, наконец, препятствовать попаданию сварочного аэрозоля в дыхательные органы.

Работники, занятые производством электросварочных и газопламенных работ, должны обеспечиваться средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, специальной обувью, очками, сварочной маской и другими средствами индивидуальной защиты. Применяемые средства индивидуальной защиты должны соответствовать требованиям [22].

8 Пожаро- и взрывоопасность

В процессе испарения нефтепродуктов образуется облако топливно-воздушной смеси (ТВС). Наличие источника зажигания в пределах облака ТВС может повлечь за собой воспламенение и взрыв облака ТВС. Таким образом, необходимо убрать источники искрообразования с рабочей зоны. Основными причинами пожаров на производстве являются нарушение технологического режима работы оборудования, неисправность электрооборудования, самовозгорание различных материалов и другое.

Для предотвращения пожаров и взрывов необходимо исключить возможность образования горючей и взрывоопасной среды и предотвратить

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		115

появление в этой среде источников зажигания. Требования пожарной безопасности при проведении огневых работ устанавливаются в соответствии с ГОСТ 12.1.044-2018. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов [23].

Места проведения огневых работ следует обеспечивать в необходимом количестве первичными средствами пожаротушения (огнетушители, лопаты, ёмкости с водой). В опасной зоне места проведения огневых работ запрещается курить, разводить костры применять открытый огонь. Все принимающие непосредственное участие в огневых работах должны быть в сертифицированной спецодежде из термостойких материалов.

7.3 Экологическая безопасность

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

1 Защита селитебной зоны

Согласно постановлению Правительства РФ от Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. [24] объекты по добыче сырой нефти и (или) природного газа, включая переработку природного газа и производству нефтепродуктов относятся к объектам I категории оказывающих негативное воздействие на окружающую среду (НВОС).

Санитарно-защитная зона (СЗЗ), которая отделяет территорию промышленной площадки от жилой застройки, составляет (согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1200-03 [25]) – 1000 м.

Источником загрязнения являются аварийные разливы нефти и бытовые отходы при выполнении ремонтных работ. Обязанности и меры стимулирования снижения НВОС:

- Составляется программа производственного экологического контроля (ПЭК);
- Вносится плата за НВОС (за исключением размещения твердых коммунальных отходов);
- Источники НВОС, оснащаются автоматическими средствами

измерения и учета объема или массы выбросов и сбросов загрязняющих веществ, концентрации загрязняющих веществ, а также техническими средствами фиксации и передачи такой информации в государственный фонд данных государственного экологического мониторинга;

- В обязательном порядке разрабатывается и утверждается программа повышения экологической эффективности;
- Разрабатываются нормативы образования отходов и лимиты на их размещение.

2 Защита литосферы

Аварии на нефтепроводе сопровождаются разливом нефти. Нефть при попадании в почву оказывает влияние на водно-физические свойства почв. Они ухудшают свойства почв из-за цементации порового пространства, что ведет к нарушению влагообмена почвы на долгий срок.

К мероприятиям по защите литосферы можно отнести внесение минеральных удобрений, извести, рыхление почвы, для улучшения доступа кислорода и окисления нефти и нефтепродуктов.

3 защита гидросферы

При капитальном ремонте нефтепровода находящимся в болотистой местности соблюдаются требования к охране подземных в соответствии с ГОСТ 17.1.3.06-82. [26] и поверхностных вод ГОСТ 17.1.3.13-86 [27].

В общем случае причинами аварийных разливов нефти магистральных нефтепроводов, расположенных в болотистой местности могут являться:

- разгерметизация трубопроводов;
- наружная и внутренняя коррозия;
- разрушения под воздействием температурных деформаций.

В воде нефтепродукты могут подвергаться одному из следующих процессов: ассимиляции водными организмами, повторной седиментации, эмульгированию, образованию нефтяных агрегатов, окислению, растворению и испарению.

Мероприятия по защите гидросферы:

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		117

- Применение нефтесборщиков;
- Сорбентов;
- боновых заграждений.

4 Защита атмосферы

Атмосферный воздух рабочей зоны должно соответствовать требованиям СанПиН 2.1.3684-21 [28]

При разгерметизации аварийного участка нефтепровода, легкие нефтепродукты в значительной степени разлагаются и испаряются еще 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. В таких случаях количество серьезно пострадавших может составлять тысячи человек.

Мероприятия по защиты атмосферы от загрязнения:

- Снижение температуры нефти и нефтепродуктов;
- улучшение герметизации емкостей;
- применение установки улавливающие пары углеводородов.

7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Объекты нефтегазовой отрасли должны соответствовать правилам безопасности в чрезвычайных ситуациях (ГОСТ Р 22.0.01-2016) [29].

Причины возникновения чрезвычайных ситуаций на трассе нефтепровода могут быть разнообразны: лесные пожары, аварии, ошибки персонала, старение оборудования, удар молнии и т.д.

Наиболее распространенной чрезвычайной ситуацией на нефтепроводе является нарушение его целостности, то есть разгерметизацией трубопровода с возникновение утечек в больших объемах. Вышедшая наружу нефть с нефтепровода наносит непоправимый ущерб экологии района, и создает дополнительную опасность возникновения другой чрезвычайной ситуации, например, пожара.

					Социальная ответственность	Лист
						118
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Рабочая зона находится в пожароопасной зоне класса П-III - зоны, расположенные вне зданий, сооружений, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки 61 и более градуса Цельсия или любые твердые горючие вещества. Взрывоопасная зона 2-го класса - зона, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей с воздухом только в результате аварии или повреждения технологического оборудования. Класс возможного пожара - пожары горючих жидкостей или плавящихся твердых веществ и материалов (В). На основании Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".

Первичными средствами пожаротушения являются: переносные и передвижные огнетушители, оборудование пожарных кранов, ящики с порошковыми составами (песок, перлит и т.п.), а также огнестойкие ткани (асбестовое полотно, кошма, войлок и т.п.). По виду применяемого огнетушащего вещества огнетушители подразделяют на:

- водные (ОВ);
- порошковые (ОП);
- пенные,
- газовые, которые подразделяются на:
 - а) углекислотные (ОУ);
 - б) хладоновые (ОХ); комбинированные.

Порядок действий в результате возникновения ЧС на магистральных нефтепроводах и меры по ликвидации проводятся в следующей организационно-технологической последовательности:

- сооружение земляного амбара и сбор в него нефти;
- подготовка ремонтной площадки и размещение на ней технических средств;

					Социальная ответственность	Лист
						119
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

- вскрытие аварийного участка нефтепровода и сооружение ремонтного котлована;
- освобождение аварийного участка нефтепровода от нефти;
- вырезка дефектного участка нефтепровода;
- герметизация (перекрытие) внутренней полости нефтепровода;
- монтаж и вварка катушки;
- заварка контрольных отверстий и отверстий для отвода нефти;
- контроль качества сварных швов;
- изоляция отремонтированного участка нефтепровода;
- пуск нефтепровода, вывод его на эксплуатационный режим;
- засыпка нефтепровода, восстановление обвалования.

Вывод

В данном разделе были проанализированы возможные вредные и опасные факторы, которые способны нанести ущерб здоровью человека и окружающей среде. Соблюдение необходимых мер безопасности позволит снизить влияние данных факторов на здоровье работника и предупредить возникновение ЧС. Также нужно особое внимание уделить вопросам экологической безопасности, так как в процессе ремонтных работ на нефтепроводе оказывается значительное влияние на окружающую среду.

Капитальный ремонт магистрального нефтепровода включает работу с источниками вредного и опасного воздействия на человека. К ним относятся повышенный уровень шума, запыленностью и загазованностью рабочей зоны, повышенный уровень общей вибрации, производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего, повреждениями в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися, движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования, а также факторы, связанные с электрическим током, пожаро- и взрывоопасность.

					Социальная ответственность	Лист
						120
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Категория помещения по электробезопасности согласно ПУЭ: 2-ая категория – помещения с повышенной опасностью.

- Повышенное содержание влаги в воздухе (свыше 75,0 %). (п. 1.1.8);
- Покрытие пола проводит электроток (железобетон, металл, земля и т.д.).

Основное оборудование – УХВ 300 предназначено для механической вырезки отверстий в трубопроводах, через вантуз относится к I категории согласно ПУЭ, напряжение питания 380 В. В электроустановках напряжением до 1000 В работники из числа оперативного персонала, единолично обслуживающие электроустановки, должны иметь группу по электробезопасности не ниже III.

По уровню энергозатрат категория работ по ремонту нефтепровода в болотистой местности – III – работы, работы, связанные с постоянными передвижениями, перемещением и переноской значительных (свыше 10 кг) тяжестей и требующие больших физических усилий.

Рабочая зона находится в пожароопасной зоне класса II – III и взрывоопасной зоне 2-й класса.

Все сотрудники должны регулярно проходить проверку знаний и правил безопасности поведения в ЧС для того чтобы обеспечить собственную безопасность, своих коллег, производства и общую экологическую целостность.

Наибольшее негативное воздействие на окружающую среду оказывается при утечке или неправильной утилизации разливов нефтепродуктов, которые являются химическим веществом 3-го класса опасности.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		121

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении выпускной квалификационной работы было проведено исследование основных этапов выполнения работ по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода методом вырезки/врезки катушки в условиях заболоченной местности, по итогу которого был произведен сравнительный анализ по расчету эксплуатационных затрат на ремонт врезкой катушки и ремонт композитной муфтой, который показал, что применение катушки не только экономически целесообразно, но и долгосрочно.

С целью соблюдения внутренней логики между разделами дипломной работы, произведено описание болот, их общие сведения, а также организация производства работ при прокладке трубопровода в условиях болот, рассмотрены виды ремонтов магистральных трубопроводов и оценка технического состояния нефтепровода при выборе ремонта, произведен расчет трубопровода на прочность, деформативность, общую устойчивость в продольном направлении к различным нагрузкам и воздействиям, в данном случае – эксплуатация трубопровода в условиях болотистой местности и устойчивость против всплытия.

В результате выполнения работы были достигнуты поставленные цели и решены сформулированные задачи, показана практическая значимость работы, получены теоретические навыки в проведении капитального ремонта магистрального нефтепровода в условиях болот.

					Организация работ по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода в условиях болотистой местности			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Реймер А.Ю.</i>				Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Гончаров Н.В.</i>						122	125
<i>Рук. ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>					Отделение нефтегазового дела 3-2Б7А		

9. РД-23.040.00-КТН-064-18 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Вырезка и врезка «катушек», соединительных деталей, запорной и регулирующей арматуры. Подключение участков магистральных трубопроводов». – Введ. 15.06.2018 г. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2018;

10. М. Х. Султанов, А. Л. Шурайц, Д. И. Егоров «Методы оценки технического состояния трубопровода по характеристике безопасности»;

11. СП 36.13330.2012. Свод правил «Магистральные трубопроводы». Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. – Введ. 2013-07-01.

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

13. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.

14. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

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

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

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

18. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

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

20. ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.

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

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

23. ГОСТ 12.1.044-2018. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.

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

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

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

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

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

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