

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
«Технология проведения капитального ремонта магистрального нефтепровода методом замены катушки в заболоченной местности»

УДК 622.692.4.053-049.32(252.6)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Казихмаев Расул Шамилович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Зарубин Алексей Геннадьевич	К.Х.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник Олег Владимирович	К.П.Н.		

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

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
3-2Б5А	Казихмаеву Расулу Шамиловичу

Тема работы:

«Технология проведения капитального ремонта магистрального нефтепровода методом
 замены катушки в заболоченной местности»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

28.02.2020 г. №59-110/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

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

Ремонтируемый участок магистрального трубопровода «объекта «А» в объект «Ж»», проходящий через болота II типа.

Организация производства работ при прокладке трубопровода в условиях болот, виды ремонта магистрального трубопровода и их специфика, капитальный ремонт магистрального нефтепровода методом вырезки/врезки катушки в условиях болотистой местности.

					Задание на выполнение ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		2

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов

(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).

Исследование организации производства работ при прокладке трубопровода в условиях болот, изучение видов ремонта магистрального трубопровода и их специфику, оценка технического состояния трубопровода при выборе способа капитального ремонта, а также исследование работ по капитальному ремонту магистрального нефтепровода методом вырезки/врезки катушки.

Перечень графического материала

(с точным указанием обязательных чертежей)

Таблицы:

- 1) Сроки ликвидации амбаров и рекультивации земли;
- 2) Технологии освобождения трубопроводов от нефти/нефтепродуктов;
- 3) Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)
- 4) Матрица SWOT
- 5) Интерактивная матрица проекта
- 6) SWOT-анализ
- 7) Перечень этапов, работ и распределение исполнителей
- 8) Временные показатели проведения научного исследования
- 9) Календарный план-график проведения НИОКР по теме
- 10) Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты
- 11) Затраты на оборудование
- 12) Баланс рабочего времени
- 13) Расчет основной заработной платы
- 14) Заработная плата исполнителей НТИ
- 15) Отчисления во внебюджетные фонды
- 16) Расчет бюджета затрат НТИ
- 17) Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта
- 18) Сравнительная эффективность разработки
- 19) Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода;
- 20) Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука;
- 21) Условия, при которых запрещаются работы на открытом воздухе;
- 22) Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при гидрогеоэкологических работах;

Рисунки:

- 1) Образование болот
- 2) Схема зарастания озера и превращение его в болото
- 3) Превращение озера в болото
- 4) Классификация болот по характеру водно-минерального питания

Лист

Задание на выполнение ВКР

3

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

- 5) Конструктивные схемы укладки трубопроводов
- 6) Схема наземной прокладки трубопровода на поверхности болота
- 7) Магистральный нефтепровод «объекта «А» в объект «Ж»»
- 8) Схема расположения Васюганского болота
- 9) Виды и методы ремонта трубопровода
- 10) Работы по вырезке/врезке катушки
- 11) Схема заглубленного амбара
- 12) Схема наземного амбара
- 13) Схема монтажа вантузов на трубопроводе на вырезаемой (удаляемой) катушке
- 14) Машина для резки труб
- 15) Схема строповки катушки
- 16) Машина для резки труб «Орбита-Р»
- 17) Схема измерения соосности труб при врезке
- 18) Расчетные характеристики уплотненных влажных грунтов средней полосы России
- 19) Рекомендуемые величины заглубления трубопроводов
- 20) Величины коэффициента постели грунта при сжатии
- 21) Карта сегментирования рынка предоставляемых услуг

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжакина Татьяна Гавриловна
«Социальная ответственность»	Сечин Андрей Александрович

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

--

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Зарубин Алексей Геннадьевич	К.Х.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Казихмаев Расул Шамилович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5А	Казихмаеву Расулу Шамиловичу

Инженерная школа	Природных ресурсов		ТХНГ
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01. Нефтегазовое дело Профиль <u>«Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</u>

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость ресурсов научного исследования на выполнение работ: материальные затраты НИИ – 909 руб., затраты на специальное оборудование – 68200 руб., основная заработная плата – 89181 руб., дополнительная заработная плата – 13377,2 руб., отчисления на социальные нужды – 27793,3 руб., накладные расходы – 31913,7 руб.
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	ВСН 467-85 «Производственные нормы расхода материалов в строительстве» Единые нормы амортизационных отчислений по постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 07.07.2016); Приказ Минтруда России от 30.12.2016 № 851н «Об утверждении классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска» и др.
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка налога на прибыль 20% Страховые взносы 30% Налог на добавленную стоимость 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, инженерных решений (ИР)</i>	Оценка перспективности и материальных затрат на проведение работ по ремонту нефтепровода методом врезки катушки и ремонтом с применением муфтовой технологии,
<i>2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	Планирование и формирование бюджета в зависимости от сложности ремонта трубопровода
<i>3. Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	Определение затрат на проведение ремонтов

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Таблицы:

- Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)
- Матрица SWOT
- Интерактивная матрица проекта
- SWOT-анализ.
- Перечень этапов, работ и распределение исполнителей
- Временные показатели проведения научного исследования
- Календарный план-график проведения НИОКР по теме
- Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты
- Затраты на оборудование
- Баланс рабочего времени
- Расчет основной заработной платы
- Заработная плата исполнителей НТИ
- Отчисления во внебюджетные фонды
- Расчет бюджета затрат НТИ
- = Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта
- Сравнительная эффективность разработки

2. Рисунки:

- Карта сегментирования рынка предоставляемых услуг

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Казихмаев Расул Шамилович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5А	Казихмаеву Расулу Шамиловичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Направление/ специальность	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	бакалавриат		21.03.01. Нефтегазовое дело Профиль « <u>Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки</u> »

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

В данной работе рассматривается технология проведения капитального ремонта магистрального нефтепровода методом замены катушки в заболоченной местности. Сам трубопровод проложен подземно.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:

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

- 1) Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.).
- 2) Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.
- 3) Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014)
- 4) Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03
- 5) Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.
- 6) ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда» предприятия;

2. Производственная безопасность:

- 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов
- 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия

- Вредные факторы:*
1. Превышение уровня шума.
 2. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.
 3. Отклонение показателей климата.
- Опасные факторы:*
1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные);
 2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке;
 3. Электрический ток
 4. Пожаро- и взрывоопасность

					Задание «Социальная ответственность»	Лист 7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Экологическая безопасность:	<p>Капитальный ремонт нефтепровода сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; - повреждением почвенно-растительного покрова; - изъятием земель.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Чрезвычайные ситуации на магистральном нефтепроводе могут возникнуть в результате внезапной разгерметизации, возникновения взрыва и развития пожара. Для предупреждения ЧС на объекте:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перед началом работ проверять исправность оборудования, - измерять ПДК в воздухе рабочей зоны; - проверить наличие средств индивидуальной защиты и их исправность; <p>материалы.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Казихмаев Расул Шамилович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 123 с., 21 рисунок, 22 табл., и 25 источников.

Ключевые слова: болота, магистральный нефтепровод, капитальный ремонт, вырезка/врезка катушки, заболоченная местность.

Объектом исследования является ремонтируемый участок магистрального трубопровода «объекта «А» в объект «Ж»», находящийся на 10 км трассы и проходящий через болота II типа.

Цель работы: провести технико-экономическое обоснование капитального ремонта магистрального нефтепровода методом замены катушки в заболоченной местности.

В процессе исследования проводились расчеты эксплуатационных затрат на ремонт врезкой катушки и ремонт композитной муфтой, а также расчеты 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 замены катушки.

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

Поэтому, чтобы избежать различных инцидентов и аварий, необходимо своевременно проводить оценку технического состояния трубопровода, а затем, если имеются нарушения целостности трубы.

					Реферат	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

ABSTRACT

The final qualifying work is 123 pp., 21 figures, 22 tables, and 25 sources.

Key words: swamps, oil trunk pipeline, overhaul, reel cutting / inset, wetland.

The object of the study is the repaired section of the Object "A" to object "G" trunk pipeline, located 10 km of the route and passing through type II swamps.

The purpose of the work is to carry out a feasibility study for the overhaul of the main oil pipeline by replacing the coil in wetlands.

During the study, calculations were made of operating costs for repairing the inset coil and repair with a composite sleeve, as well as calculations of the pipeline for strength, deformability, general stability in the longitudinal direction to various loads and impacts, in this case, operation of the pipeline in marshy terrain and resistance to ascent . Issues related to the organization of work during the laying of the pipeline in marshy areas are considered and the work on the pipeline overhaul by the coil replacement method is examined in detail.

As a result of the study, it turned out that all oil pipelines, mostly underground, are subject to wear, that is, the gradual corrosion destruction of the metal and the insulation coating under the influence of the environment. Any damage leads to increased corrosion damage to the already exposed section of the pipeline. Pipelines running in swampy areas or flooded soils are more at risk.

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

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 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

					Термины и определения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

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.

					<i>Термины и определения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

Terms and Definitions

In this work, the following terms are applied with the corresponding definitions:

swamp: A piece of land that is excessively moistened with a stagnant water regime, on which organic matter accumulates in the form of undecomposed plant debris.

plunger: A device designed for pumping / injection / inlet / outlet into the product pipeline during scheduled and emergency operations.

cutting: Repair method consisting in removing a section or section of a section with a defect from the pipeline and replacing it with a coil.

overwhelming: The connection of two sections of the pipeline in the place of technological rupture of the pipeline ring (s) joint (s), performed without the use of connecting parts of the pipeline.

major repairs: Repair, characterized by a set of technical measures aimed at full or partial restoration of the linear part of the operated oil pipeline to design characteristics, taking into account the requirements of current regulatory documents.

coil: A piece of pipe prepared for welding into a pipeline of at least one diameter in length, made of a pipe of the same diameter, nominal wall thickness and similar strength class, and also having ends machined mechanically or by gas cutting followed by metal cutting tools.

Main oil pipeline: A single production and technological complex designed to transport prepared oil / oil products from collection points to delivery points to consumers or transfer them to automobile, railway or water modes of transport, consisting of structurally and technologically interconnected objects, including structures and buildings used for Maintaining and managing the main pipeline facilities.

coupling: Repair structure manufactured in the factory, consisting of a steel shell, welded to the pipeline using special technology.

repair pit: A place for repair work prepared on an exposed section of the pipeline when inserting a plunger, cutting and inserting a coil, performing an overhang, installing a repair structure.

					Термины и определения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

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.

					Обозначения и сокращения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	16
ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ	18
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О БОЛОТАХ	19
1.1 Классификация болот	22
1.2 Организация производства работ при прокладке трубопроводов в условиях болот	25
2. ХАРАКТЕРИСТИКА РЕМОНТИРУЕМОГО УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА	31
3. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ О РЕМОНТЕ ТРУБОПРОВОДОВ	33
3.1 Виды ремонта магистральных трубопроводов и их специфика	33
3.2 Оценка технического состояния нефтепровода при выборе способа капитального ремонта	37
4. ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО КАПИТАЛЬНОМУ РЕМОНТУ ТРУБОПРОВОДА	40
4.1 Проведение земляных работ	43
4.2 Работы по снятию изоляции	49
4.3 Врезка вантуза в нефтепровод	50
4.4 Откачка нефти из отключенного участка	52
4.5 Вырезка катушки	54
4.5.1 Вырезка катушки с применением машин для резки труб	56
4.5.2 Вырезка катушки с применением энергии взрыва	58
4.6 Демонтаж дефектного участка нефтепровода	60
4.7 Работы по герметизации нефтепровода	60
4.8 Подготовка и производство сварочно-монтажных работ	61
4.9 Стыковка (подгонка) катушек/захлестов, установка и монтаж запорной арматуры и соединительных деталей	62
4.10 Размагничивание стыкуемых труб перед сваркой	65
4.11 Сварочно-монтажные работы	66
4.12 Контроль качества сварных соединений	68
4.13 Изоляция врезанной катушки	70
4.14 Обратная засыпка нефтепровода	71
5. РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДА НА ПРОЧНОСТЬ И УСТОЙЧИВОСТЬ	73
6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	87
7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	105
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	117
Список использованных источников	119

					Оглавление	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

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: провести технико-экономические обоснования капитального ремонта магистрального нефтепровода методом замены катушки в заболоченной местности с целью повышения его надежности и безопасной работы оборудования.

Исходя из поставленной цели, необходимо выполнить следующие задачи:

					Введение		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Казихмаев			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Зарубин А.Г.				14	119
Руководи- тель ООП		Брусник О.В.			ТПУ гр. 3-2Б5А		

1. Провести обзор по классификации болот и организации производства работ по прокладке трубопровода в болотных условиях.

2. Рассмотреть порядок производства ремонтных работ магистрального нефтепровода методом замены катушки.

3. Провести технологические расчеты 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.

4. Произвести технико-экономический расчет эксплуатационных затрат на ремонт и устранение дефектов трубопровода с проведением экономического сравнения перспективности ремонта врезкой катушки и с применением композитно-муфтовой технологии.

5. Выявление мероприятий по охране труда и защите окружающей среды.

Объект исследования: участок магистрального нефтепровода.

Предмет исследования: ремонтные работы нефтепровода методом врезки катушки.

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

					Введение	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объектом исследования является ремонтируемый участок магистрального трубопровода «объекта «А» в объект «Ж»» (резервная нитка), находящийся на 10 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 замены катушки.

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

					Объект и методы исследования		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Казихмаев			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Зарубин А.Г.				18	119
Руководитель ООП		Брусник О.В.			ТПУ гр. 3-2Б5А		

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О БОЛОТАХ

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 1а) и когда зарастает (заболачивается) водоем (рисунок 1б).

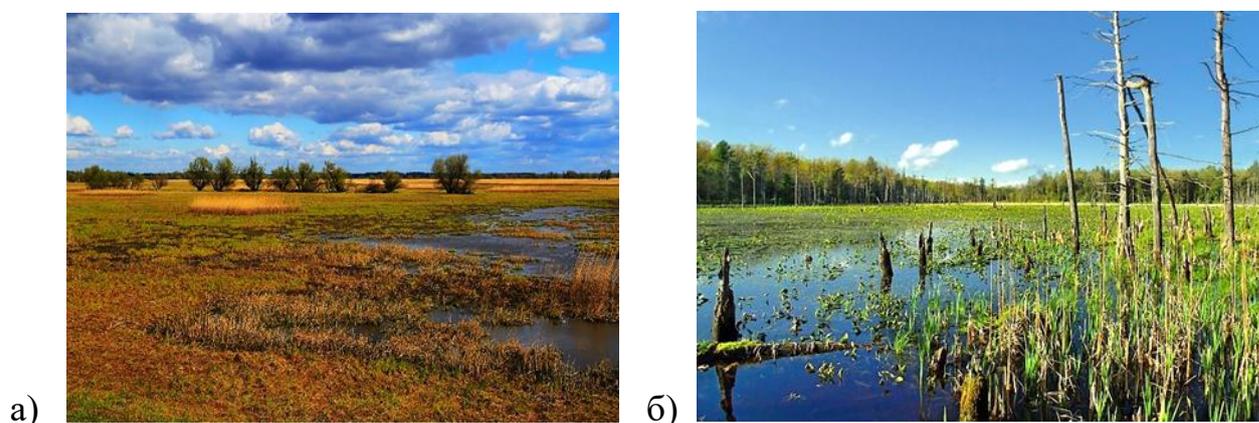


Рисунок 1 – Образование болот: [26]

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.

					<i>Общие сведения о болотах</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Казихмаев</i>				<i>Основная часть</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Зарубин А.Г.</i>						17	119
<i>Руководитель ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>					ТПУ гр. 3-2Б5А		

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.

					Общие сведения о болотах	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 3 – Превращение озера в болото [26]

1.1 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).

					Общие сведения о болотах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

- 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.

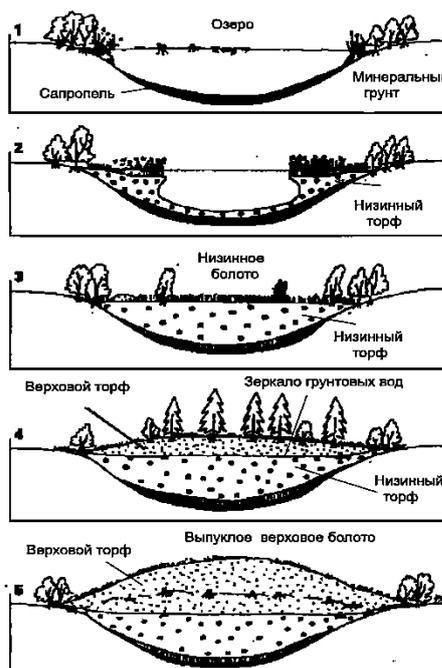


Рисунок 4 – Классификация болот по характеру водно-минерального питания [26]

По типу микрорельефа различают следующие типы болот:

- бугристые – характерной чертой этого типа болот является наличие торфяных бугров от нескольких десятков сантиметров (мелкобугристые болота) до нескольких метров (крупнобугристые болота);

- плоские – залегают в понижениях, имеют более или менее плоскую поверхность и питаются водой, богатой минеральными веществами (низинные и переходные болота);

- выпуклые – имеют выпуклую поверхность и питаются атмосферной водой (верховые болота).

По типу макрорельефа различают:

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

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).

					Общие сведения о болотах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

1.2 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).

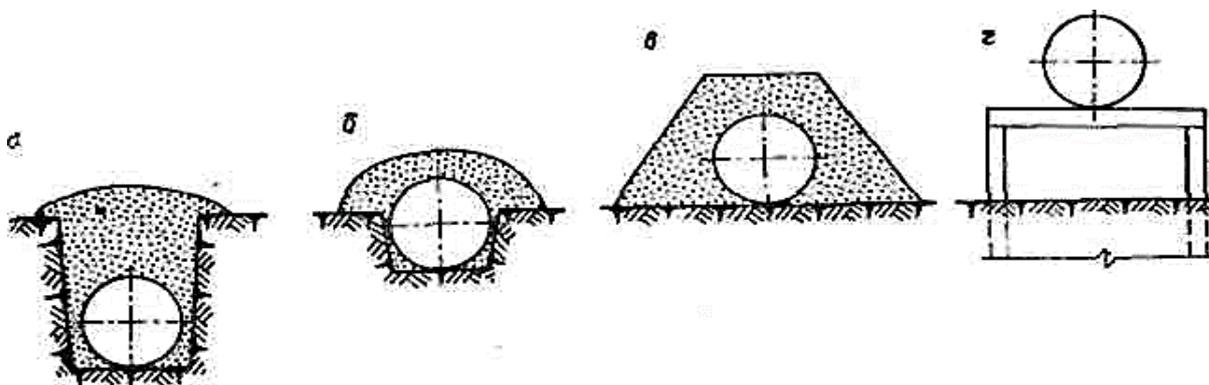


Рисунок 5 – Конструктивные схемы укладки трубопроводов

а – подземная, б – полуподземная, в – наземная, г – надземная. [27]

Подземная схема подразумевает укладку трубопровода в грунт на глубину, превышающую диаметр этого трубопровода (рисунок 5а).

Полуподземная схема также заключается в укладке трубопровода в грунт, но уже на глубину менее диаметра, а выступающую часть трубы засыпают грунтом (рисунок 5б).

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

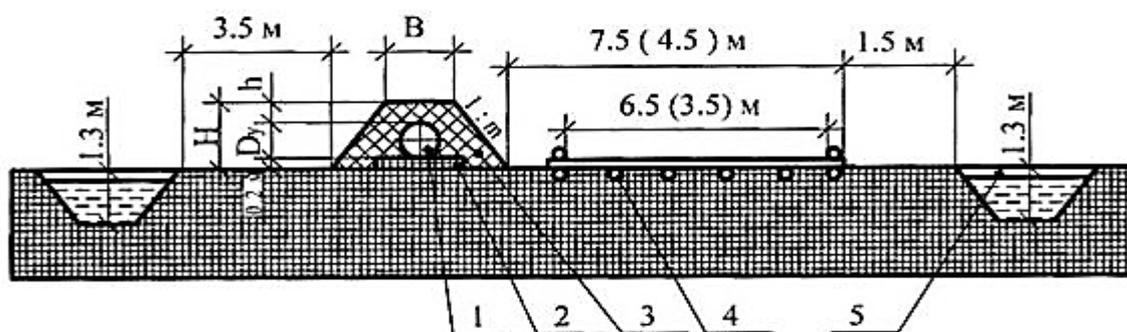


Рисунок 6 – Схема наземной прокладки трубопровода на поверхности болота.

[27]

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

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]:

					<i>Общие сведения о болотах</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		26

- 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

					Общие сведения о болотах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

проезд кранов-трубоукладчиков по поверхности болота невозможен, а балластировка труб сделана на берегу. При положительной плавучести внутри 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]:

1) 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 оснащенности 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.

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

					Общие сведения о болотах	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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.

3) 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.

4) 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.

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

					Общие сведения о болотах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

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

- 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.

					Общие сведения о болотах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

2. ХАРАКТЕРИСТИКА РЕМОНТИРУЕМОГО УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА

В нашем случае ремонтируемый участок нефтепровода относится к магистральному трубопроводу «объекта «А» в объект «Ж»» диаметром 1220 мм, общей протяженностью в однониточном 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, объекта «Ш»), с изоляцией усиленного и нормального типа (битумная марки МБР-ИЛ-90 и просто битумная).

Нефтепровод проходит по объекту «Г» через равнинную местность, простираясь с севера, через весь объект «Г» до объекта «Ж» (рисунок 7), а это почти 60% обводнённости и заболоченности, так как эти места славятся знаменитыми объекта «Ч» болотами (рисунок 8), рекой объекта «Ч» с множеством других рек, притоков, озерков, стариц или болот с торфом различной степени разложения, в основном I и II типа.



Рисунок 7 – Магистральный нефтепровод [28]
«объекта «А» в объект «Ж»»

					<i>Характеристика ремонтируемого участка магистрального нефтепровода</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Казихмаев</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Зарубин А.Г.</i>					29	119
<i>Руководи- тель ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>				ТПУ гр. 3-2Б5А		
<i>Основная часть</i>							



Схема расположения Объекта "Ч" болота

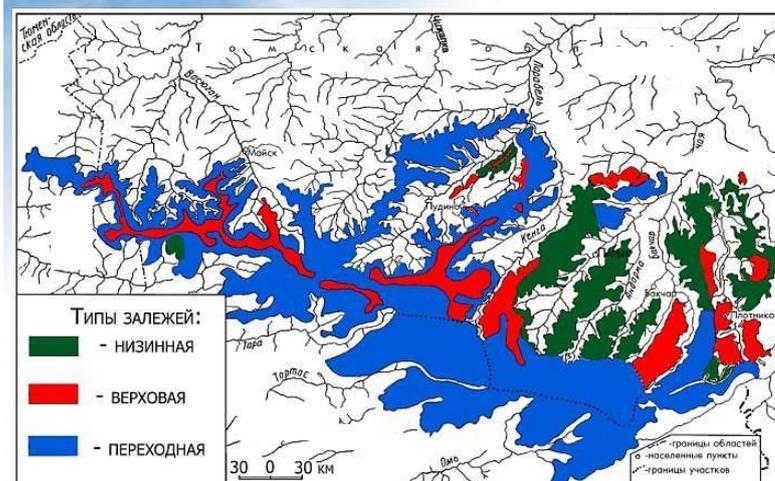


Рисунок 8 – Схема расположения объекта «Ч» болота (Л.И. Инишева) [28]

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 10 км трассы магистрального трубопровода «объекта «А» в объект «Б»» (резервная нитка) и проходит через весь участок местности болот II типа.

					Характеристика ремонтируемого участка магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

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 9).

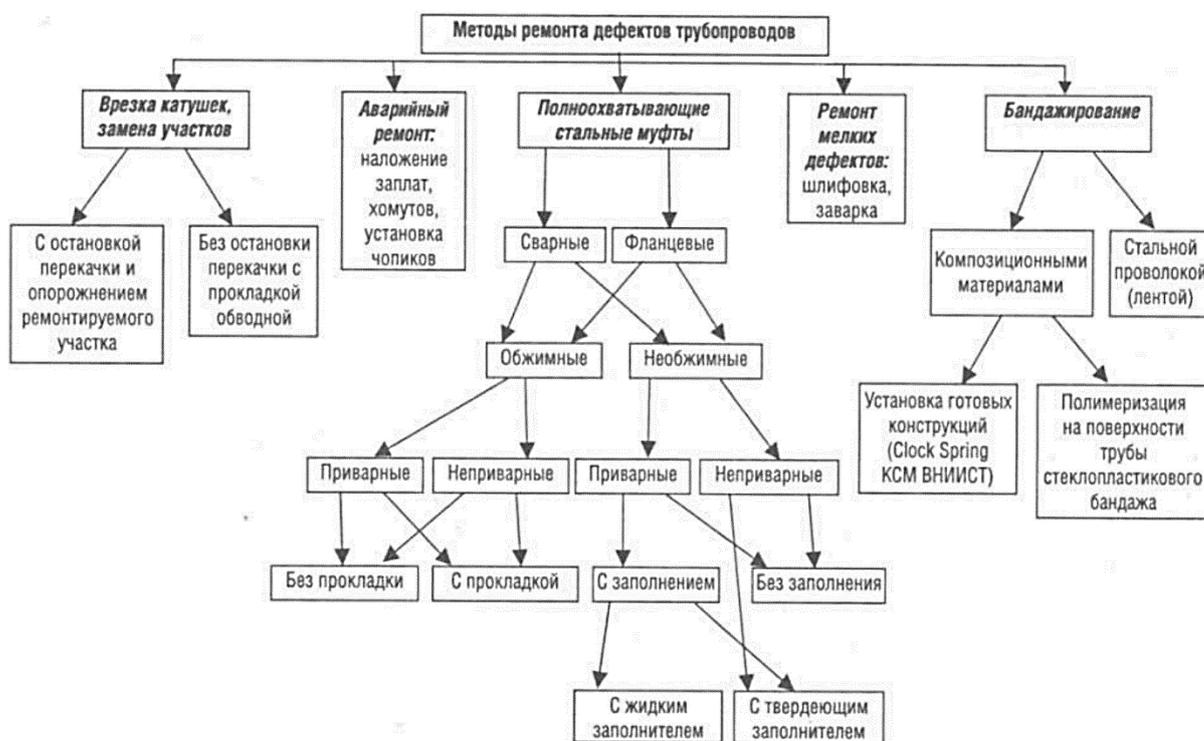


Рисунок 9 – Виды и методы ремонта трубопровода [29]

3.1 Виды ремонта магистральных трубопроводов и их специфика

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

					Общие положения о ремонте трубопроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Казихмаев			Основная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Зарубин А.Г.					31	119
Руководитель ООП		Брусник О.В.				ТПУ гр. 3-2Б5А		

- 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 работ, 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;

					<i>Общие положения о ремонте трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
						34
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- 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

					<i>Общие положения о ремонте трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
						35
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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

					<i>Общие положения о ремонте трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
						36
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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

					<i>Общие положения о ремонте трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
						37
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

является электролитом. В большей степени риску подвержены трубопроводы, 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 внутритрубными инспекционными снарядами (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;

					<i>Общие положения о ремонте трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
						38
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- выбор вида и способа ремонта, установление сроков проведения ремонта в зависимости от характера дефекта с учетом загруженности нефтепровода на рассматриваемый момент и перспективу;

- составление перспективного и текущего планов капитального ремонта нефтепровода.

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
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 10).

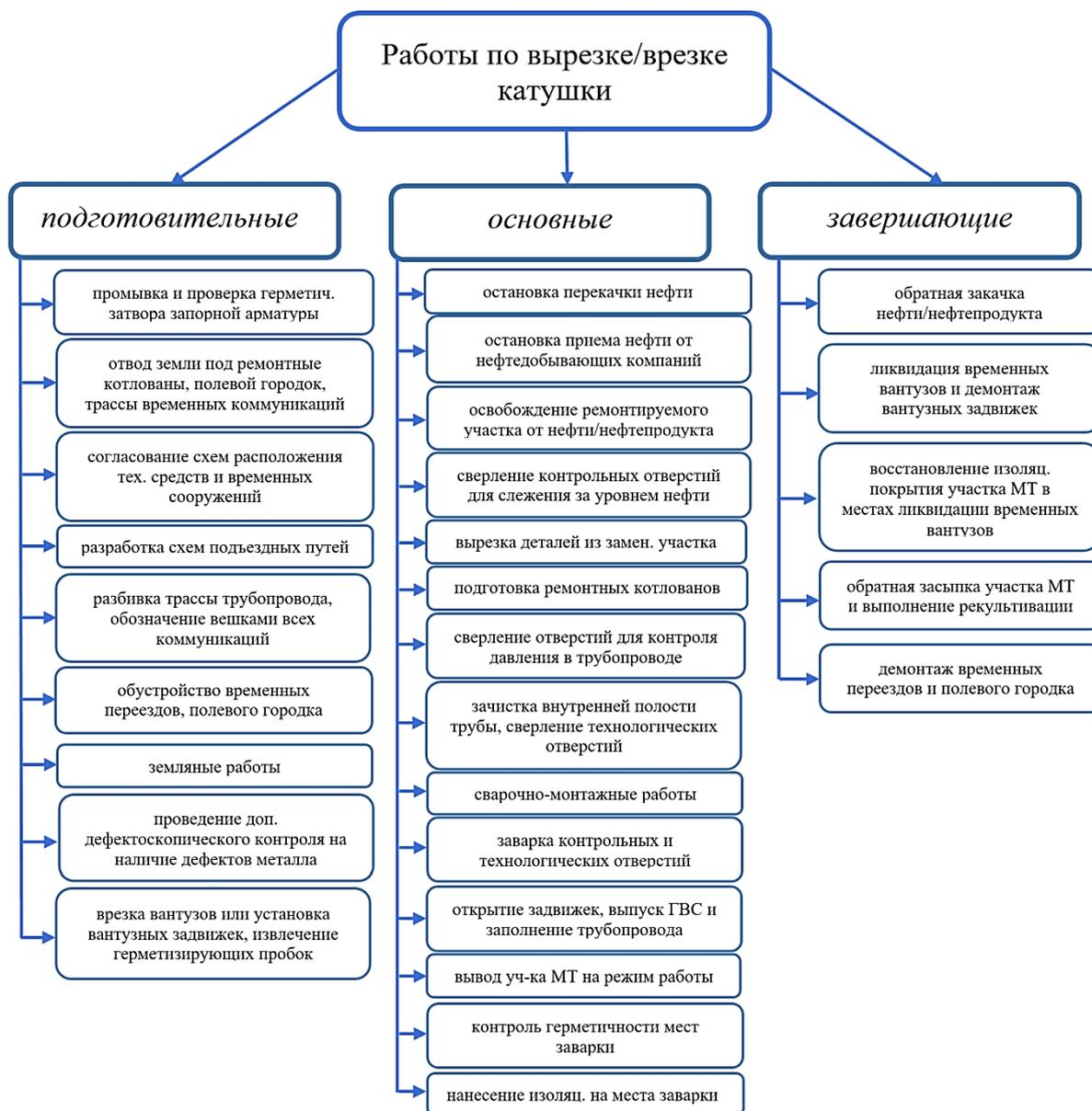


Рисунок 10 – Работы по вырезке/врезке катушки [29]

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту трубопровода			
Разраб.		Казихмаев			Основная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Зарубин А.Г.				38	119	
Руководитель ООП		Брусник О.В.			ТПУ гр. 3-2Б5А			

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 нефtezаводов);
- 3) освобождение от нефти/нефтепродукта ремонтируемого участка трубопровода;
- 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;

					Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту трубопровода	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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;

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 переездов и полевого городка.

					Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту трубопровода	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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;
- 6) 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

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

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

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

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 Сооружение амбаров и мобильных емкостей для временного хранения нефти

Для временного хранения нефти/нефтепродукта, откачанной из ремонтируемого участка трубопровода (на период проведения работ), применяются мобильные емкости герметичного или открытого типа. При проведении аварийно-восстановительных работ на трубопроводах допускается применение земляных амбаров, которые, в свою очередь, могут быть либо заглубленными (рисунок 11), либо наземными (рисунок 12).

Заглубленные амбары устанавливаются в местах с сухими грунтами, а наземные наоборот – в местах с высоким уровнем грунтовых вод.

В заболоченных местах амбары для временного хранения нефти/нефтепродукта разрабатывают за пределами болота, на твердом грунте. До начала и в процессе разработки амбара должна быть проведена геодезическая разбивка с целью определения объемов амбара и уклона дна к месту расположения ремонтируемого участка трубопровода.

Место расположения амбара и площадок для размещения мобильных емкостей выбирается с учетом безопасных расстояний до сооружений, коммуникаций и места проведения работ. Расстояние от амбара или мобильной емкости до ремонтного котлована должно быть не менее 100 м, а расстояние от амбара или мобильной емкости до ЛЭП должно быть не менее 25 м, но не менее 1,5 высоты опоры ЛЭП.

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

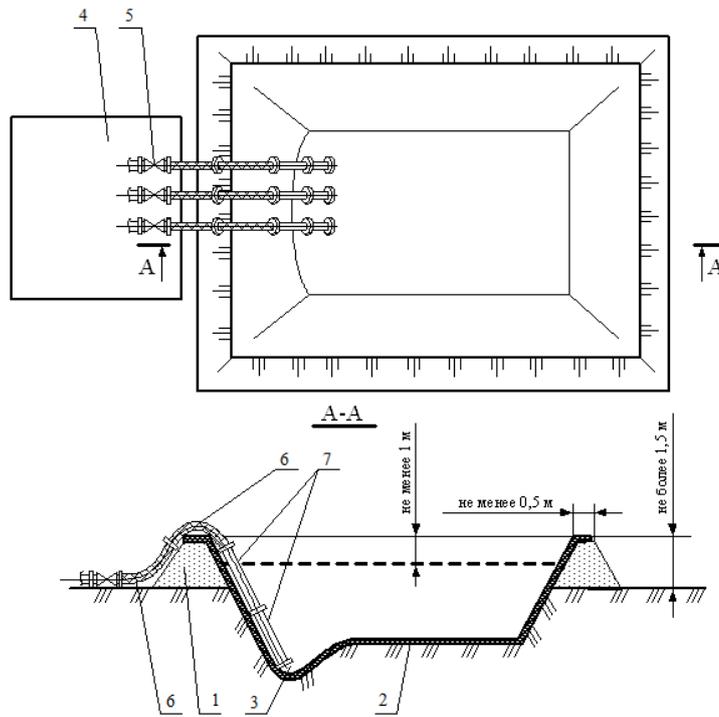


Рисунок 11 – Схема заглубленного амбара [29]

1 – земляной вал; 2 – противофильтрационное покрытие (вкладыш); 3 – прямой; 4 – площадка для размещения ПН; 5 – задвижка; 6 – рукав напорно-всасывающий; 7 – ВПТ.

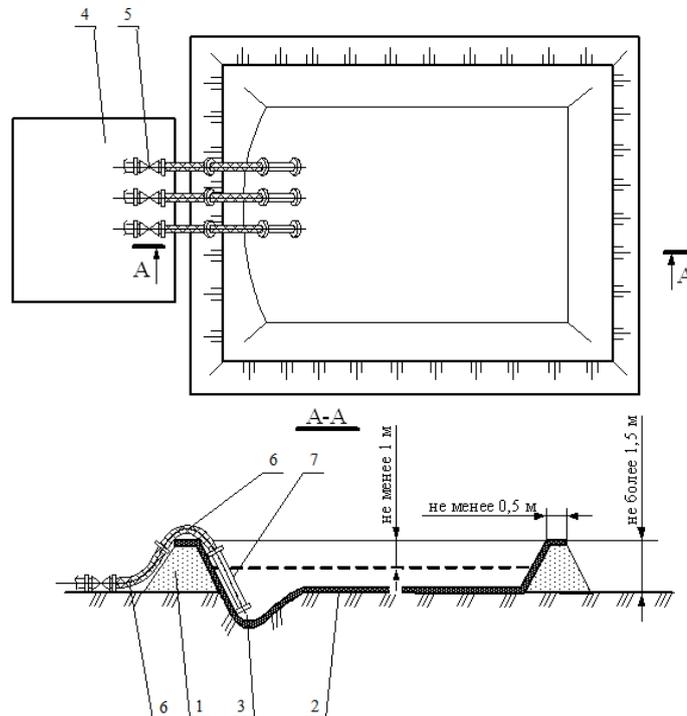


Рисунок 12 – Схема наземного амбара [29]

1 – земляной вал; 2 – противофильтрационное покрытие (вкладыш); 3 – прямой; 4 – площадка для размещения ПН; 5 – задвижка; 6 – рукав напорно-всасывающий; 7 – ВПТ.

По периметру амбара устраивают земляной вал из уплотненного грунта. Высота земляного вала по периметру амбара не должна превышать 1,5 м,

					Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

ширина вала по верху должна быть не менее 1,0 м, крутизна откосов должна быть не более 45°. В нижней части амбара устраивают приямок такими размерами, чтобы он мог обеспечить сбор воды при возможном выпадении осадков. Дно амбара должно быть спланировано и иметь уклон в сторону приямка. Размеры и емкость амбара рассчитывают исходя из объема откачиваемой нефти/нефтепродукта, но на заполнение не выше 1 м от верха обвалования (стенки). Площадь амбара – не более 1500 м², объем – не более 10 000 м³. При необходимости сброса большего объема нефти/нефтепродукта на расстоянии не менее 100 м друг от друга следует строить следующий амбар. Дно и стенки земляного амбара должны иметь гидроизоляцию из непроницаемого, нефтестойкого, противofильтрационного покрытия (вкладыша) многоразового применения [9].

Для приема и откачки нефти/нефтепродукта земляные амбары должны быть оборудованы приемо-раздаточными трубопроводами номинальным диаметром не менее DN 150, которые должны быть расположены в нижней части обвалования и иметь отвод для спуска в приямок котлована ниже его дна.

По всему периметру амбары и мобильные емкости должны иметь ограждения с установленными предупреждающими знаками. Соответственно, нахождение техники, людей и ведение огневых работ на расстоянии менее 100 м от амбара и мобильной емкости запрещается.

Для предотвращения испарения нефти/нефтепродуктов, находящейся в амбаре, зеркало нефти/нефтепродуктов площадью 1000 м² и более, должно быть покрыто специальным составом, обеспечивающим его целостность на все время хранения нефти/нефтепродуктов.

После завершения работ по врезке катушки нефть/нефтепродукты из мобильных емкостей или амбаров должны быть закачены обратно в трубопровод или вывезены на ближайшую НПС для закачки в трубопровод.

После завершения ремонтных работ и откачки нефти/нефтепродуктов из амбара, необходимо провести выемку, очистку, сборку и упаковку противofильтрационного покрытия, зачистку амбара от загрязненного грунта,

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

который необходимо вывезти для дальнейшей переработки и утилизации (регенерации) или для захоронения в специальных местах, согласованных с экологической инспектирующей организацией [9].

Сроки ликвидации амбаров и рекультивации земли зависят от объема и занимаемой ими площади и приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Сроки ликвидации амбаров и рекультивации земли

№ п/п	Суммарный объем амбара, м ³	Срок окончания работ	
		по освобождению амбара от нефти/нефтепродуктов*, сутки	по засыпке и рекультивации**, сутки
1	2	3	4
1	До 2000	1,0	2,0
2	От 2000 до 5000	1,0	2,0
3	От 5000 до 10000	2,0	3,0
4	При двух и более амбарах объемом по 10000	4,0	5,0
<p>*Срок ликвидации амбара может быть изменен в месте закачки в действующий МТ: - для МТ с $P_{\text{раб}} < 6,3$ МПа – при условии $P_{\text{раб}} \geq 4,0$ МПа; - для МТ с $P_{\text{раб}} > 6,3$ МПа – при условии $P_{\text{раб}} \geq 8,0$ МПа. **Рекультивацию земли в ликвидированных зимой амбарах осуществляют в летнее время по письменному согласованию с землевладельцем, но не позднее сроков, указанных в документах на землеотвод.</p>			

4.1.4 Засыпка ремонтного котлована и земляного амбара

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

- 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

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

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 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

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

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 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 впуска 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 13.

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

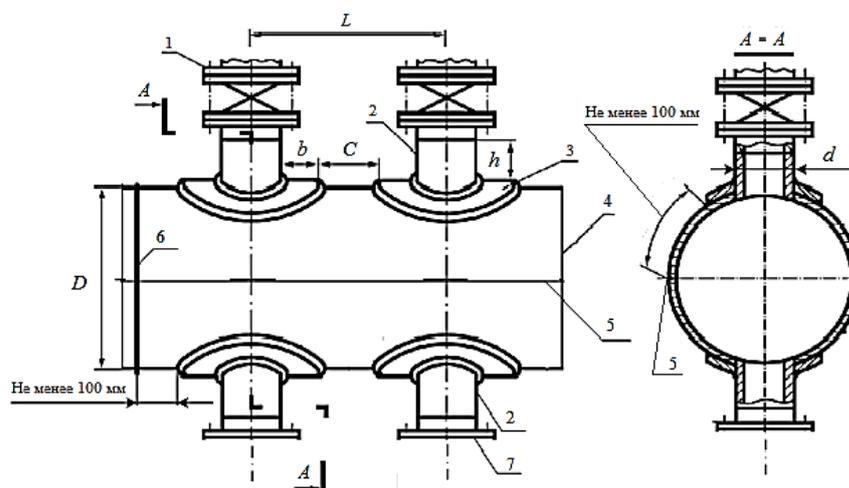


Рисунок 13 – Схема монтажа вантузов на трубопроводе на вырезаемой (удаляемой) катушке [29]

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

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

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

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 накладкой и поперечным сварным швом на МТ должно быть не менее 100 мм. Расстояние между внешним сварным швом усиливающей накладкой 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 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 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

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

(далее – в параллельный МТ);

в) в мобильные емкости для хранения нефти/нефтепродуктов или автоцистерны.

Сами технологии освобождения трубопроводов от нефти/нефтепродуктов приведены в таблице 2.

Таблица 2 – 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	-	+	+	–
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

					Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

полости трубопровода от нефти/нефтепродукта до нижней образующей трубы на расстоянии от места производства ремонтных работ не менее 40 м.

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].

4.5 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.

					Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

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 (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.

					Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту трубопровода	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.5.1 Вырезка катушки с применением машин для резки труб

Вырезка катушки должна производиться машиной для резки труб (МРТ) (рисунок 14) 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 14 – Машина для резки труб [30]

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

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

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 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);

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

- 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.

4.5.2 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.

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 отмечают 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.

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

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;
- 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.

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

4.6 Демонтаж дефектного участка нефтепровода

Демонтаж катушек проводится с применением грузоподъемных механизмов, а также с непрерывным контролем воздушной среды на загазованность в непосредственной близости от этих механизмов.

Строповка катушек выполняется инвентарными стропами (рисунок 15) в соответствии со схемами строповки, разработанными в ППР и ППР подъемными сооружениями.

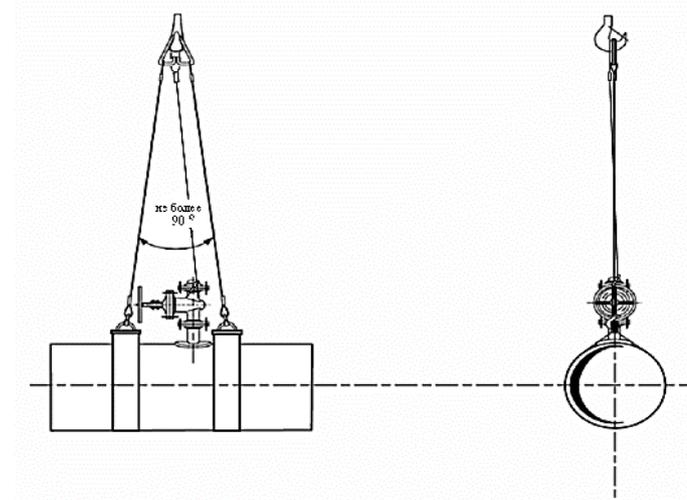


Рисунок 15 – Схема строповки катушки [31]

Способы строповки должны исключать возможность падения или скольжения перемещаемого груза.

4.7 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

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

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.

4.8 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 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

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

шлифованием на наружной поверхности неизолированных торцов труб или переходных колец цапаины, риски, задиры глубиной до 5 % от нормативной толщины стенки, но не более минусовых допусков на толщину стенки, оговоренных в соответствующих нормативных документах ПАО «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.



Рисунок 16 – Машина для резки труб «Орбита-Р» [31]

4.9 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

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

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 полотно 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 16).

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

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

данного участка трубопровода производится монтажом гнутых отводов, величина угла которых определяется по результатам геодезической съемки данного участка трубопровода.

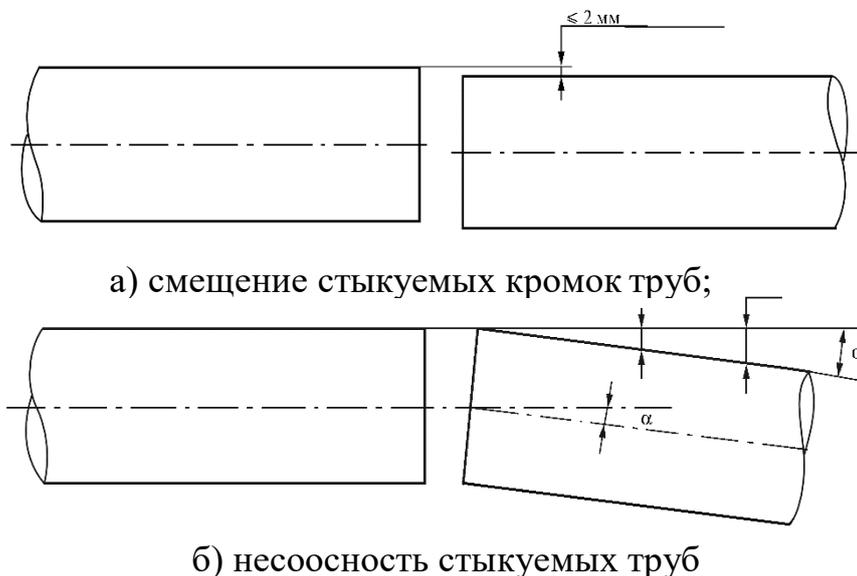


Рисунок 17 – Схема измерения соосности труб при врезке [31]

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,

					Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

исправляющие эту овальности (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.

4.10 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;

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

- размагничивание двух концов отдельных труб с применением электромагнита;
- 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.

4.11 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;

					Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту трубопровода	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 ничем не отличается от технологии строительства на равнинной местности. В

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

случае, когда грунт находится в талом состоянии, сварка и изоляция трубопровода осуществляется на одном из берегов болота.

4.12 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;
 - 4) отсутствие следов зажигания дуги на теле трубы.

					Основные этапы проведения работ по капитальному ремонту трубопровода	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 расстояние 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. Ремонт трещин не допускается. Суммарная длина участков шва недопустимыми дефектами не должна превышать 1/6 периметра стыка.

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

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.

4.13 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 (чопиков) 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, продуктов коррозии, задигов, брызг металла, шлака и пыли. При нанесении

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

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.

4.14 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 следует засыпать криволинейный участок, начиная с его середины.

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

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
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 [24]. 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 [24].

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

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

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

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

					Расчет трубопровода на прочность и устойчивость			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Казихмаев			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Зарубин А.Г.					71	119
Руководитель ООП		Брусник О.В.				ТПУ гр. 3-2Б5А		

на прочность, устойчивость и деформативность, принимаемый по таблице 1 в СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» (актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*) [25]. Зоны, проходящие через болотные местности, относятся к трубопроводу II категории.

$k_1 = 1,34, k_2 = 1,15$ – коэффициенты надежности по материалу [25].

$k_n = 1,0$ – коэффициент надежности по назначению трубопровода [25].

Магистральные трубопроводы и их участки подразделяются на категории в соответствии с таблицей 2 и 3 в СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» [25].

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

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*) [25], 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:

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

где $\rho_n = 880 \text{ кг/м}^3$ – плотность транспортируемой нефти или нефтепродукта;

$g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – ускорение свободного падения;

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

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

					Расчет трубопровода на прочность и устойчивость	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

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

$$q_{\text{в}} = \frac{\pi}{4} \cdot D_{\text{н.и}}^2 \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot g \quad (4)$$

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

$\gamma_{\text{в}}$ – 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, $\gamma_{\text{в}} = 1650$ кг/м³.

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

5.3 Определение толщины стенки трубопроводов

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

$$\delta = \frac{n_p \cdot P \cdot D_n}{2 \cdot (R_1 + n_p \cdot P)}, \quad (5)$$

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

P – рабочее (нормативное) давление, $P = 9,5$ МПа;

D_n – наружный диаметр трубы, м;

R_1 – расчетное сопротивление растяжению, Мпа.

Определим минимально необходимую толщину стенки трубопровода:

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

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

					Расчет трубопровода на прочность и устойчивость	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

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

$$\delta = \frac{n_p \cdot P \cdot D_n}{2 \cdot (R_1 \cdot \psi_1 + n_p \cdot P)},$$

ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб:

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

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

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

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

$E = 2,07 \cdot 10^5$ 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 $\sigma_{пр.N} = -120,13$ Мпа – отрицательное значение, можно сделать вывод о наличии сжимающих напряжений.

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

$$\delta = \frac{n_p \cdot P \cdot D_n}{2 \cdot (R_1 \cdot \psi_1 + n_p \cdot P)} = \frac{1,15 \cdot 6,3 \cdot 1,02}{2 \cdot (291,05 \cdot 0,728 + 1,15 \cdot 6,3)} = 0,0168 = 16,8 \text{ мм},$$

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

Исходя из вычислительных операций, для соблюдения прочности и устойчивости трубопровода, принимаем предварительное значение толщины стенки проектируемого трубопровода по сортаменту $\delta_{ном} = 19 \text{ мм}$.

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 всплытия, которая производится из условия:

$$|\sigma_{np.N}| \leq \psi_2 R_1, \quad (8)$$

где $\sigma_{np.N}$ – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа.

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{np.N} \geq 0$) принимаемый равным 1, при сжимающих ($\sigma_{np.N} < 0$) 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;

$P = 6,3 \text{ МПа}$ – нормативное рабочее давление;

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

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

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

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

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

Продольные осевые напряжения $\sigma_{np.N}$ МПа, определяются от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла. Расчетная схема должна отражать взаимодействие трубопровода с 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:

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

$\alpha = 1,17 \cdot 10^{-5}$ 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:

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

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

$$|\sigma_{np.N}| \leq \psi_2 R_1$$

$$|-149,72| \leq 0,54 \cdot 291,1$$

$$149,72 \leq 157,2$$

В продольном направлении условие прочности трубопровода выполняется, продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий равняется, $|\sigma_{np.N}| = -149,2$ МПа.

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

5.5 Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций

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

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

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

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 ($\sigma_{np}^H < 0$) определяемый по формуле:

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

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

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

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

$$\sigma_{кц}^H = \frac{P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n} = \frac{6,3 \cdot 0,994}{2 \cdot 0,02} = 156,6 \text{ МПа}. \quad (15)$$

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:

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

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

где $\rho = 300\text{м}$ – 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 $\sigma_{np2}^H = -160,3 \text{ МПа}$.

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

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

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

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

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

На предотвращение недопустимых пластических деформаций условия прочности трубопровода выполняются, кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления равняются, $\sigma_{кц}^H = 156,6 \text{ МПа}$.

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.

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

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, см^2 :

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2) = \frac{3,14}{4} \cdot (102,0^2 - 99,4^2) = 41 \text{ см}^2 = 0,0411 \text{ м}^2; \quad (19)$$

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

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:

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

Величина P_0 определяется по формуле:

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

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

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

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

$\varphi_{гр} = 25^\circ$ – угол внутреннего трения грунта (рисунок 18)

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

Рисунок 18 – Расчетные характеристики уплотненных влажных грунтов средней полосы России

Величина $P_{гр}$ вычисляется по формуле:

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

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 (рисунок 19);

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 межбарханных 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

Рисунок 19 – Рекомендуемые величины заглубления трубопроводов

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

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

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:

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

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

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

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

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

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

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

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

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:

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

где $k_0 = 1,0 \text{ МН/м}^3$ – коэффициент нормального сопротивления грунта, или коэффициент постели грунта при сжатии (рисунок 20).

					Расчет трубопровода на прочность и устойчивость	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

Грунт	$k_0, \text{МН/м}^3$	Грунт	$k_0, \text{МН/м}^3$
Торф влажный	0,5...1,0	Песок слежавшийся	5...30
Плывун	1...5	Глина тугопластичная	5...50
Глина размягченная	1...5	Гравий	10...50
Песок свеженасыпанный	2...5		

Рисунок 20 – Величины коэффициента постели грунта при сжатии

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

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

Условие устойчивости прямолинейных участков нефтепровода обеспечено, эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода равняется, $S = 4,88 \text{ Н}$.

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

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

$k_{\text{н.в.}}$ – коэффициент надежности устойчивости положения трубопровода против всплытия, $k_{\text{н.в.}} = 1,05$ [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: $q_{\text{бал}}^{\text{н}}$

$$q_{\text{бал}}^{\text{н}} = \frac{1}{n_6} \cdot (k_{\text{н.в}} \cdot q_{\text{в}} \cdot q_{\text{изг}} - q_{\text{тр}} - q_{\text{доп}}) \cdot \frac{\gamma_6}{\gamma_6 - \gamma_{\text{в}} \cdot k_{\text{н.в}}}, \quad (29)$$

где $k_{\text{н.в}}$ – коэффициент надежности по нагрузке, для железобетонных грузов; $n_6 = 0,9$

$q_{\text{в}}$ – 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; $q_{\text{доп}} = 6695,7$

γ_6 – нормативная объемная масса материала пригрузки, кг/м³; $\gamma_6 = 2500^3$;

$\gamma_{\text{в}}$ – плотность воды, принимаемая по данным изыскания, кг/м³; $\gamma_{\text{в}} = 1650^3$.

E_0 – модуль упругости, МПа;

I – момент инерции сечения трубопровода на рассматриваемом участке, см⁴;

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:

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

					Расчет трубопровода на прочность и устойчивость	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

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

$$13998,4 \leq 16134,2$$

Условие устойчивости положения (против всплытия) трубопровода обеспечено. Суммарная расчетная нагрузка на трубопровод, действующая вверх, включая упругий отпор при прокладке свободным изгибом равняется, $Q_{\text{акт}} = 13998,4 \text{ Н}$.

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

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 Объект «П», Объект «Р», Объект «О», Объект «Л», Объект «С» и Объект «М».

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.

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Казихмаев</i>			<i>Финансовый менеджмент</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Зарубин А.Г.</i>					84	119
<i>Консульт.</i>		<i>Рыжаккина Т.Г.</i>						
<i>Руководитель ООО</i>		<i>Брусник О.В.</i>						
						ТПУ гр. 3-2Б5А		

На рисунке 21 отражена карта сегментирования рынка предоставляемых услуг для крупных, средних и мелких газонефтедобывающих и транспортирующих компаний.

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

	Объект «Л»		Объект «Р»		Объект «О»		Объект «П»		Объект «М»		Объект «С»
--	------------	--	------------	--	------------	--	------------	--	------------	--	------------

Рисунок 21 – 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. 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.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

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 3).

Таблица 3 – 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 4 – Матрица SWOT

Факторы SWOT	Сильные стороны проекта:	Слабые стороны проекта:
	<ol style="list-style-type: none"> Наличие достаточного финансирования Квалифицированный персонал Простота проектирования Использование технологий на безлюдных территориях (в отдаленных районах) Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями. 	<ol style="list-style-type: none"> Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца Отсутствие бюджетного финансирования Отсутствие сертификации Большой срок поставок материалов и комплектующих, используемых при проведении научного исследования Отсутствие прототипа научной разработки
Возможности: <ol style="list-style-type: none"> Использование разработки на других объектах нефтегазового промысла 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.
Угрозы: <ol style="list-style-type: none"> Изменение законодательства 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	Отсутствие прототипа научной разработки, необходимого оборудования и большой срок поставок материалов и комплектующих говорит об

	разработки, а из-за сравнительно низкой затратности проекта, представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация.	отсутствии спроса на новые технологии и отсутствии конкуренции проекта. Несвоевременное финансирование научного исследования приведет к невозможности получения сертификации.
--	---	---

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 5). 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 5 – 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 – SWOT-анализ.

<p>Факторы SWOT</p>	<p>Сильные стороны проекта:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Наличие достаточного финансирования 2. Квалифицированный персонал 3. Простота проектирования 4. Использование технологий на безлюдных территориях (в отдаленных районах) 5. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями. 	<p>Слабые стороны проекта:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца 2. Отсутствие бюджетного финансирования 3. Отсутствие сертификации 4. Большой срок поставок материалов и комплектующих, используемых при проведении научного исследования 5. Отсутствие прототипа научной разработки
<p>Возможности:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Использование разработки на других объектах нефтегазового промысла 2. Появление спроса на продукт 	<p>Более низкая стоимость производства и простота проектирования может вызвать спрос на нее, а это в свою очередь увеличит количество спонсоров. (B2,C3,C5) Кроме того, квалифицированный персонал и возможность использования разработки в отдаленных районах может уменьшить конкурентоспособность других разработок (B1,C1,C2,C4).</p>	<p>При снижении конкурентоспособности подобных разработок и при появлении спроса на новые может появиться возможность использования данной НИР в компаниях, использующих традиционные методы ремонта магистральных нефтепроводов (B1, Сл.1,Сл.2,Сл.3,Сл.4)</p>
<p>Угрозы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Изменение законодательства 2. Развитая конкуренция технологий производства 	<p>В силу того, что в данной разработке используется более простое проектирование наряду с аналогами, то это может повысить спрос и конкуренцию разработки (У2,C4,C5), а из-за сравнительно низкой затратности проекта, представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация (У1,C2,C3).</p>	<p>Отсутствие прототипа научной разработки, необходимого оборудования и большой срок поставок материалов и комплектующих говорит об отсутствии спроса на новые технологии и отсутствии конкуренции проекта (У2,Сл.1,Сл.4,Сл.5). Несвоевременное финансирование научного исследования приведет к невозможности получения сертификации (У1,Сл.3).</p>

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

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 7).

Таблица 7 – 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 тоже используется следующая формула:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

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

где $t_{ожі i}$ – 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%.

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

$t_{ожі i}$ – 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 Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

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 2019 году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в 2019 году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в 2019 году.

Все рассчитанные значения сведены в таблицу 8.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

Таблица 8 – 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.			исп.			исп.					
	исп.	исп.	исп.	исп.	исп.	исп.	исп.	исп.	исп.	исп.	исп.	исп.	исп.	исп.	исп.			
Составление и утверждение темы проекта	4	7	9	7	10	12	5	8	10	Руководитель			5	8	10	9	14	17
	исп.	исп.	исп.	исп.	исп.	исп.	исп.	исп.	исп.	исп.	исп.	исп.	исп.	исп.	исп.	исп.	исп.	исп.
	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
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, дн															124	146	170	

6.3 Расчет эксплуатационных затрат на ремонт заменой катушки и установкой композитной муфты

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.

Эксплуатационные затраты на устранение дефектов состоят из следующих элементов:

1. Затраты на материалы;
2. Затраты на оплату труда;
3. Отчисления на соц. нужды;
4. Амортизация;
5. Прочие затраты.

Работы ведутся на объекте «А».

Стоимость материалов и оборудования взята по прайс-листам оборудования заводов-изготовителей за 2020 год.

Результаты расчетов полной стоимости оборудования для ремонта приведены в таблице 9 и 10 (транспортные расходы составляют 2%, строительно-монтажные 5% от стоимости оборудования).

Таблица 9 – Потребность оборудования необходимого для ремонта врезкой катушки

Наименование	Марка	Кол	Цена ед., руб.	Стоимость всего оборудования, руб	Транспортные расходы, руб.	Стоимость монтажа, руб.	Полная стоимость, руб.
Бульдозер	Komatsu D63E12	1	880000	8800000	176000	440000	9416000
Экскаватор	Daewoo SOLAR L180W1V	1	5500000	5500000	110000	275000	5885000
Сварочная машина	Llincoln Electric Invlertec	1	465000	465000	9300	23250	497550

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

	V3510-PRO						
Самосвальная машина	Урал 5557-6121-74	1	3800000	3800000	76000	190000	4066000
Вахтовая машина	Урал 3255"	1	2800000	2800000	56000	140000	2996000
Трал	КРАЗ 6443-080-02	1	2100000	2100000	42000	105000	2247000
Трубоискатель	ТИ-12	1	200000	200000	4000	10000	214000
Ручная шлифовальная машина		1	13000	13000	260	650	13910
Итого:		8					25335460

Таблица 10 – Потребность оборудования необходимого для ремонта композитной муфтой

Наименование	Марка	Кол	Цена ед., руб.	Стоимость всего оборудования, руб	Транспортные расходы, руб.	Стоимость монтажа руб.	Полная стоимость, руб.
Бульдозер	Komatsu D 63E12	1	880000	8800000	176000	440000	9416000
Экскаватор	Daewoo SOLAR L 180W1V	1	5500000	5500000	110000	275000	5885000
Дробеструйная установка	2040 NC	1	600000	600000	12000	30000	642000
Самосвальная машина	Урал 5557-6121-74	1	3800000	3800000	76000	190000	4066000
Вахтовая машина	Урал 3255"	1	2800000	2800000	56000	140000	2996000
Трал	КРАЗ 6443-080-02	1	2100000	2100000	42000	105000	2247000
Трубоискатель	ТИ-12	1	200000	200000	4000	10000	214000
Компрессор	Compair Holman 51	1	1500000	1500000	30000	75000	1605000
Электростанция		1	55000	1100	2750	1350	58850
Итого:		9					27129850

Далее производим расчет амортизационных отчислений, результаты заносим в таблицу 11 и 12.

Таблица 11 – Расчет амортизационных отчислений для ремонта врезкой катушки

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

Наименование	Марка	Кол	Полная стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
Бульдозер	Komatsu D 63E-12	1	9416000	20	1883200
Экскаватор	Daewoo SOLAR L 180W-1V	1	5885000	20	1177000
Сварочная машина	Lincoln Electric Inverter V3510-PRO	1	497550	20	99510
Самосвальная машина	Урал 5557-6121- 74	1	4066000	20	813200
Вахтовая машина	Урал 3255"	1	2996000	20	599200
Трал	КРАЗ 6443-080- 02	1	2247000	20	449400
Трубоискатель	ТИ-12	1	214000	20	21400
Ручная шлифовальная машина		1	13910	20	1391
Итого:		8			5044301

Таблица 12 – Расчет амортизационных отчислений для ремонта композитной муфтой

Наименование	Марка	Кол	Полная стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
Бульдозер	Komatsu D 63E-12	1	9416000	20	1883200
Экскаватор	Daewoo SOLAR L 180W-1V	1	5885000	20	1177000
Дробеструйная установка	2040 NC	1	642000	20	128400
Самосвальная машина	Урал 5557-6121- 74	1	4066000	20	813200
Вахтовая машина	Урал 3255"	1	2996000	20	599200
Трал	КРАЗ 6443-080- 02	1	2247000	20	449400
Трубоискатель	ТИ-12	1	214000	20	21400
Компрессор	Compair Holman 51	1	1605000	10	160500
Электростанция		1	58850	10	5885
Итого:		9			5044301

Далее определяем машино-часы, отработанные оборудованием на объекте по формуле:

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

где D – продолжительность периода, дни;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

C – время смены, часы;

K – количество машин.

Амортизация за отработанный период:

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

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:

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

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

Для композитной муфты:

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

Количество машино-часов работы за год составит:

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

$$A_{об} = \frac{5259585}{18648} \times 216 = 60921,8$$

Далее определим затраты на оплату труда работников за период ремонта с учетом премии и районного коэффициента. Расчеты фонда оплаты труда работников сведены в таблице 13 и 14.

Таблица 13 – Фонд оплаты труда работающих для врезки катушки по данным за 2020 год

Профессия	Ра зр яд	Кол .	Тариф ная ставка, руб	Тариф ный фонд ЗП, руб.	Премия, доплаты и надбавки		Основна я ЗП, руб	Допол нитель ная 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	2339,0 2	5262,8 0
Машинист	6	1	44,32	1418,24	50	709,12	2127,36	425,47	2042,2 7	4595,1 0

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						101

бульдозера										
Машинист экскаватора	6	1	44,32	1418,24	50	709,12	2127,36	425,47	2042,27	4595,10
Водитель вахтовой машины	5	1	42,76	1368,32	50	684,16	2052,48	410,50	1970,38	4433,36
Водитель самосвальной 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 14 – Фонд оплаты труда рабочих для композитной муфты по данным за 2020 год

Профессия	Разряд	Кол.	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 экскаватора	6	1	44,32	1418,24	50	709,12	2127,36	425,47	2042,27	4595,10
Водитель вахтовой машины	5	1	42,76	1368,32	50	684,16	2052,48	410,50	1970,38	4433,36
Водитель самосвальной машины	4	1	41,22	1319,04	50	659,52	1978,56	395,71	1899,42	4273,69
Слесарь-ремонтник	5	2	42,76	2736,64	50	1368,32	3420,8	684,16	3283,97	7388,93
Специалист КТМ	4	1	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:		9								42802,6

Зная общий фонд заработной платы, рассчитаем величину отчислений на социальные нужды ЕСН, который составляет 26%.

ЕСН для врезки катушки = $35413,7 \times 26/100 = 9207,6$ руб.

ЕСН для композитной муфты = $42802,6 \times 26/100 = 11128,7$ руб.

Далее определим стоимость основных и вспомогательных материалов для обоих вариантов.

Таблица 15 – Статья материалы врезки катушки по данным за 2020 год

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 16 – Статья материалы для композитной муфты по данным за 2020 год

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

Прочие расходы включают в себя: ремонт оборудования, накладные расходы, содержание АУП и т.д. и составляют 40% от прямых затрат.

Заключительный сравнительный анализ методов ремонта представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Смета затрат на устранение дефектов участка нефтепровода

№	Наименование статей	Врезка катушки		Композитная муфта	
		тыс. руб.	уд. вес, %	тыс. руб.	уд. вес, %
1	Материальные	1061,6	66,2	2770,5	82,9
2	Оплата труда	35,4	2,2	42,8	1,3
3	ЕСН	9,2	0,6	11,1	0,3

4	Амортизация	39,0	2,4	60,9	1,8
5	Прочие затраты	458,1	28,6	458,1	13,7
	Всего затрат	1603,3	100	3343,4	100

Итог: Затраты на устранение дефекта методом врезки катушки = 1603,3 тыс. руб.

Затраты на устранение методом композитной муфты = 3343,4 тыс. руб.

Дополнительная прибыль валовая составит:

$$ПВ = 3343,4 - 1603,3 = 1740,1 \text{ тыс. руб.}$$

Прибыль чистая составит:

$$ПЧ = ПВ - 24\% = 1740,1 - 24\% = 1322,5 \text{ тыс.}$$

Технико-экономические показатели представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Технико-экономические показатели вариантов ремонта

Показатели	Ед. изм.	Врезка катушки	Композитная муфта
Продолжительность ремонта	Дни	2	3
Численность работников	Чел.	8	9
Трудоемкость	Чел*час	128	216
Смета затрат, всего:	Тыс. руб.	1603,3	3343,4
в том числе			
- материальные затраты	Тыс. руб.	1061,6	2770,5
- оплата труда	Тыс. руб.	35,4	42,8
- ЕСН	Тыс. руб.	9,2	11,1
- амортизация	Тыс. руб.	39,0	60,9
- прочие затраты	Тыс. руб.	458,1	458,1
Прирост прибыли валовой	Тыс. руб.	1740,1	-
Прирост прибыли чистой	Тыс. руб.	1322,5	-

Вывод: таким образом, подводя итоги экономического расчета, делаем вывод, что из представленных видов ремонта более экономически целесообразным является ремонт заменой катушки. Ремонт заменой катушки обходится 1 603 300 рублей.

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

7.1.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

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

- 1) Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.).
- 2) Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 07.08.2000 г.
- 3) Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014).
- 4) Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03.
- 5) Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.
- 6) ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда» и т.д.

7.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей

зоны

Перед началом работ проводится анализ воздушной среды. В случае концентрации паров нефти в воздухе свыше предельно допустимой концентрации (ПДК) работа в этой зоне без средств защиты органов дыхания не допускается [12]. Участники работ должны быть ознакомлены с особенностями местности, расположением технических средств, средствами

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность			
Разраб.		Казихмаев			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Зарубин А.Г.					105	119
Консульт.		Сечин А.А.				ТПУ гр. 3-2Б5А		
Руководитель ООП		Брусник О.В.						

связи, противопожарного инвентаря и постов медицинской помощи.

Все участники работ обеспечиваются спецодеждой, соответствующей сезону и конкретным видам работ, и необходимыми СИЗ.

Далее технические службы эксплуатирующей организации производят:

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

Производственная и экологическая безопасность при технологии проведения капитального ремонта магистрального нефтепровода методом замены катушки в заболоченной местности.

Объект исследования: Объектом исследования является участок магистрального нефтепровода, проходящий в болотистой местности. Сам трубопровод проложен подземно. Рабочая зона находится под охраной и имеет ограждения и знаки, обозначающие опасный производственный объект, его схему и название. На рабочую зону допускается только уполномоченный персонал компании.

7.2 Производственная безопасность

Вредные и опасные производственные факторы, возникающие при проведении работ по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода методом вырезки/врезки катушки.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

Таблица 18 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.)		Нормативные документы
	Опасные	Вредные	
Капитальный ремонт магистрального нефтепровода методом вырезки/врезки катушки	1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные). 2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке. 3. Электрический ток. 4. Пожаро- и взрывоопасность.	1. Превышение уровня шума. 2. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. 3. Отклонение показателей климата.	ГОСТ 12.1.005-88 [10] ГОСТ 12.1.007-76 [11] ГОСТ 12.4.011-89 [12] ГОСТ 12.1.003-2014 [13] ГОСТ 12.1.012-90 [14] ГОСТ 12.1.004-91* [15] ГОСТ 12.3.009-76* [16]

7.2.1 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

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

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)

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

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

Во время нахождения людей в ремонтном котловане запрещается проводить на бровке работы, связанные с перемещением механизмов. Если в процессе работы в стенках траншеи появились трещины, грозящие обвалом, то рабочие должны незамедлительно покинуть ее, стенку с трещинами следует обрушить, грунт удалить и принять меры против дальнейшего обрушения грунта [9].

При погрузочно-разгрузочных работах следует руководствоваться ГОСТ 12.3.009-76[16], СНиП III-4-80[17]. Строповать грузы следует инвентарными стропами или специальными грузозахватными устройствами, изготовленными по утвержденному проекту (чертежу). Способы строповки должны исключать падение или скольжение застропованного груза.

Электрическая дуга и металлические искры при сварке

Перед началом огневых работ следует измерить концентрацию паров нефти/нефтепродуктов для определения возможности ведения огневых работ.

Допускаются к сварочным работам на нефтепроводе сварщики, прошедшие курсовое обучение, проверку знаний (аттестацию) в соответствии с «Правилами аттестации сварщиков» и получившие удостоверение на право производства сварочных работ для способа и положения сварки, а также типа свариваемого металла, аналогичных предстоящим условиям сварки. Сварщики и их помощники обязаны работать с применением соответствующих СИЗ, в том числе надевать спецодежду и спецобувь, а также пользоваться защитными щитком, маской, противогазом.

Сварочный аппарат и вспомогательные устройства должны располагаться не ближе 20м от места огневой работы. После окончания работы или перерыва в ней электросварочный аппарат должен быть выключен.

Электрический ток

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

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

Электрический удар – это возбуждение живых тканей током, сопровождающееся сокращением мышц. Электрический ток, проходя через организм человека, оказывает на него сложное действие, включая термическое, электролитическое и биологическое.

Безопасность при работе обеспечивается применением различных технических и организационных мер: установка оградительных устройств; изоляция токопроводящих частей и её непрерывный контроль; согласно ПУЭ сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 - 10 Ом·м; защитное заземление, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов (СНиП 12.1.030-81.ССБТ [18]).

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

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

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.

Предотвращение пожаров и взрывов объединяется общим понятием – пожарная профилактика. Ее можно обеспечивать различными способами и средствами: технологическим, строительными, организационно-техническими. Пожарная профилактика является важнейшей составной частью общей проблемы обеспечения пожаро-взрывобезопасности различных объектов, и поэтому ей уделяется первостепенное внимание при решении вопросов защиты объектов от пожаров и взрывов. При пожаре на

					Социальная ответственность	Лист
						109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

людей воздействуют следующие опасные факторы: повышенная температура воздуха или отдельных предметов, открытый огонь и искры, пониженное содержание кислорода в воздухе, взрывы, токсичные продукты сгорания, дым и т.д. 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 появление в этой среде источников зажигания. Требования пожарной безопасности при проведении огневых работ устанавливаются Правилами пожарной безопасности в Российской Федерации (ППБ 01-03) [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.

7.2.2 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению

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

Превышение уровня шума

Шум может создаваться работающими транспортом и оборудованием кранами-трубоукладчиками, экскаватором, бульдозером, шлифмашинкой. Поэтому рабочие должны находиться в наушниках. В результате было установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

разборчивость речи, вызывает необратимые процессы изменения органа слуха у человека, повышает утомляемость. Нормирование уровней шума в производственных условиях осуществляется по ГОСТ 12.1.003-2014 [13].

Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука (ГОСТ 12.1.003-2014) [13] представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления (в дБ) в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБ (А)
	331,5	663	1125	2250	5500	11000	22000	44000	88000	
Рабочие места водителей и обслуживающего персонала автомобилей	1100	887	779	772	668	665	663	661	559	70
Рабочие места водителей и обслуживающего персонала автомобилей (пассажиры) легковых автомобилей	993	779	770	663	558	555	552	550	449	60
Рабочие места водителей и обслуживающего персонала тракторов, самоходных шасси, строительно-дорожных и других аналог. машин	1107	995	887	882	778	775	773	771	669	80

При превышении предельно допустимых норм шума работники должны обеспечиваться СИЗ органов слуха: противошумными наушниками, шлемами или противошумными вкладышами.

СИЗ органов слуха следует выбирать в зависимости от частотного спектра шума на рабочем месте. Типы и группы СИЗ органов слуха следует выбирать в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.051-87 [19].

При проведении электросварочных и газопламенных работ воздействующий шум не должен превышать значений, предусмотренных требованиями ГОСТ 12.1.003 [13].

Степень вредности и опасности условий труда при действии виброакустических факторов устанавливается с учетом их временных характеристик (постоянный, непостоянный шум, вибрация и т.д.). Предельно допустимые уровни шума на рабочих местах установлены с учетом тяжести и напряженности трудовой деятельности СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [20]. Для определения ПДУ шума, соответствующего конкретному рабочему месту, необходимо провести количественную оценку тяжести и напряженности труда, выполняемого работником.

Для измерения уровня шума используют шумометры отечественного производства ИШВ-1, ВШВ-003, Роботрон, а также зарубежного – «Брюль и Кьер».

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

В процессе своей трудовой деятельности электросварщик подвергается воздействию целого комплекса опасных и вредных производственных факторов физической и химической природы: излучение инфракрасных волн, сварочный аэрозоль, искры и брызги расплавленного металла и шлака. Именно эти факторы вызывают профессиональные заболевания и травматические повреждения. Другие вредности: газы, шум, электромагнитные поля, образование аэроионов имеют меньшее значение и обычно не служат причиной профессиональных заболеваний.

Сварочный аэрозоль представляет собой совокупность мельчайших частиц, образовавшихся в результате конденсации паров расплавленного металла, шлака и покрытия электродов, вызывая профессиональное заболевание, называемое пневмокониоз сварщика, частично всасывается в кровь.

Чтобы избежать описанного неблагоприятного воздействия производственных факторов, характерных для электросварки, необходимо не допускать попадание в органы дыхания сварочного аэрозоля.

					Социальная ответственность	Лист
						112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Также при пропуске нефти/нефтепродукта между стенкой трубы и герметизирующим устройством и/или появлении в воздухе рабочей зоны паров нефти/ нефтепродукта, огневые работы должны быть немедленно прекращены, механизмы заглушены, электроустановки обесточены, остановлены все работы, а работающие выведены из опасной зоны [9].

Для защиты органов дыхания работающих внутри полости МТ и в колодце должны применяться шланговые противогазы. Использование фильтрующих противогазов запрещается. Срок одновременного пребывания работающего в шланговом противогазе определяют наряд-допуском, но не должен превышать 15 мин, с последующим отдыхом на чистом воздухе не менее 15 мин [9].

При ручной и механической газовой резке, ручной сварке, газовой строжке, газовой выплавке порошков металла и при нагреве изделий и ПН газосварщики и газорезчики должны быть обеспечены защитными очками закрытого типа со стеклами марки ТС-2, имеющими плотность светофильтров ГС-3, при использовании горелок (резаков) с расходом ацетилена до 750 л/ч, ГС-7 - до 2500 л/ч и ГС-12 - свыше 2500 л/ч [21].

Спецодежда должна быть безвредной, удобной, не стеснять движения работающего, не вызывать неприятных ощущений, защищать от искр и брызг расплавленного металла, свариваемого изделия, влаги, производственных загрязнений, механических повреждений, отвечать санитарно-гигиеническим требованиям и условиям труда. Выбор спецодежды в зависимости от методов сварки и условий труда должен производиться в соответствии с рекомендациями ГОСТ 12.4.011-89 [12].

При выполнении работ по сварке, наплавке, резке, а также когда температура окружающего воздуха выше 50 С°, спецодежда должна обеспечивать эффективную теплозащиту. Для защиты рук при сварке, наплавке, ПН и резке работники должны обеспечиваться рукавицами, рукавицами с крагами или перчатками, изготовленными из искростойкого

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

материала с низкой электропроводностью. Запрещается использовать рукавицы и спецодежду из синтетических материалов типа лавсан, капрон и т.д. Для защиты ног работники должны обеспечиваться специальной обувью. Применять спецобувь с открытой шнуровкой и металлическими гвоздями не допускается.

Неудовлетворительные метеорологические условия на рабочем месте

Климат представляет комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма (к ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления), а также оказывает существенное влияние на самочувствие, состояние здоровья и работоспособность человека. Наилучшие условия – когда выделение теплоты человеком равняется ее отводу от человека, т. е. при наличии теплового баланса. Такие условия называются комфортными, а параметры микроклимата оптимальными.

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

7.3 Экологическая безопасность

Все мероприятия по охране окружающей среды при строительстве магистрального нефтепровода выполнены в соответствии со СНиП III-42-80* [5] и рабочим проектом. При выполнении всех строительно-монтажных работ необходимо строго соблюдать требования защиты окружающей природной среды, сохранения её устойчивого экологического равновесия, и

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		114

не нарушать условия землепользования, установленные законодательством об охране природы.

После окончания основных работ строительная организация должна восстановить водосборные канавы, дренажные системы, снегозадерживающие сооружения и дороги, расположенные в пределах полосы отвода земель или пересекающих эту полосу, а также придать местности проектный рельеф или восстановить природный.

7.3.1 Оценка воздействия на гидросферу

Помимо того, что болотные массивы представляют собой весьма динамичные образования их возникновение и развитие тесно связаны с окружающей средой, то есть это водные объекты, через которые зачастую и происходит загрязнение окружающей природой среды. Сами болотные массивы выступают в роли запасов ценного сырья биогенного происхождения, которое используется для топлива, удобрений, некоторых строительных материалов, химической переработки и прочее. Поэтому не допускается сливать в болота и прилегающие к ним реки, озера и водоёмы воду, вытесненную из трубопровода, без предварительной её очистки.

7.3.2 Оценка воздействия на атмосферу

Основные источники загрязнения приземного слоя атмосферы при трубопроводном транспорте нефти – аварийные выбросы нефти и попутного газа при отказах линейной части магистральных нефтепроводов и выбросы при проведении технологических операций. Отказы нефтепроводов вызываются использованием некондиционных исходных материалов (арматура, сварочная проволока и т.п.), нарушением технологии строительно-монтажных работ, ремонта и эксплуатации, коррозией и т.д.

Отрицательное воздействие загрязнителей воздуха обуславливается их токсическими и раздражительными свойствами. Ввиду этого к наиболее опасным загрязнителям атмосферы относят окись углерода и сернистый ангидрид, образующиеся в результате сгорания природного газа, нефти и нефтепродуктов.

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

7.3.3 Оценка воздействия на почву

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

Для снижения воздействия на поверхность земли необходимо выполнить следующие мероприятия: рекультивация нарушенных земель; для исключения разлива горюче-смазочных материалов (ГСМ) заправка техники должна осуществляться только на временной площадке с твердым покрытием; для исключения загрязнения территории отходами производства должно быть предусмотрено своевременная уборка мусора; запрещение использования неисправных пожароопасных транспортных и строительно-монтажных средств и т.д.; При выполнении вышеуказанных мероприятий воздействие на земельные угодья и растительность будет минимальным.

Природоохранные мероприятия

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

Таблица 21 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при гидрогеоэкологических работах.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		116

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

7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проектировании подземных трубопроводов следует рассмотреть следующие виды разрушения: разрыв трубопровода, разрушение сварного шва, коррозия металла и т.д. Самым опасным разрушением, как для объекта, так и для окружающей среды, является разрыв трубопровода, который несет за собой большие утечки нефти. Поэтому, для предотвращения возможных разрушений, компания всячески исследует и диагностирует работу трубопровода.

Рассмотрим чрезвычайную ситуацию, когда произошел прорыв трубопровода в результате воздействия коррозии. Основные усилия должны

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

быть направлены на предотвращение загрязнения вытекающей нефтью больших территорий и тем более попадания ее в жилые поселки, открытые водоемы и грунтовые воды. Это частично можно осуществить за счет применения стационарных и временных искусственных преград, таких как земляные валы, мягкие плавучие ограждения для сбора нефти с поверхности водоема. Последствия нефтяного загрязнения природной среды определяются количеством и химическим составом загрязняющих веществ, интенсивностью механических повреждений. Биогеохимические функции нефти при загрязнении природной среды отражаются прежде всего в ее воздействии на живые экосистемы.

Для быстрого и результативного проведения аварийно-спасательных работ на нефтепроводе необходимо разработать план ликвидации последствий ЧС, в который должны быть включены нижеперечисленные мероприятия:

1. Назначение ответственных руководителей и исполнителей.
2. Оценка возможной опасности для близлежащих водоемов, так как трубопровод проходит через болотистую местность, растекающейся нефти и вероятности взрыва или пожара.
3. Мероприятия по спасению и эвакуации людей и скота, застигнутых аварией.
4. Выделение необходимого количества технических средств для проведения работ по предотвращению растекания, ликвидации аварии и ее последствий.
5. Мероприятия по ликвидации аварии.
6. Мероприятия по мониторингу и оценке, предотвращению или сокращению загрязнения окружающей среды от растекшейся нефти.

Аварийно-восстановительные работы на линейной части МН заключаются в восстановлении герметичности трубопровода. По своему характеру они относятся к работам повышенной опасности и состоят из

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

отдельных операций, которые выполняются в следующей последовательности: 1) локализация поврежденного участка нефтепровода (закрытие с обеих сторон линейных задвижек); 2) подготовка отводящей траншеи и земляной емкости для сбора вытекшей нефти; 3) опорожнение поврежденного участка от нефти; 4) откачка нефти из емкостей по сбору; 5) вскрытие дефектного участка и подготовка ремонтного котлована для производства газорезочных работ; 6) герметизация внутренней полости трубопровода; 7) вырезка из нефтепровода дефектного участка; 8) проведение монтажно-сварочных работ; 9) контроль качества сварных швов; 10) подключение отремонтированного участка нефтепровода; 11) мониторинг окружающей среды и проведение при необходимости рекультивационных, восстановительных работ.

Выводы

Таким образом, в ходе исследования вопросов по данному разделу, была показана теоретическая и практическая значимость технологии проведения капитального ремонта магистрального нефтепровода методом замены катушки в заболоченной местности в сфере производственной и экологической безопасности, а также разработаны правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, применяемые на объектах нефтегазового комплекса.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						119
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении выпускной квалификационной работы было проведено исследование основных этапов выполнения работ по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода методом замены катушки в 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. Стоимость затрат на ремонт заменой катушки составило 1 603 300 рублей.

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.

					Заключение			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Казихмаев			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Зарубин А.Г.					117	119
Руководитель ООП		Брусник О.В.			ТПУ гр. 3-2Б5А			

Список использованных источников

- [1] Михайлов В.Н., Добровольский А.Д., Добролюбов С.А. Гидрология. Учебник для вузов. – 2-е изд. исп. – М.: Высшая школа, 2007. – 463 с. – ISBN 978-5-06-005815-4;
- [2] Н.И. Пьявченко. Лесное болотоведение. Основные вопросы. М.: АН СССР, 1963. – 192 с.;
- [3] ГОСТ 17.5.1.01-83. Охрана природы. Рекультивация земель.– Введ. 1984-07-01. – М.: Постановление Государственного комитета СССР по стандартам 13.12.83 N 5854;
- [4] А.И. Голованов, Ф.М. Зимин. Введение в природообустройство (учебное пособие для лицеев и профильных классов), 2-ое издание. М: – Москва 2003, с.63;
- [5] СП 86.13330.2014 «Магистральные трубопроводы» (пересмотр актуализированного СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы» (СП 86.13330.2012));
- [6] РД 39-00147105-015-98 «Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов». – Введ. 01.09.1998 г. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 1998;
- [7] Гумеров А.Г., Азметов Х.А., Гумеров Р.С., Векштейн М.Г. «Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов» / Под ред. А.Г.Гумерова. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1998 – 271 с.
- [8] Гумеров А.Г., Зубаиров А.Г., Векштейн М.Г., Гумеров Р.С., Азметов Х.А. «Капитальный ремонт подземных нефтепроводов». Бизнесцентр", 1999 – 525 с.: ил. ISBN 5-8365-0013-4;
- [9] РД-23.040.00-КТН-064-18 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Вырезка и врезка «катушек», соединительных деталей, запорной и регулирующей арматуры.

					<i>Список использованных источников</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Казихмаев</i>			<i>Список использованных источников</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Зарубин А.Г.</i>					118	119
<i>Руководитель ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				ТПУ гр. 3-2Б5А		

- Подключение участков магистральных трубопроводов». – Введ. 15.06.2018 г. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2018;
- [10] ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
- [11] ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;
- [12] ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация;
- [13] ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;
- [14] ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования;
- [15] ГОСТ 12.1.004-91* ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования;
- [16] ГОСТ 12.3.009-76* ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности;
- [17] СНиП III-4-80 «Техника безопасности в строительстве. Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов»;
- [18] ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление (с Изменением N 1);
- [19] ГОСТ 12.4.051-87 Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний;
- [20] СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки;
- [21] ГОСТ 12.3.003-86 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы электросварочные. Требования безопасности (с Изменением N 1);
- [22] ГОСТ 12.4.023-84 Система стандартов безопасности труда. Щитки защитные лицевые. Общие технические требования и методы контроля;
- [23] ППБ 01-03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации;

					Список использованных источников	Лист
						122
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- [24] М. Х. Султанов, А. Л. Шурайц, Д. И. Егоров «Методы оценки технического состояния трубопровода по характеристике безопасности»;
- [25] СП 36.13330.2012. Свод правил «Магистральные трубопроводы». Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. – Введ. 20130701.
- [26] <https://studfile.net/preview/3127450/page:10> Рисунки 1, 2, 3, 4.
- [27] <https://mydocx.ru/1-117062.html> Рисунки 5, 6.
- [28] https://www.nefttehsstroy.ru/?MenuPage=maps_of_pipelines Рисунки 7, 8.
- [29] <https://lektsii.org/2-18974.html> Рисунки 9, 10, 11, 12, 13.
- [30] <https://saratov.fis.ru/product/23446993-mashina-dlya-bezognevoj-rezki-trub-mrt-325-1420-volzhanка-2> Рисунок 14.
- [31] http://snipov.net/c_4684_snip_106343.html Рисунки 15, 16, 17.

					Список использованных источников	Лист
						123
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		