

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Планирование и организация работ по замене линейной части магистрального нефтепровода на основе показателей приоритетности замены трубы

УДК 622.692.4.053-049.32

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Д.А. Гордеева		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	В.Б. Романюк	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ООД	А.И. Сечин	д.т.н, профессор		

Консультант – лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОИЯ	О.В. Сумцова	к.ф.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Результаты обучения
по Основной образовательной программе подготовки магистров
по направлению **21.04.01 «Нефтегазовое дело»**
профиль подготовки **«Надежность и безопасность объектов транспорта и
хранения углеводородов»**

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-5	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	<i>Профстандарт: 01.004</i>
Специализация «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»		
ПК(У)-1	Способность разрабатывать учебно-методическое обеспечение программ профессионального обучения, а также реализовывать их	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарт: 01.004</i>
ПК(У)-2	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовой отрасли	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-3	Способность оценивать экономическую эффективность инновационных решений в области трубопроводного транспорта углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-4	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-5	Способность участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-6	Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-7	Способность применять современные программные комплексы для проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>

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

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

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ91	Гордеевой Дарье Анатольевне

Тема работы:

«Организация процесса ремонтных работ в системе магистральных нефтепроводов»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

от 11.02.2021 г. №42-29/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

01.06.2021г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p>	<p>Объектом исследования данной дипломной работы является магистральный нефтепровод. Диаметр нефтепровода 720 мм, толщина стенки 10 мм с внутренним давлением 4 МПа, марка стали 09Г2С. Оптимизация мероприятий по капитальному ремонту за счет выявления критерий и порядка очередности замены линейной части магистральных нефтепроводов.</p>
--	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Рассмотреть существующие подходы к планированию капитального ремонта. 2. Проанализировать данные диагностики состояния трубопроводов для выявления факторов, влияющих на приоритетность замены участков трубопроводов при капитальном ремонте. 3. Произвести технологические расчеты показателей приоритетности замены участков магистральных нефтепроводов. 4. Предложить подход к замене участков трубопроводов методом капитального ремонта на основе модели приоритетности.
Перечень графического материала	<ol style="list-style-type: none"> 1. Основные виды дефектов магистральных нефтепроводов. 2. Классификация основных факторов, влияющих на очередность замены участков 3. Сводная таблица дефектов и особенностей, подлежащих ремонту
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	В.Б. Романюк, к.э.н., доцент ОНД ИШПР
«Социальная ответственность»	А.И. Сечин, д.т.н., профессор ООД
«Иностранный язык»	О.В. Сумцова, к.ф.н., старший преподаватель ОИЯ

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	05.02.2021
---	------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Гордеева Дарья Анатольевна		

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования магистратура
 Отделение школы (НОЦ) отделение нефтегазового дела (ОНД)
 Период выполнения _____ весенний семестр 2020 /2021 учебного года

Форма представления работы:

магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1.06.2020
--	-----------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.02.2021	<i>Сбор литературных данных по поставленной задаче</i>	10
1.03.2021	<i>Проведение анализа учебной литературы, периодических изданий, нормативно-технической документации, с целью систематизации информации о надежности нефтепроводов, способах их ремонта</i>	10
15.03.2021	<i>Сбор сведений по вопросам планирования и организации капитального ремонта нефтепроводов</i>	10
25.03.2021	<i>Анализ факторов, влияющих на протяженность и очередность замены участков</i>	10
01.04.2021	<i>Выполнение технологических расчетов</i>	15
19.04.2021	<i>Анализ полученных результатов</i>	10
26.04.2021	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
03.05.2021	<i>Социальная ответственность</i>	5
10.05.2021	<i>Иностранный язык</i>	5
14.05.2021	<i>Заключение</i>	5
17.05.2021	<i>Презентация</i>	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ91	Гордеевой Дарье Анатольевне

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Виды и стоимость ресурсов: Материально-технические ресурсы: 65890 руб. Человеческие ресурсы: 2 человека, общая стоимость суммы зарплат и отчислений на социальные нужды – 172071 руб.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплаты труда: 30% премии; 20% надбавки; 18% дополнительная заработная плата; 16% накладные расходы; 1,3 районный коэффициент.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Отчисления по страховым выплатам в соответствии с Налоговым кодексом РФ (НК РФ-15) от 16.06.98, а также Трудовым кодексом РФ от 21.12.2011г. Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 27.1%; Налог на добавленную стоимость 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<ol style="list-style-type: none"> 1. Оценка конкурентоспособности технических решений 2. Альтернативы проведения НИ 3. График проведения и бюджет НИ 4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ
--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Романюк Вера Борисовна	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Гордеева Дарья Анатольевна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ91	Гордеевой Дарье Анатольевне

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»

Тема ВКР:

Планирование и организация работ по замене линейной части магистрального нефтепровода на основе показателей приоритетности замены труб	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является магистральный нефтепровод. Областью применения является система магистральных нефтепроводов.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) 2. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования. 3. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. 4. ГОСТ 21753-76. Система «человек-машина». Рычаги управления. Общие эргономические требования. 5. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы».
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Основными вредными факторами являются: <ul style="list-style-type: none"> – неблагоприятные метеоусловия; – высокий уровень шума; – повышенная концентрация вредных веществ в рабочей зоне; – недостаточная освещенность. Опасными факторами являются: <ul style="list-style-type: none"> – грузоподъемные работы; – факторы электрической природы;

	– движущиеся машины и механизмы.
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: выбросы паров нефти; Гидросфера: разливы нефти; Литосфера: загрязнение почвы твердыми отходами.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: пожар на объекте, авария на объекте, возгорание ГСМ, экологическое загрязнение окружающей среды нефтепродуктами (разлив нефтепродуктов), попадание молнии, ураган, лесные пожары. Наиболее типичная ЧС: экологическое загрязнение окружающей среды нефтепродуктами (разлив нефтепродуктов).

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ООД	Сечин Александр Иванович	д.т.н., профессор		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Гордеева Дарья Анатольевна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 120 с., 10 рис., 26 табл., 34 источников, 1 прил.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, дефект, условия эксплуатации, капитальный ремонт, замена участка, показатель приоритетности, надежность, безопасность.

Объектом исследования является механизм принятия решений по планированию и организации работ по замене участков магистрального нефтепровода.

Цель работы – разработка обоснований при принятии решений по замене участков магистрального нефтепровода.

В процессе исследования проводился анализ существующих методов планирования капитального ремонта, обзор и интерпретация данных, полученных в результате проведения внутритрубной диагностики. Рассмотрены основные факторы, оказывающие влияние на протяженность и очередность участков, требующих замены. Приведены технологические расчеты показателей приоритетности замены участков магистрального нефтепровода. Приведены рекомендации по развитию методических подходов к планированию и организации капитального ремонта, в частности, замены трубы.

В результате исследования был проанализирован практический подход, позволяющий эффективно планировать мероприятия по организации капитального ремонта, в частности, проведения замены участков линейной части магистрального трубопровода, относящийся к обеспечению надежности транспортировки и безопасности эксплуатации магистральных трубопроводов.

					<i>Планирование и организация работ по замене линейной части магистрального нефтепровода на основе показателей приоритетности замены трубы</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Гордеева Д.А.</i>			<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					11	120
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ91		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

Список сокращений

В выпускной квалификационной работе были применены следующие сокращения:

АКП – антикоррозионное покрытие;

ВИП – внутритрубный инспекционный прибор;

ВКО участки – высоко коррозионно-опасные участки магистральных нефтепроводов в соответствии с РД-29.200.00-КТН-206-12;

ВТД – внутритрубный инспекционный прибор;

КР – капитальный ремонт;

ЛЧ (МН) – линейная часть магистрального нефтепровода;

НК – неразрушающий контроль;

НДС – напряженно-деформированное состояние;

ПКО участки – повышено коррозионно-опасные участки магистральных нефтепроводов в соответствии с РД-29.200.00-КТН-206-12;

ППР – планово-предупредительный ремонт;

СКЗ – станция катодной защиты;

СОД – средство очистки и диагностирования;

УКЗ – установка катодной защиты;

ЭХЗ – электрохимическая защита.

					<i>Планирование и организация работ по замене линейной части магистрального нефтепровода на основе показателей приоритетности замены трубы</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Гордеева ДА.</i>			<i>Список сокращений</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					<i>12</i>	<i>120</i>
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						
						НИ ТПУ гр. 2БМ91		

Оглавление

Введение	15
Обзор литературы.....	17
1. Обзор подходов к вопросу капитального ремонта магистральных нефтепроводов ..	19
1.1 Правила проведения капитального ремонта	19
1.2 Методы и средства диагностирования технического состояния магистральных нефтепроводов	21
1.3 Обзор и интерпретация данных, полученных в результате проведения внутритрубной диагностики.	27
1.4 Анализ существующих методов, влияющих на планирование и организацию капитального ремонта магистральных нефтепроводов	29
2. Факторы, влияющие на протяженность и очередность замены участков магистрального нефтепровода.....	36
2.1 Анализ факторов, оказывающих влияние на техническое состояние магистральных нефтепроводов	37
2.1.1 Коррозионное состояние участков МН.....	37
2.1.2 Факторы дефектности участков МН.....	42
2.1.3 Факторы, определяющие условия эксплуатации МН.....	44
2.2 Учет факторов при расчете замен	48
3. Расчетная часть	49
3.1 Проведение расчетов очередности замены участков линейной части магистрального нефтепровода.....	49
3.1.1 Алгоритм методики расчета замены участков	49
3.1.2 Исходные данные для расчета показателей приоритетности замен трубы	57
3.1.3 Технологические расчеты показателей приоритетности замены участков магистральных нефтепроводов	59
3.1.4 Рекомендации по планированию ремонтно-восстановительных работ на магистральных нефтепроводах	62
3.2 Обоснование выбора трубной продукции при замене участка.....	64
3.2.1 Сравнительная характеристика сталей.....	65
3.2.2 Экономическое сравнение применения марок сталей.....	69
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	72
4.1 Анализ конкурентных технических решений.....	72
4.2 Структура работ в рамках научного исследования	74

					<i>Планирование и организация работ по замене линейной части магистрального нефтепровода на основе показателей приоритетности замены трубы</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Гордеева Д.А.					
Руковод.		Шадрина А.В.					13
Консульт.					НИ ТПУ гр. 2БМ91		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					
					<i>Оглавление</i>		

4.3	Определение трудоемкости выполнения работ	75
4.4	Разработка графика проведения проекта.....	76
4.5	Бюджет научно-исследовательского исследования	80
4.6	Расчет материальных затрат и затрат на специальное оборудование	80
4.7	Дополнительная заработная плата исполнителей исследования	82
4.8	Страховые взносы	83
4.9	Накладные расходы	84
4.10	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	84
4.11	Определение ресурсоэффективности проекта	85
5.	Социальная ответственность	88
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	88
5.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства	88
5.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	90
5.2	Производственная безопасность	91
5.2.1	Анализ вредных и опасных производственных факторов.....	91
5.2.2	Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов.	94
5.3	Экологическая безопасность	100
5.3.1	Анализ влияния на окружающую среду.....	100
5.3.2	Обоснование мероприятий по защите окружающей среды	102
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	103
5.4.1	Анализ вероятных ЧС	103
5.4.2	Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.....	104
	Заключение	106
	Список литературы	107
	Приложение А.....	111

Введение

В наше время условия работы системы трубопроводного транспорта характеризуются с одной стороны естественным старением трубопроводов, а с другой ужесточением требований к их экологической безопасности и потребностью поддержания работоспособного состояния линейной части магистральных нефтепроводов для бесперебойного оказания транспортных услуг.

Основная часть российских магистральных нефтепроводов (73%) была построена более 30 лет назад. Поэтому основным приоритетом для компаний является необходимость поддержания должного уровня надёжности с целью обеспечения бесперебойной работы систем магистральных трубопроводов транспорта нефти, что в свою очередь обеспечивается рациональной реализацией программ по планированию ремонтных работ.

Таким образом, **актуальность работы** заключается в оптимизации планирования капитального ремонта нефтепроводов для обеспечения на должном уровне надёжности функционирования систем трубопроводного транспорта нефти.

В этой связи **целью магистерской диссертации** является разработка обоснований при принятии решений по замене участков магистрального нефтепровода.

Для обеспечения достижения поставленных целей диссертационной работы, поставлены **задачи**:

1. Изучить этапы организации работ капитального ремонта по части замены трубы.
2. Проанализировать существующие методики способствующие планированию ремонтных работ магистральных трубопроводов.

Планирование и организация работ по замене линейной части магистрального нефтепровода на основе показателей приоритетности замены трцбы							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Гордеева Д.А.					
Руковод.		Шадрина А.В.					
Консульт.							
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					
Введение					Лит.	Лист	Листов
						15	120
					НИ ТПУ гр. 2БМ91		

3. Проанализировать данные диагностики состояния трубопроводов для выявления факторов, влияющих на приоритетность замены участков трубопроводов при капитальном ремонте.

4. Произвести технологические расчеты показателей приоритетности замены участков магистральных нефтепроводов.

5. Предложить решения по замене участков трубопроводов на основе модели приоритетности.

Объектом исследования является механизм принятия решений по планированию и организации работ по замене участков магистрального нефтепровода.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						16
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Обзор литературы

Самым надежным, но в то же время затратным мероприятием для поддержания или повышения работоспособности МТ является капитальный ремонт его линейной части (ЛЧ). В затратах по инвестиционным программам компаний – операторов трубопроводов эта статья может занимать до 60 % общего объема финансирования. В этой связи важнейшей задачей организаций, эксплуатирующих магистральные нефтегазопроводы, является повышение эффективности мероприятий по капитальному ремонту или замене участков МТ за счет совершенствования методов и средств оценки технического состояния трубопроводов, позволяющих достоверно и точно определять участки, требующие восстановления. Значительная протяженность системы МТ, связанные с этим высокие затраты на разработку, апробацию и внедрение новых технологий приводят к тому, что разработки в области планирования технического обслуживания и ремонта трубопроводов имеют в существенной мере разрозненный и несистемный характер.

Ремонт магистральных нефтепроводов представляет собой комплекс мероприятий, направленных на восстановление основных фондов объектов нефтепроводного транспорта. Основная их цель - это поддержание и восстановление эксплуатационных качеств магистрального нефтепровода в целом или его отдельных элементов до исходного уровня. Ремонт линейной части магистральных нефтепроводов по объему и характеру выполняемых работ подразделяется на следующие виды: аварийный, текущий, средний и капитальный.[3]

					<i>Планирование и организация работ по замене линейной части магистрального нефтепровода на основе показателей приоритетности замены трассы</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Гордеева Д.А.</i>			<i>Обзор литературы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					17	120
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ91		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

С точки зрения [3,6] ремонт магистральных трубопроводов должен представлять собой комплекс технических мероприятий, направленных на восстановление основных фондов объектов трубопроводного транспорта. Основная цель ремонта - это поддержание и восстановление эксплуатационных качеств магистрального трубопровода в целом или его отдельных элементов до первоначального уровня. Ремонт линейной части магистральных трубопроводов по объему и характеру выполняемых работ до последнего времени подразделяется на следующие виды: аварийный (внеплановый), текущий, средний и капитальный. На практике часто текущий и средний ремонт объединяют в одно целое, так как их объемы и характер работ схожи [6].

В данной ситуации обследование трубопроводов с помощью внутритрубных инспекционных снарядов (ВИС) играет важную роль в обеспечении эффективного использования трудовых и финансовых ресурсов для безопасной эксплуатации трубопроводных систем [5].

Наличие диагностической информации о состоянии магистральных нефтепроводов по данным ВИС обеспечивают возможность дифференцированного подхода к проведению ремонта, заключающегося в рациональном сочетании капитального и выборочного ремонтов. При замене участка труб ремонтируются только те ограниченные по протяженности участки трубопровода, где по данным внутритрубной диагностики отмечается высокая плотность скопления дефектов, каждый из которых устранять методом выборочного ремонта нецелесообразно.

					<i>Обзор литературы</i>	<i>Лист</i>
						18
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1. Обзор подходов к вопросу капитального ремонта магистральных нефтепроводов

1.1 Правила проведения капитального ремонта

Ремонт магистрального трубопровода – это комплекс мероприятий, который направлен на поддержание и восстановление работоспособного состояния оборудования.

Ремонт делится на:

- **аварийный ремонт** – вид ремонта, проведение которого организовывается аварийно-восстановительными службами, направленный на полное восстановление работоспособного состояния трубопровода;

- **текущий ремонт** – вид ремонта, который направлен на обеспечение работоспособности трубопровода от преждевременного износа и выхода из строя, путем выполнения профилактических мероприятий;

- **капитальный ремонт** – вид ремонта, который проводится для участков с большим сроком эксплуатации и низким техническим состоянием. Предусматривает полную замену дефектных участков с последующей перекладкой. Работы проводятся в плановом порядке на основе проектно-технической и сметной документации. Необходимость проведения капитального ремонта трубопровода определяется исходя из его текущего состояния, на основе данных внутритрубного обследования.

Капитальный ремонт нефтепровода подразделяют на следующие виды:

- с заменой труб – полная замена дефектного участка новым;
- с заменой изоляционного покрытия – полная замена антикоррозионного покрытия, а также восстановление несущей способности при возможности;

					<i>Планирование и организация работ по замене линейной части магистрального нефтепровода на основе показателей приоритетности замены труб</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Гордеева Д.А.</i>			<i>Обзор подходов к вопросу капитального ремонта магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					19	120
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ91		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

- выборочный ремонт – устранение опасных и потенциально-опасных дефектных участков, а также ремонт сложных участков.

Организационно-техническая подготовка капитального ремонта включает организационные мероприятия и подготовительные работы.

Организационные мероприятия включают в себя следующие этапы:

- проведение комплексной внутритрубной диагностики трубопровода;
- определение участков, подлежащих капитальному ремонту;
- составление программ капитального ремонта нефтепроводов;
- проведение изыскательских работ на участках планируемых к ремонту;
- уточнение положения в плане вантузов, задвижек, сооружений и сетей в техническом коридоре по проектной и эксплуатационной документации;
- составление ведомости пересечений и приближений сооружений и сетей, пересекающих трассу или проходящих рядом с ремонтируемым трубопроводом;
- разработка и утверждение задания на проектирование капитального ремонта;
- получение технических условий на проведение работ по капитальному ремонту от сторонних организаций, при пересечении или прохождении с ними в одном техническом коридоре, в охранной зоне которых должны производиться ремонтные работы;
- разработка ПД и РД на капитальный ремонт;
- оформление документов по отводу земель;
- оформление финансирования;
- передача подрядчику проектной и рабочей документации на капитальный ремонт с заменой труб и с заменой изоляции до 1 сентября года, предшествующего планируемому ремонту, а на выборочный ремонт - не менее чем за два месяца до начала производства работ.

					<i>Обзор подходов к вопросу капитального ремонта магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
						20
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

График производства ремонта нефтепровода составляется на весь ремонтный период с учетом климатических, гидрогеологических условий и особенностей эксплуатации конкретного нефтепровода.

Подготовительные работы включают в себя следующие этапы:

- подготовка подъездных дорог, временных переездов для выполнения перебазировки и доставки машин, механизмов, материалов и людей к месту производства работ;
- размещение и обустройство полевых городков;
- оборудование пунктов погрузки и выгрузки;
- устройство временных складов;
- оборудование пунктов технического обслуживания машин и механизмов;
- обеспечение двухступенчатой связи: первая ступень - радиосвязь между мастером (прорабом), диспетчером и руководством подрядчика; вторая ступень - радиосвязь между мастером (прорабом) и отдельными бригадами;
- подготовку ремонтной полосы (определение оси трассы и глубины заложения трубопровода, обозначение на местности всех пересечений с подземными и наземными коммуникациями, а также всех параллельно пролегающих коммуникаций).

1.2 Методы и средства диагностирования технического состояния магистральных нефтепроводов

При транспортировке значительных объемов нефти, в условиях непрерывной загруженности, необходимо обеспечивать надежность магистральных нефтепроводов. При обнаружении дефектов появляется необходимость в обосновании тех или иных способов восстановления работоспособности нефтепровода.

Поддержание безопасной эксплуатации линейной части магистрального трубопровода состоит в своевременном обследовании

					<i>Обзор подходов к вопросу капитального ремонта магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
						21
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

технической части, опираясь на определённые критерии (физические, геометрические, функциональные), которые должны соответствовать определённым показателям, установленным нормативной документацией [1, 2].

Неэффективное и несвоевременное устранение дефектов может привести к возникновению масштабной аварии (учитывая протяженность участка с дефектами), устранение последствий которой может потребовать значительных физических, материальных и прочих затрат и ресурсов.

Мониторинг технического состояния может осложняться рядом факторов, а именно:

- Недоступность для визуального осмотра большинства участков трубопроводов; Усложнение проходимости снарядов за счет наличия инородных предметов в трубе, запорной арматуры, участков с малым радиусом кривизны;
- Наличие защитной изоляции, затрудняет визуальный осмотр трубопровода после ее вскрытия.

Визуальный осмотр проводится шурфованием участка и в качестве измерительных приборов могут быть использованы толщиномеры, глубиномеры, штангенциркуля. Недостатком данного способа является неполнота картины о техническом состоянии трубопровода, так как вероятность обнаружения наиболее опасного дефекта ничтожно мала.

Неразрушающий контроль с использованием приборов - дефектоскопов основан на получении информации в виде электрических, световых, звуковых и других сигналов о качестве рассматриваемых объектов при взаимодействии их с физическими полями (электрическими, акустическими) и/или веществами.

Методы неразрушающего контроля подразделяются на: акустические, ультразвуковые, капиллярные, магнитные, оптические, токовихревые и др. в зависимости от принципа действия приборов [3]

					<i>Обзор подходов к вопросу капитального ремонта магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
						22
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Цветной метод неразрушающего контроля проводят для деталей из немагнитных материалов, позволяет осматривать детали различной формы и размеров, получать высокую достоверность информации. В то же время для применения настолько трудоемкого способа необходимо с поверхности трубопровода удалять защитное покрытие.

Токовихревым методом проводят диагностику изделий из электропроводных материалов, выявляют дефекты без удаления защитного покрытия. Недостатками метода являются отсутствие наглядности результатов обследования, чувствительность датчиков при обнаружении дефектов хуже по сравнению с другими методами.

На текущий момент крупнейшие нефтяные компании, сосредоточены на оптимизации денежных затрат, направленных на техническое обслуживание и ремонт определённых дефектных участков, в угоду масштабной замены всей линейной части трубопроводов. В связи с этим техническое диагностирование линейной части магистральных трубопроводов занимает важную роль для поддержания безопасной эксплуатации в течении всего нормативного срока службы, что обеспечивается методом внутритрубных инспекционных снарядов (ВИС) [5].

Система магистральных трубопроводов является сложным инженерным элементом, обследование которой обеспечивается высокоточным технологическим оборудованием. Внутритрубные инспекционные приборы оснащены специальными датчиками, работа которых основывается на определённых методах, обеспечивает сбор, обработку и хранение информации о трубопроводе.

Проблема проходимости диагностического снаряда в местах сужений трубопровода была решена в конце 1960 года, компанией T.D. Williamson. Они представили снаряд типа «Caliper», который позволял проводить обследование в труднодоступных местах через крутоизогнутые отводы 1,5 DN, собирая информацию о величинах утонения внутреннего диаметра стенок трубопровода [6].

					<i>Обзор подходов к вопросу капитального ремонта магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
						23
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Принцип действия прибора основан на перемещении измерительных рычагов, движение которых заставляет перемещать приводную пластину, что в свою очередь вызывает движение вала самописца. Таким образом происходит регистрация местоположения сварных швов, а также дефектов по всей длине участка трубы. Участки имеющие деформацию стенки отображаются на диаграмме с большой амплитудой.

В настоящее время в действующих трубопроводах наиболее опасным типом дефекта является потеря металла, которые выявляются в процессе эксплуатации на ранних этапах образования с помощью приборов-дефектоскопов на основе магнитографического и ультразвукового методов.

Также главным преимуществом магнитного дефектоскопа считается то, что он способен регистрировать дефекты и аномалии в теле трубы и сварного шва в недоступных местах для ультразвукового метода.

Достоинство ультразвукового прибора заключается в том, что они не имеют ограничений по максимальной толщине стенки трубопровода, а также обладают высокой точностью измерений. Также этот метод позволяет определять тип и местоположение дефектов трубопровода вплоть до привязки конкретных дефектов к маркерным пунктам. Но стоит отметить, что при обследовании трубопровода с двухфазными средами могут возникнуть трудности, так как ультразвуковой метод распространяется в однородных жидкостях (в нефти, воде), свободных от газовых факторов.

Ультразвуковой и магнитный методы являются распространёнными методами неразрушающего контроля, которые имеют практическую значимость в качестве высокопроизводительных автоматизированных приборов для внутритрубной диагностики. [4]

Проведение статистического анализа динамики капитальных ремонтов, основанных на раннем выявлении дефектов методом ВТД с помощью диагностических приборов, позволяет обеспечить рациональный подход к планированию экономических вложений, для поддержания долгого срока службы и бесперебойной работы магистрального трубопровода.

					<i>Обзор подходов к вопросу капитального ремонта магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
						24
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Также хотелось бы подчеркнуть, что несмотря на проведение такого эффективного и дорогостоящего метода как ВТД, необходимо также обеспечить комплекс определённых условий, таких как:

- наличие камер пуска-приёма средств очистки и диагностики;
- проведение предварительных мероприятий по очистке внутренней полости трубы, перед запуском диагностического устройства;

Также перед непосредственным запуском диагностического снаряда, необходимо удостовериться в отсутствии дефектов геометрии стенки трубы, во избежание порчи оборудования. Обзор и интерпретация данных, полученных в результате проведения внутритрубной диагностики.

В настоящее время наиболее важным критерием для большинства нефтяных компаний является экологическая безопасность при эксплуатации магистральных нефтепроводов.

Оценка технического состояния системы магистральных нефтепроводов с помощью метода ВТД позволяет обеспечить долгий срок эксплуатации, а также принять рациональное решение о своевременном проведении ремонтов.

Анализ проведённых многочисленных исследований методом ВТД, специализированными центрами, показывает большое разнообразие выявляемых дефектов, что в свою очередь служит основой для совершенствования подходов к обеспечению надёжной эксплуатации.

При нарушении технологии изготовления выплавки металла труб может привести к такому дефекту как – слоистость, расслоение стенки трубы («закат»). Наличие данных типов дефектов характеризуется расслоением стенки трубы, что может привести к образованию аварийной ситуации в процессе эксплуатации.

Для классификации вышеперечисленных типов дефектов требуется наличие обширной базы, накопленной при проведении многочисленных обследований методом ВТД.

					<i>Обзор подходов к вопросу капитального ремонта магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
						25
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

В зонах образования дефектов, свойства металла могут существенно отличаться. Это обусловлено наличием различных примесей и включений, что в свою очередь может привести к расслоению металла трубы при строительстве, а также в процессе эксплуатации магистральных нефтепроводов.

В процессе эксплуатации нередко возникают пластические деформации в зонах утончений стенки трубы, нагрузки которых значительно превышают номинальные при заводских испытаниях, что может привести к дальнейшей стабилизации с последующей деформацией в упругой зоне при образовании повторных нагрузок. Наличие данного явления свидетельствует о приспособляемости конструкций, что сопровождается дальнейшим изменением геометрии в уязвимых зонах.

Коррозионные дефекты, как правило, сопровождаются наличием местной коррозии, которая охватывает определённые места локально (до 0,5 – 2 см²), а также сплошной, протяжённость которой может достигать нескольких метров, затрагивая при этом зоны сварных швов. На основании полученных данных при обследованиях, используя метод статистической обработки данных, можно оценить прочностные показатели, а также спрогнозировать остаточный ресурс.

Наличие дефектов геометрии стенки трубы по типу гофр или вмятин, в процессе эксплуатации считается недопустимым. Образование данного типа дефектов зависит от множества факторов, наличие которых может иметь разную природу.

При оценке влияния на несущую способность трубопровода, дефекты классифицируют по степени опасности (опасные, неопасные).

Опасными являются [8]:

- дефекты геометрии стенки трубы, образованные в околошовной зоне, или местах наличия сварных швов, в случае если их глубина превышает 3% от Dн трубы;

					<i>Обзор подходов к вопросу капитального ремонта магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
						26
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- дефекты, которые могут образоваться при превышении расчётных показателей по результатам проведённых расчётов на статическую прочность;

- дефекты потери металла, при достижении толщины стенки трубы ниже отбраковочных значений в соответствии с номинальными показателями, которые устанавливаются нормативной документацией для каждого типоразмера трубы;

Наличие вышеуказанных типов дефектов подлежит первоочередному устранению в рамках планируемых ремонтных работ. Эксплуатация при наличии данных типов дефектов не допускается и может привести к образованию аварийных ситуаций с последующим причинением вреда экологии.

В случае наличия неопасного типа дефектов, эксплуатация допускается без ограничений.

1.3 Обзор и интерпретация данных, полученных в результате проведения внутритрубной диагностики

В настоящее время наиболее важным критерием для большинства нефтяных компаний является экологическая безопасность при эксплуатации магистральных нефтепроводов.

Оценка технического состояния системы магистральных нефтепроводов с помощью метода ВТД позволяет обеспечить долгий срок эксплуатации, а также принять рациональное решение о своевременном проведении ремонтов.

Анализ проведённых многочисленных исследований методом ВТД, специализированными центрами, показывает большое разнообразие выявляемых дефектов, что в свою очередь служит основой для совершенствования подходов к обеспечению надёжной эксплуатации.

При нарушении технологии изготовления выплавки металла труб может привести к такому дефекту как – слоистость, расслоение стенки трубы

					<i>Обзор подходов к вопросу капитального ремонта магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
						27
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

(«закат»). Наличие данных типов дефектов характеризуется расслоением стенки трубы, что может привести к образованию аварийной ситуации в процессе эксплуатации.

Для классификации вышеперечисленных типов дефектов требуется наличие обширной базы, накопленной при проведении многочисленных обследований методом ВТД.

В зонах образования дефектов, свойства металла могут существенно отличаться. Это обусловлено наличием различных примесей и включений, что в свою очередь может привести к расслоению металла трубы при строительстве, а также в процессе эксплуатации магистральных нефтепроводов.

В процессе эксплуатации нередко возникают пластические деформации в зонах утончений стенки трубы, нагрузки которых значительно превышают номинальные при заводских испытаниях, что может привести к дальнейшей стабилизации с последующей деформацией в упругой зоне при образовании повторных нагрузок. Наличие данного явления свидетельствует о приспособляемости конструкций, что сопровождается дальнейшим изменением геометрии в уязвимых зонах.

Коррозионные дефекты, как правило, сопровождаются наличием местной коррозии, которая охватывает определённые места локально (до 0,5 – 2 см²), а также сплошной, протяжённость которой может достигать нескольких метров, затрагивая при этом зоны сварных швов. На основании полученных данных при обследованиях, используя метод статистической обработки данных, можно оценить прочностные показатели, а также спрогнозировать остаточный ресурс.

Наличие дефектов геометрии стенки трубы по типу гофр или вмятин, в процессе эксплуатации считается недопустимым. Образование данного типа дефектов зависит от множества факторов, наличие которых может иметь разную природу.

					<i>Обзор подходов к вопросу капитального ремонта магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
						28
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

При оценке влияния на несущую способность трубопровода, дефекты классифицируют по степени опасности (опасные, неопасные).

Опасными являются [8]:

- дефекты геометрии стенки трубы, образованные в околошовной зоне, или местах наличия сварных швов, в случае если их глубина превышает 3% от Dн трубы;
- дефекты, которые могут образоваться при превышении расчётных показателей по результатам проведённых расчётов на статическую прочность;
- дефекты потери металла, при достижении толщины стенки трубы ниже отбраковочных значений в соответствии с номинальными показателями, которые устанавливаются нормативной документацией для каждого типоразмера трубы;

Наличие вышеуказанных типов дефектов подлежит первоочередному устранению в рамках планируемых ремонтных работ. Эксплуатация при наличии данных типов дефектов не допускается и может привести к образованию аварийных ситуаций с последующим причинением вреда экологии.

В случае наличия неопасного типа дефектов, эксплуатация допускается без ограничений.

1.4. Анализ существующих методов, влияющих на планирование и организацию капитального ремонта магистральных нефтепроводов

При увеличении срока службы трубопровода, остаточный ресурс снижается, что влияет на надёжность всей системы в целом, тем самым увеличивается вероятность возникновения аварийных ситуаций. Исходя из анализа большинства научных исследований можно сделать вывод о том, что причинами вероятности возникновения отказов на магистральных трубопроводах, могут являться факторы, которые зависят от множества

					<i>Обзор подходов к вопросу капитального ремонта магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
						29
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

условий их образования.

Анализ прочности трубопроводов, содержащих дефекты, основанный на концепции механики разрушения, которая возникает в процессе изменения свойств металла ниже предела текучести, на текущий момент представляет наибольший интерес, так как разрушению подлежат не все конструкции. Это связано с тем, что большинство материалов могут пластически деформироваться в местах с высокой концентрацией локальных напряжений, в связи с высокой вязкостью разрушения.

На процесс разрушения материала влияет большое число факторов, поэтому нет единого подхода к изучению процесса его возникновения, однако различные этапы процесса разрушения можно рассмотреть отдельно.

Если дефект расположен локально и имеет большие размеры, то в процессе эксплуатации он быстро может развиваться до критических размеров.

Критические дефекты могут образоваться как в процессе изготовления материалов, так и при проведении строительно-монтажных работ (сварочные дефекты), неправильной транспортировке.

Докритические дефекты не удаётся выявить на ранних этапах их образования, даже при проведении диагностики. Наличие данных дефектов при малых размерах не препятствует нормальной эксплуатации, однако они могут увеличиваться со временем под воздействием локальных напряжений. В дальнейшем данный тип дефектов в процессе может перейти в критический, что может послужить причиной возникновения аварии.

Поэтапное разрушение материала состоит из нескольких этапов, таких как:

1. **Инициирование дефекта** – этап, при котором сопутствующие факторы к его образованию (величина локального напряжения, температура и т.д.) достигают определённого сочетания, что впоследствии может привести к разрушению.

					<i>Обзор подходов к вопросу капитального ремонта магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
						30
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2. **Развитие дефекта** – этап, протекающий с разной интенсивностью, который вызван нарастанием напряжений в трубопроводе. Впоследствии величина дефекта может достичь критических значений.

3. **Распространение дефекта** – этап, при котором происходит неустойчивое разрушение, вызванное превышением величины нагрузок.

4. **Прекращение развития дефекта** – этап, при котором развитие дефекта прекращается.

Изучение каждого этапа в отдельности крайне необходимо, так как причиной их проявления может являться множество факторов. Так, например, напряжение в месте дефекта при определённых значениях может отражать потенциальную возможность разрушения материала. Одним из существенных факторов к возникновению разрушения, является температура, поэтому для большинства материалов, которые используют при изготовлении трубопроводов характерно явление вязко-хрупкого перехода, при котором различные значения температуры при наличии напряжений, могут вызывать определённый тип излома, такого как хрупкое разрушение.

Для определения остаточного ресурса технического состояния трубопровода была разработана специальная методика, основанная на данных, полученных при обследовании с помощью метода внутритрубной диагностики [11]. В качестве дефектоскопа использовался снаряд-профилимер («калипер»), а также снаряд-дефектоскоп («ультраскан»), с помощью которых были обследованы трубопроводы с дефектами геометрии, расслоения, а также потерями металла. Расчёт остаточного ресурса трубопровода с наличием вышеперечисленных дефектов необходимо проводить непосредственно перед проведением расчётов на статистическую прочность.

В случае если по телу трубы распространены механические дефекты, то обследование необходимо проводить, опираясь на критерий сопротивления деформированию и разрушению при малоцикловых нагрузках. В связи с этим первоначально определяется количество циклов

					<i>Обзор подходов к вопросу капитального ремонта магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
						31
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

нагружения трубопровода внутритрубным давлением, исходя из чего необходимо наличие базы о перекачке на продолжительный период, которая консолидируется ежедневно в диспетчерских пунктах. Полученные данные распределяют по количеству циклов и приводятся к эквивалентному по повреждаемости регулярному циклу нагружения трубопровода. Локальные упругопластические деформации определяются в зоне их наибольшей концентрации на участке трубопровода, используя при этом кривые циклических деформаций, определённых изначально в лабораторных условиях. Также для расчёта определяются характеристики стали трубопровода после процесса деформации.

Расчёт остаточного ресурса на трубопроводах с коррозионными повреждениями, выполняется по критериям статистической прочности с учётом изменения габарита дефекта, так как образование малоцикловых нагрузок происходит в основном на внешнем слое трубы. Скорость коррозии определяется с помощью статистических методов на основе результатов внутритрубной диагностики.

Расчёт остаточного ресурса на трубопроводах с дефектами по типу расслоение, определяют на основе модели кинетики развития расслоения, и производится с определённой точностью.

На основании вышеописанных методик, можно сделать вывод о том, что каждый метод индивидуален и имеет свои достоинства и недостатки и содержат определённые коэффициенты, которые невозможно определить с высокой точностью, опираясь на данные внутритрубной диагностики.

Опасность износа трубопровода определяется исходя из глубины проникновения коррозии, которая определяется на основе данных методом шурфования.

При проведении обследований на участках трубопроводов с наличием электро-химической защиты (ЭХЗ), обращают в первую очередь внимание на такие параметры как:

					<i>Обзор подходов к вопросу капитального ремонта магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
						32
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- скорость коррозии;
- разность потенциалов «труба-земля».

Если на трубопроводе в течении длительной эксплуатации отсутствовала система ЭХЗ, необходимо определить:

- коррозионную активность грунта;
- естественный потенциал «труба-земля»;
- состояние антикоррозионного покрытия.

Обследование производится в следующем порядке:

- Перед проведением обследования производится сбор данных, на основе которых проводится статистический анализ. На основе полученных данных выявляются наиболее коррозионно-опасные участки;

- Проведение электрометрических измерений по трассе обследуемого участка нефтепровода;

- Обследование состояния антикоррозионного покрытия нефтепровода;

- Производится шурфовка трассы трубопровода в местах потенциального наличия дефектов

- На основании проведённых обследований составляют акт, в который входят данные о текущем состоянии трубопровода с указанием прогнозируемого остаточного ресурса и рекомендациями.

Перечисленные методы способны лишь дать приблизительную оценку технического состояния трубопровода, в связи с обследованием методом шурфования лишь определённых локальных участков, а не всего трубопровода. Поэтому для минимизации рисков возможного негативного влияния на экологию, самым оптимальным методом обеспечения безопасной эксплуатации является капитальный ремонт, который заключается в плановой замене участков линейной части, что в свою очередь несёт большие экономические затраты.

					<i>Обзор подходов к вопросу капитального ремонта магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
						33
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таким образом минимизация затрат на проведение капитального ремонта трубопроводов осуществляется при рациональном планировании, опираясь на данные технической диагностики, что также положительно сказывается на снижении экономических затрат.

Одними из важнейших задач оптимизации планирования капитального ремонта является минимизация ресурсных параметров, для решения поставленных задач применяется ЭВМ, с использованием определённых алгоритмов. Имеются следующие методы оптимизации:

- теория расписаний
- линейное (не линейное) программирование;
- динамическое программирование;
- методика перебора вариантов.

В дальнейшем при накоплении опыта эксплуатации магистральных нефтепроводов, старения парка и увеличения количества аварийных ситуаций, наиболее приоритетной задачей стала разработка модели приоритизации, которая позволила бы наиболее рационально подойти к вопросу планирования и замены участков при проведении капитальных ремонтов.

На текущий момент проведение капитальных ремонтов производится на основании обработки полученных данных, полученных посредством проводимых обследований методом внутритрубной диагностики. Данные внутритрубной диагностики позволяют классифицировать обнаруженные дефекты, определить степень опасности и определить приоритетность замены, что в свою очередь может минимизировать экономические затраты.

Наиболее оптимальным подходом для капитального ремонта трубопроводов, является модель, при которой распределение материальных ресурсов для устранения определённых типов дефектов происходит при строгом распределении исходя из суммы выделенных средств [3].

					<i>Обзор подходов к вопросу капитального ремонта магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
						34
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Для постановки задачи, в первую очередь необходимо определить зоны локального скопления высокой концентрации дефектов на протяжении всего участка трубопровода.

Для решения поставленной задачи используется первая группа методов, при которой распределение дефектов отражено графически в виде гистограмм или функции плотности дефектов в определённых зонах трубопровода. Важным критерием служит характер распределения дефектов. Полученные данные можно использовать в дальнейшем при планировании ремонтных работ, для размещения места проведения работ в зонах, имеющих большее количество дефектов, что также позволит минимизировать экономические затраты.

Вторая группа методов основывается на статистическом анализе распределения дефектов. Данная методика показывает свою эффективность в связи с тем, что распределение дефектов соотносится к определённым группам, однако данная методика имеет невысокую точность и требует проведения сложных расчётов, к тому же некоторые дефекты распределены по нефтепроводу как единичные факторы и их распределение возможно не соответствует статистическим функциям.

На основе вышеописанного, в настоящее время разработка методов обоснования проведения работ по капитальному ремонту трубопроводов на текущий момент не теряет своей актуальности.

					<i>Обзор подходов к вопросу капитального ремонта магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
						35
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2. Факторы, влияющие на протяженность и очередность замены участков магистрального нефтепровода

Каждая трубопроводная система, создаваемая в реальных условиях, неминуемо испытывает изменения, связанные с накоплением дефектов, что приводит к снижению надежности. Основная причина дефекта – несоответствие рабочего параметра от нормативного значения задаваемого, как правило, обоснованным допуском. Так как дефект, не выявленный при строительстве, является возможным источником отказа, а возможность отказа зависит от, условий изменения дефекта при эксплуатации и от размера дефекта то можно считать, что любой дефект определяет возможность аварии, приводящей к разрушению [13].



Рисунок 2.1. – Классификация дефектов [14]

При оценке влияния дефекта на работоспособность трубопровода необходимо учитывать условия работы дефекта, его характер и другие

					<i>Планирование и организация работ по замене линейной части магистрального нефтепровода на основе показателей приоритетности замены трцы</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Гордеева ДА			Факторы, влияющие на протяженность и очередность замены участков МН	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					36	120
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ91		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

факторы. При оценке влияния дефекта на работу металла труб необходимо учитывать режим эксплуатации, физико-химические свойства продукта, уровень напряжений, возможность и характер перегрузок, степень концентрации напряжений и т. д.

2.1 Анализ факторов, оказывающих влияние на техническое состояние магистральных нефтепроводов

В методике расчета протяженности и очередности замены участков МН проводится с учетом всех факторов, оказывающих влияние на техническое состояние МН, а именно:

- а. наличие и скорость роста коррозионных повреждений;
- б. состояние ЭХЗ;
- в. наличие выявленных дефектов
- г. наличие подкладных колец и ранее установленных ремонтных конструкций
- д. замена изоляции
- е. наличие подводных переходов, переходов через железные и автомобильные дороги
- ж. нагруженность участков МН внутренним давлением
- з. сроки эксплуатации участков
- и. нагруженность участков относительно проектных значений перекачки
- к. приоритетность направления перекачки

2.1.1 Коррозионное состояние участков МН

Коррозионное состояние оказывает большое влияние на надежность, об этом свидетельствует нарушение изоляции коррозионно-активной внешней среде, нарушения в работе ЭХЗ, нарушения целостности МН.

					Факторы, влияющие на протяженность и очередность замены участков МН	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Развитие коррозионных дефектов приводит к снижению прочности и долговечности нефтепровода в эксплуатации, поэтому фактор коррозионного состояния является одним из наиболее значимых в общей оценке показателя приоритетности замены.

Виды коррозионного происхождения представлены в рисунок 2.2.

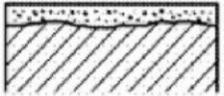
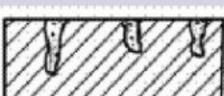
Равномерная коррозия распространяется равномерно по поверхности трубы		
Неравномерная коррозия распространяется по поверхности металла с различной скоростью	Коррозия пятнами. Ø поражения > глубина	
	Коррозия язвами. Ø поражения ≈ глубина	
	Питтинговая коррозия. Ø поражения < глубина	
	Сквозная коррозия	

Рисунок 2.2 – Виды коррозионного повреждения [15]

Точный механизм возникновения стресс-коррозионного растрескивания и его роста все еще является предметом проводимых исследований.

Стресс-коррозионное растрескивание обычно обнаруживается в основном материале на внешней поверхности трубы и имеет, как и усталостные трещины, продольную ориентацию.

Факторы влияющие на скорость роста коррозионных повреждений. Основными условиями являются эффективная работа ЭХЗ и целостность антикоррозионного покрытия (АКП) (изоляции) труб.

Работу ЭХЗ определяют показатели:

- удельное сопротивление грунта (ГОСТ 9.602);
- наличие опасного влияния блуждающих токов;

- состояние АКП;
- отнесение участка МН к ВКО, ПКО, КОУ.

Согласно положениям ГОСТ Р 51164–98 магистральные трубопроводы подлежат пассивной и активной защите. Пассивная защита трубопроводов осуществляется применением различного рода изоляционных покрытий толщиной (по современным стандартам) около 3 мм. Для защиты металлической поверхности от коррозии в дефектах покрытия применяется электрохимическая защита (ЭХЗ). Поскольку коррозия стальных материалов в грунте протекает по электрохимическому механизму, ее скорость зависит от электродного потенциала металла. При этом для трубопроводов, проложенных подземно, применяются два вида защиты – протекторная и катодная. Протекторная защита осуществляется с помощью тока гальванической пары, образованной двумя различными металлами (сплавами). Для защиты стального трубопровода обычно применяют протекторы (жертвенные аноды) из магниевых сплавов. При этом протекторная защита используется либо в качестве временной, либо для защиты объектов небольшой протяженности. В основном на практике применяются катодная защита, когда в качестве жертвенного анода выступает электрод-заземлитель, заложенный в землю недалеко от трубопровода. Для того чтобы подобный заземлитель работал анодом, а труба – катодом, в системе электрохимической защиты используют внешний источник постоянного тока. При этом в принципе безразлично, из какого материала выполнен анод, важно лишь, чтобы между ним и трубопроводом протекал электрический ток, и он сдвигал бы потенциал трубопровода в отрицательную сторону [14].

					Факторы, влияющие на протяженность и очередность замены участков МН	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рисунок 2.3 – Схема электрохимической защиты трубопровода [14]

Напомним, что основное положение электрохимической защиты заключается в необходимости поддерживать величину поляризационного потенциала трубопровода в диапазоне от $-0,85$ до $-1,15$ в процессе эксплуатации на всех его участках. Расстояние между станциями катодной защиты рассчитывается в зависимости от электропроводности грунта.

ЭХЗ осуществляется принудительной катодной поляризацией, при которой МН сообщают отрицательный электрический потенциал, затрудняющей окисление металла.

Для оценки коррозионной агрессивности грунта по отношению к стальной трубе определяют удельное электрическое сопротивление грунта, измеренное в полевых и лабораторных условиях. Согласно ГОСТ 9.602 и РД-29.200.00-КТН-206-12 коррозионная агрессивность грунта по отношению к углеродистой и низколегированной стали считается:

- высокой при удельном электрическом сопротивлении грунта менее $20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;
- средней при удельном электрическом сопротивлении грунта от 20 до $50 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;
- низкой при удельном электрическом сопротивлении грунта свыше $50 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;

Значительное влияние на условия эксплуатации и срок службы подземных металлических сооружений оказывают блуждающие постоянные токи, источником которых являются рельсовый электрифицированный транспорт, переменные токи промышленной частоты.

					Факторы, влияющие на протяженность и очередность замены участков МН	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оценку опасного действия проводят в соответствии с РД-29.200.00-КТН-206-12.

Защиту сооружений от опасного влияния постоянных блуждающих токов осуществляют так, чтобы обеспечивалось отсутствие на сооружении анодных и знакопеременных зон. Допускается суммарная продолжительность положительных смещений потенциала относительно стационарного потенциала не более 4 мин в сутки.

Одним из факторов защиты МН является целостность антикоррозионного покрытия труб.

Дефекты изоляции снижают результативность комплексной защиты трубопроводов от коррозии и, следовательно, снижается коррозионная стойкость стенки труб (рис. 2.4). В результате повышается поток преждевременных отказов трубопровода, который может быть уменьшен за счет своевременного выявления и устранения дефектов.



Рисунок 2.4 – Нарушение изоляционного покрытия [36]

Эффективность АКП оценивается плотностью защитного катодного тока, который должен уменьшат ток анода коррозионной гальванопары. Величина плотности защитного тока, распределенного по внешней поверхности МН, зависит от удельного сопротивления и наличия дефектов АКП. Согласно ГОСТ 9.602 и РД-29.200.00-КТН-206-12 коррозионная активность по отношению к углеродистой и низколегированной стали считается:

					Факторы, влияющие на протяженность и очередность замены участков МН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

- высокой при плотности катодного тока свыше 0,2 А/м²;
- средней при плотности катодного тока от 0,05 до 0,2 А/м²;
- низкой при плотности катодного тока до 0,05 А/м²;

По результатам коррозионного обследования участки МН ранжируются по степени коррозионной опасности на высоко коррозионно-опасные участки (ВКО), повышенно коррозионно-опасные участки (ПКО), коррозионно-опасные участки (КОУ) и прочие участки.

2.1.2 Факторы дефектности участков МН

А) наличие трубных секций, изготовленных из марок сталей, имеющих повышенную склонность к трещинообразованию.

К таким маркам отнесены 10Г2С, 10Г2СД, 14ГС, 14ХГС, 14ГН, 15ГН, 15Г2С, 16ГН, 18Г2, 19Г, 19ГС, Ц, 16Г2У, 09Г2С, 13ГС. Данные марки сталей определены на основании имеющегося научно-технического задела ПАО «АК»Траснефть» в области исследований механических свойств трубных сталей и сварных соединений за последние 20 лет.

Значения показателей склонности к трещинообразованию для марок стали получены на основе результатов расчета долговечности условно бездефектных труб.

Величина показателя склонности к трещинообразованию $Q_{мс}$ меняется от 0 до 1 по линейной зависимости (таблица 2.2) в интервале значений долговечности условно бездефектных труб от 10000 до наименьшего значения долговечности – 1813 циклов.

					Факторы, влияющие на протяженность и очередность замены участков МН	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 2.1 – Показатели склонности к трещинообразованию $Q_{мс}$ для марок сталей [21]

№ п/п	Марка стали	Показатель склонности к трещинообразованию $Q_{мс}$
1	15Г2С	1,00
2	19Г, 19ГС, 19ГФ	1,00
3	16Г2У	1,00
4	14ХГС (14ГС)	1,00
5	13ГС	0,99
6	09Г2С	0,92
7	14ГН	0,90
8	МК (10Г2С, 10Г2СД)	0,84
9	«Ц» (18Г2)	0,55
10	15ГН, 16ГН	0,42

Показатель влияния качества сталей, определяется отношением протяженности трубных секций, изготовленных из вышеуказанных сталей, к общей протяженности трубных секций на участке замены с учетом значения показателя склонности к трещинообразованию.

Б) наличие дефектов с предельным сроком устранения до 1 года

Предельные сроки устранения рассчитываются в соответствии с РД-23-040.00-КТН-115-11.

В) наличие дефектов с предельным сроком устранения от 2 до 6 лет

Предельные сроки устранения рассчитываются с РД-23.040.00-КТН-115-11.

Г) наличие участков, построенных с применением подкладных колец

Подкладные кольца облегчают сборку труб под сварку, но обуславливают снижение надежности работы трубопроводов в эксплуатации, так как выточка внутри трубы под кольцо (в целях уменьшения сопротивления движению рабочей жидкости) создает подрез трубы в зоне сварного соединения и концентрацию напряжений.

					Факторы, влияющие на протяженность и очередность замены участков МН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Такие кольца не позволяют проводить ВТД участка МН из-за повреждений измерительной системы ВИП, кроме того, под кольцами невозможно выявление дефектов в поперечных сварных швах.

Д) наличие ремонтных конструкций

Замена участков МН, имеющих в своем составе значительное количество ремонтных конструкций (муфт, патрубков), обеспечивает приведение МН в нормативное состояние без наличия на поверхности трубы дополнительных конструктивных элементов. Дальнейшая эксплуатация участка МН с большим количеством ремонтных конструкций и проведение новых выборочных ремонтов могут оказаться экономически неэффективными по сравнению с заменой участка. Кроме того, ремонтные конструкции требуют проведения дополнительных мероприятий по их обследованию.

Е) наличие ранее проведенного капитального ремонта с заменой АКП.

При широко применявшемся ранее капитальном ремонте МН с заменой АКП существует вероятность нанесения оборудованием или транспортными средствами механических повреждений МН типа «риска», которые впоследствии могут привести к возникновению в теле трубы трещин, растущих под влиянием циклического внутреннего давления. С целью учета данного фактора вводится показатель проведения наличия замены АКП.

2.1.3 Факторы, определяющие условия эксплуатации МН

а) Внутренне давление является основной нагрузкой, действующей на МН, и главным фактором, учитываемым при расчете прочности и долговечности выявленных дефектов. В связи с этим, на высоконагруженных участках МН более высокая вероятность возникновения и уровень последствий нештатных ситуаций.

б) Наличие подводных переходов и малых водотоков, имеющих отклонения от нормативных требований.

					Факторы, влияющие на протяженность и очередность замены участков МН	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В соответствии с ОР-75.200.00-КТН-088-12 для замены переходов МН через водные преграды и малые водотоки устанавливаются следующие критерии:

- несоответствие фактической толщины стенки нефтепровода подводного перехода МН в русловой и пойменной части расчётной толщине, определенной по СНиП 2.05.06-85* для категории В;
- наличие провисов и оголений нефтепровода в русловой части перехода, уложенного выше профиля предельного размыва, устранение которых невозможно без замены перехода;
- недостаточное заглубление нефтепровода, которое приводит к образованию оголений и провисов;
- наличие дефектов МН, которые не могут быть устранены выборочным ремонтом и отремонтированы временными методами ремонта по техническим причинам, а также устранение которых выборочным методом экономически нецелесообразно;
- наличие переходов МН через железные и автомобильные дороги, имеющих отклонения от нормативных требований

в) Наличие переходов через железные и автомобильные дороги, имеющих отклонения от нормативных требований. Для замены участка устанавливаются следующие критерии:

- отсутствие защитного кожуха МН;
- ненормативная конструкция и параметры защитного кожуха МН, исправление которых нельзя провести без замены перехода МН (СНиП 2.05.06-85* пункты 6.31-6.33, 6.35-6.37);
- наличие дефектов защитного кожуха (просвет менее 200 мм, касания кожуха МН, сужения, обвала стенки к МН не допускается);
- недостаточное заглубление нефтепровода;
- наличие дефектов, которые не могут быть устранены выборочным ремонтом или отремонтированы временными методами

					Факторы, влияющие на протяженность и очередность замены участков МН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

ремонта по техническим причинам.

г) наличие сооружений сторонних организаций с нарушениями минимально допустимых расстояний и охранных зон МН

В соответствии со СНиП 2.05.06-85* раздел 3 при выявлении участков, подлежащих замене, следует учитывать нарушения минимально допустимых расстояний между осью МН и зданиями сторонних организаций, особенно при нахождении их в охранных зонах МН. Допустимые расстояния зависят от диаметра МН и типа здания, располагающих вблизи МН.

д) срок эксплуатации трубных секций МН

Чем дольше срок эксплуатации трубных секций, тем при прочих равных условиях, существует большая вероятность как возникновения дефектов различной физической природы, так и их развития вплоть до необходимости их срочного ремонта. Степень взаимодействия коррозионных и антропогенных факторов также пропорциональна временному промежутку эксплуатации трубной секции.

Количественная оценка данного фактора – промежуток времени, прошедший с даты установки трубной секции до первого дня года, для которого производится расчёт очередности замен.

е) условия эксплуатации участка МН по географическим и инженерно-геологическим характеристикам трассы МН

Условия эксплуатации участка МН, включая географическую и инженерно-геологическую характеристику трассы МН, влияют на нефтепровод с точки зрения его напряженно-деформированного состояния. Основным параметром, определяющим НДС участка МН, является его изгиб, характеризующийся радиусом упругого изгиба.

Показатель кривизны Q_R трубной секции меняется в интервале от 0 до 1 в зависимости от величины радиуса упругого изгиба R . При значении радиуса изгиба, равном и более $1000 D_n$, соответствующего минимальному допустимому радиусу изгиба по СНиП III-42-80*, равен 0. При значении радиуса изгиба, равном и менее $300 D_n$, равен 1.

					Факторы, влияющие на протяженность и очередность замены участков МН	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В интервале значений радиуса изгиба от $1000 D_n$ до $300D_n$ показатель кривизны упругого изгиба Q_R трубной секции меняется от 0 до 1 линейно. Зависимость показателя упругого изгиба от величины радиуса изгиба трубной секции приведена на рисунке 2.5.

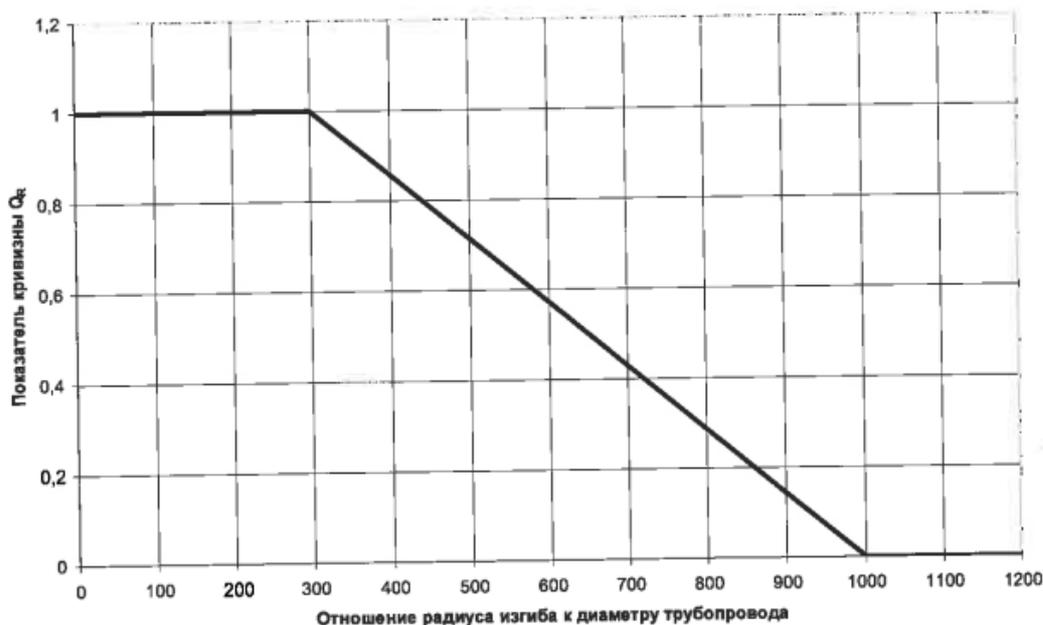


Рисунок 2.5 – Зависимость показателя кривизны упругого изгиба Q_R от величины радиуса изгиба трубной секции [21]

ж) загрузка технологического участка МН

Большая загруженность обеспечивается большими давлениями и соответственно увеличенными нагрузками на стенку трубы, близкими к максимальным проектным. Количественная оценка данного фактора – объем перекачанной нефти в год, деленный на максимально возможный объем нефти, который нефтепровод может перекачать по своим техническим возможностям.

з) приоритетность направлений поставки нефти.

К МН, обеспечивающим поставку нефти на экспорт, снабжение стратегически важных промышленных районов России, необходимо повышенное внимание с точки зрения обеспечения их надежности. Приоритетными нефтепроводами приняты нефтепроводы, входящие в технологические коридоры.

					Факторы, влияющие на протяженность и очередность замены участков МН	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.2 Учет факторов при расчете замен

Указанные факторы имеют различную степень влияния на общую оценку приоритетности замен. Наиболее значимыми факторами являются факторы коррозионного состояния нефтепровода и факторы, определяющие скорость коррозии. Это связано с большим количеством коррозионных дефектов (более 70% от общего числа дефектов на МН), и тем, что коррозионные дефекты могут расти, ухудшая техническое состояние МН.

Также высокую значимость имеют факторы качества сталей и наличия дефектов. Выборочные ремонты дефектов сопряжены с опасностью нанесения новых, в том числе наиболее опасных дефектов – вмятин с рисками. Поэтому методика определения замен участков должна обеспечивать уменьшение количества выборочных ремонтов путем включения максимального количества дефектов, требующих ремонта, в участки замен.

Все факторы распределяются на две группы: группа коррозионных факторов и группа факторов, учитывающая общее техническое состояние трубы и условий ее эксплуатации.

В пределах групп значения оценки каждого фактора должны нормироваться (приводиться к безразмерной относительной величине) и суммироваться в общую нормированную оценку группы факторов с учетом заданных коэффициентов влияния.

Суммирование оценок групп и определение общего показателя приоритетности замены должно производиться по правилам суммирования вероятности (определение вероятности наступления одного из двух событий) Это обеспечит включение в перечень замен всех участков, имеющих высокую оценку какой-либо одной группы факторов.

После проведения расчетов распределения общего показателя приоритетности замены определяется значение показателя замены, выше которого участка МН вносятся в списки под замену труб.

					<i>Факторы, влияющие на протяженность и очередность замены участков МН</i>	<i>Лист</i>
						48
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3. Расчетная часть

3.1 Проведение расчетов очередности замены участков линейной части магистрального нефтепровода

3.1.1 Алгоритм методики расчета замены участков

Расчеты будут проводиться с помощью методики, представленной в РД-23.040.00-КТН-136-13.

Определение протяженности и очередности замены участков линейной части магистральных трубопроводов производят следующим образом:

Участки МН условно разделяют по длине МН на диапазоны протяженностью 200 м с округлением до целых секций в большую сторону. Для каждого j-го диапазона вычисляются показатели отдельных факторов.

Определение значений показателей от различных факторов:

P_{1j} – прогнозируемое значение относительного объема вынесенного металла на трубной секции по данным ВИП WM и MFL, % в год:

$$P_{1j} = \frac{1}{L_j} \sum_{m=1}^{M_j} (U_{gjmWM} + U_{gjmMFL}) L_{jm}, \quad (1)$$

где U_{gjmWM} – прогнозируемый на начало первого года замены относительный объем коррозии по данным WM на m-ой секции j-ого диапазона, %;

U_{gjmMFL} – прогнозируемый на начало первого года замены относительный объем коррозии по данным MFL на m-ой секции j-ого диапазона, %;

L_j – длина j-ого диапазона, м;

L_{jm} – длина m-ой секции j-ого диапазона, м;

M_j – количество трубных секций j-ом диапазоне, шт.

P_{2j} – максимальное на j-ом диапазоне значение скорости роста относительного объема вынесенного металла на трубной секции, % в год:

Планирование и организация работ по замене линейной части магистрального нефтепровода на основе показателей приоритетности замены трубы								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Гордеева Д.А.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					49	120
Консульт.								
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						
						НИ ТПУ гр. 2БМ91		

$$P_{2j} = \max(Z_{jmWM} + Z_{jmMFL}), \quad (2)$$

где Z_{jmWM} – скорость роста относительного объема коррозии по данным WM на m -ой секции j -ого диапазона, %/год;

Z_{jmMFL} – скорость роста относительного объема коррозии по данным MFL на m -ой секции j -ого диапазона, %/год;

j – порядковый номер диапазона;

m – порядковый номер секции.

P_{3j} – среднее на j -ом диапазоне значение отношения сопротивления грунта при высокой коррозионной агрессивности в соответствии с ГОСТ 9.602 к удельному сопротивлению грунта, относительные единицы в диапазоне от 0 до 1:

$$P_{3j} = \frac{R_{г,ва}}{L_j} \sum_{m=1}^{M_j} \frac{L_{jm}}{R_{гjm}}, \quad (3)$$

где $R_{г,ва}$ – 20 Ом·м – значение сопротивления грунта при высокой коррозионной агрессивности в соответствии с ГОСТ 9.602;

$R_{гjm}$ – удельное сопротивление m -ой секции j -ого диапазона, Ом·м.

P_{4j} – среднее на j -ом диапазоне значение показателя наличия блуждающих токов, относительные единицы в диапазоне от 0 до 1:

$$P_{4j} = \frac{1}{L_j} \sum_{m=1}^{M_j} L_{jm} I_{jm}, \quad (4)$$

где I_{jm} – показатель наличия блуждающих токов m -ой секции j -ого диапазона (принимается равным 1 при наличии опасного влияния блуждающих токов и 0 – при его отсутствии на m -ой секции j -ого диапазона.

P_{5j} – среднее на j -ом диапазоне отношение фактического значения плотности защитного тока СКЗ на m -ой секции j -ого диапазона к плотности защитного тока, соответствующей высокой коррозионной активности, относительные единицы:

$$P_{5j} = \frac{1}{L_j} \sum_{m=1}^{M_j} L_{jm} Q_{jm}, \quad (5)$$

					Расчетная часть	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где Q_{jm} – отношение фактического значения плотности защитного тока СКЗ на m -ой секции j -ого диапазона к плотности защитного тока, соответствующей высокой коррозионной активности.

P_{6j} – среднее на j -ом диапазоне значение показателя принадлежности участка МН к ВКО, ПКО, КОУ:

$$P_{6j} = \frac{1}{L_j} \sum_{m=1}^{M_j} L_{jm} Q_{ко,jm}, \quad (6)$$

где $Q_{ко,jm}$ – значение, учитывающее принадлежность m -ой секции j -ого диапазона к ВКО, ПКО, КОУ;

$Q_{ко,jm} = 1$, если трубная секция относится принадлежит к ВКО;

$Q_{ко,jm} = 0,64$, если трубная секция относится принадлежит к ПКО;

$Q_{ко,jm} = 0,28$, если трубная секция относится принадлежит к КОУ;

$Q_{ко,jm} = 0$, если трубная секция относится не принадлежит к ВКО, ПКО, КОУ.

P_{7j} – среднее на j -ом диапазоне значение показателя наличия трубных секций, изготовленных из марок сталей, имеющих повышенную склонность к трещинообразованию, относительные единицы в диапазоне от 0 до 1:

$$P_{7j} = \frac{1}{L_j} \sum_{m=1}^{M_j} L_{jm} Q_{мсjm}, \quad (7)$$

где $Q_{мсjm}$ – показатель склонности к трещинообразованию марки стали m -ой секции j -ого диапазона, определяемый по таблице 2.2.

P_{8j} – среднее на j -ом диапазоне значение плотности количества выявленных дефектов с предельным сроком устранения до 1 года, начиная от начала года, в котором будет производиться замена трубы, шт/км:

$$P_{8j} = \frac{N_{д1,j}}{L_j}, \quad (8)$$

где $N_{д1,j}$ – количество на j -ом диапазоне выявленных дефектов трубы и сварных швов с предельным сроком устранения до 1 года, начиная от начала года, в котором будет производиться замена трубы.

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

P_{9j} – среднее на j -ом диапазоне значение плотности количества выявленных дефектов с предельным сроком устранения от 2 до 6 лет, начиная от начала года, в котором будет производиться замена трубы, шт/км:

$$P_{9j} = \frac{N_{д6,j}}{L_j}, \quad (9)$$

где $N_{д6,j}$ – количество на j -ом диапазоне выявленных дефектов трубы и сварных швов с предельным сроком устранения от 2 до 6 лет, начиная от начала года, в котором будет производиться замена трубы.

P_{10j} – среднее на j -ом диапазоне значение плотности количества установленных ремонтных конструкций, шт/км:

$$P_{10j} = \frac{N_{рк,j}}{L_j}, \quad (10)$$

где $N_{рк,j}$ – количество на j -ом диапазоне установленных ремонтных конструкций.

P_{11j} – среднее на j -ом диапазоне значение плотности количества подкладных колец, шт/км:

$$P_{11j} = \frac{N_{пк,j}}{L_j}, \quad (11)$$

где $N_{пк,j}$ – количество на j -ом диапазоне выявленных подкладных колец.

P_{12j} – среднее на j -ом диапазоне значение отношения проектного давления к максимальному проектному давлению по СНиП 2.05.06-85*, относительные единицы в диапазоне от 0 до 1:

$$P_{12j} = \frac{1}{L_j} \sum_{m=1}^{M_j} \frac{P_{jm} \cdot \mu_{факт\ j,m} \cdot L_{jm}}{P_{норм\ j,m} \cdot \mu_{СНиП\ j,m}}, \quad (12)$$

где P_{jm} – проектное давление в секции m , МПа;

$P_{норм\ j,m}$ – нормативное давление по СНиП 2.05.06-85* по фактическому коэффициенту условий работы в секции m , МПа;

$\mu_{факт\ j,m}$ – фактический коэффициент условий работы для участка с трубой m ;

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

$\mu_{\text{СНиП } j,m}$ – коэффициент условий работы для участка с трубой m , требуемый по СНиП 2.05.06-85* и принимаемый равным:

$\mu = 0,6$ для участка категории В,

$\mu = 0,75$ для участка I, II категорий,

$\mu = 0,9$ для участка III, IV категорий.

P_{13j} – показатель наличия на j -ом диапазоне подводных переходов и малых водотоков, имеющих отклонения от нормативных требований, относительные единицы в диапазоне от 0 до 1:

$$P_{13j} = \frac{L_{\text{пп},j}}{L_j}, \quad (13)$$

где $L_{\text{пп},j}$ – суммарная длина трубных секций на j -ом диапазоне, на которых находится переход, имеющий отклонения от нормативных требований, м.

P_{14j} – показатель наличия на j -ом диапазоне переходов через железные и автомобильные дороги, имеющих отклонения от нормативных требований, относительные единицы в диапазоне от 0 до 1:

$$P_{14j} = \frac{L_{\text{дор},j}}{L_j}, \quad (14)$$

где $L_{\text{дор},j}$ – суммарная длина трубных секций на j -ом диапазоне, на которых находится автомобильная или железная дорога, имеющая отклонения от нормативных требований, м.

P_{15j} – показатель наличия на j -ом диапазоне сооружений сторонних организаций с нарушениями минимально-допустимых расстояний и охранных зон МН, относительные единицы в диапазоне от 0 до 1:

$$P_{15j} = \frac{L_{\text{мс},j}}{L_j}, \quad (15)$$

где $L_{\text{мс},j}$ – суммарная длина трубных секций на j -ом диапазоне, для которых определены нарушения минимально-допустимых расстояний и охранных зон, м.

P_{16j} – среднее на j -ом диапазоне значение срока эксплуатации трубных секций на начало года замены, год:

					Расчетная часть	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$P_{16j} = \frac{1}{L_j} \sum_{m=1}^{M_j} (T_g - T_{yjm}) L_{jm}, \quad (16)$$

где T_g – дата начала первого года периода, на который планируются замены, год;

T_{yjm} – дата установки m -ой трубной секции j -ого диапазона, год.

P_{17j} – среднее на j -ом диапазоне значение показателя упругого изгиба участка МН, относительные единицы в диапазоне от 0 до 1:

$$P_{17j} = \frac{1}{L_j} \sum_{m=1}^{M_j} Q_{Rjm} L_{jm}, \quad (17)$$

где Q_{Rjm} – показатель кривизны упругого изгиба m -ой трубной секции j -ого диапазона;

$$Q_{Rjm} = 1, \text{ если } R_{jm} \leq 300D_H;$$

$$Q_{Rjm} = 10/7 - R_{jm}/(700D_H), \text{ если } 300D_H \leq R_{jm} \leq 1000D_H;$$

$$Q_{Rjm} = 0, \text{ если } R_{jm} \geq 1000D_H;$$

R_{jm} – радиус упругого изгиба трубопровода на m -ой трубной секции j -ого диапазона, м.

P_{18j} – значение загрузки МН (отношение объема годовой перекачки к пропускной способности), относительные единицы в диапазоне от 0 до 1:

$$P_{18j} = Q_{загрj}, \quad (18)$$

где $Q_{загрj}$ – отношение объема годовой перекачки (млн. тонн/год) к пропускной способности МН для j -го диапазона.

P_{19j} – показатель приоритетности МН по направлению перекачки нефти, «1» для коридорных, «0» для прочих.

P_{20j} – показатель наличия ранее проведенного капитального ремонта с заменой АКП, относительные единицы в диапазоне от 0 до 1:

$$P_{20j} = \frac{L_{закп,j}}{L_j}, \quad (20)$$

где $L_{закп,j}$ – суммарная длина трубных секций на j -ом диапазоне, на которых ранее проводился капитальный ремонт с заменой АКП, м.

Далее определяется общий показатель приоритетности замены.

					Расчетная часть	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для показателей i , равных 1, 2, 8, 9, 10, 11, 16 рассчитываются средние значения и среднеквадратические отклонения по всем диапазонам на всех участках МН по формулам:

$$E_i = \frac{1}{C} \sum_{j=1}^C P_{ij}, \quad (21)$$

$$\sigma_i = \sqrt{\frac{1}{C} \sum_{j=1}^C (P_{ij} - E_i)^2}, \quad (22)$$

где E_i – среднее значение i -ого показателя;

σ_i – среднеквадратическое отклонение i -ого показателя;

P_{ij} – значение показателя P_i на j -ом диапазоне;

C – количество диапазонов на всех участках МН.

Для каждого показателя i , равных 1, 2, 8, 9, 10, 11, 16 выполняется нормированное значений по диапазонам:

$$N_{ij} = \frac{P_{ij}}{E_i + 3\sigma_i}, \quad (23)$$

Для показателей i , равных 3, 4, 5, 6, 7, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19, 20 выполняется условие:

$$N_{ij} = P_{ij} \quad (24)$$

Для каждого j -го диапазона рассчитываемого участка МН определяются суммарные показатели по отдельным группам факторов:

$$S_{\text{эxz},j} = \sum_{i=3,4,5,6} \alpha_i N_{ij}, \quad (25)$$

$$S_{\text{деф},j} = \sum_{i=7,8,9,10,11,20} \alpha_i N_{ij}, \quad (26)$$

$$S_{\text{уз},j} = \sum_{i=12,13,14,15,16,17,18,19} \alpha_i N_{ij}, \quad (27)$$

где $S_{\text{эxz},j}$ – суммарный показатель по группе факторов, определяющих объем и скорость роста коррозионных повреждений на j -ом диапазоне;

$S_{\text{деф},j}$ – суммарный показатель по группе факторов дефектности j -го диапазона;

$S_{\text{уз},j}$ – суммарный показатель по группе факторов условий эксплуатации j -го диапазона;

α_i – коэффициент влияния i -ого фактора внутри отдельной группы факторов.

Все коэффициенты влияния определялись методом экспертных оценок.

Для каждого j -го диапазона рассчитываемого участка МН определяются сводные показатели по коррозионному и техническому состоянию МН:

$$F_{кор,j} = \beta_1 N_{1j} + \beta_2 N_{2j} + \beta_{эxz} S_{эxzj}, \quad (28)$$

$$F_{тс,j} = \beta_{деф} S_{дефj} + \beta_{уэ} S_{уэj}, \quad (29)$$

где $F_{кор,j}$ – сводный показатель всех коррозионных факторов на j -ом диапазоне;

$F_{тс,j}$ – сводный показатель всех факторов технического состояния на j -го диапазона;

β_i – коэффициент влияния i -ого фактора внутри отдельной группы факторов.

Все коэффициенты влияния определялись методом экспертных оценок.

Сводные показатели $F_{кор,j}$ и $F_{тс,j}$ приводятся соответственно к нормированным показателям $N_{кор,j}$ и $N_{тс,j}$ в пределах от 0 до 1.

Если $F_{кор,j} \leq 1$, то $N_{кор,j} = F_{кор,j}$; если $F_{кор,j} > 1$, то $N_{кор,j} = 1$.

Если $F_{тс,j} \leq 1$, то $N_{тс,j} = F_{тс,j}$; если $F_{тс,j} > 1$, то $N_{тс,j} = 1$.

Для каждого диапазона выполняется суммирование вероятностей и определение значений общего показателя приоритетности замены трубы на j -ом диапазоне:

$$K_j = N_{кор,j} + N_{тс,j} - N_{кор,j} N_{тс,j}, \quad (30)$$

Все значения K_j изменяются в пределах от 0 до 1. Совокупность всех значений отсортированных по убыванию величины K_j , определяет очерёдность участков замены трубы. Чем ближе величина K_j к 1, тем раньше должны быть проведены замены трубных секций на данном j -ом диапазоне по сравнению с другими диапазонами.

					Расчетная часть	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.1.2 Исходные данные для расчета показателей приоритетности замен трубы

Для проведения расчетов объектом исследования был магистральный нефтепровод с краткими характеристиками приведенными в таблице 3.1. Исходные данные трубопровода взяты из отчета по оценке технического состояния нефтепровода по результатам внутритрубной диагностики.

Таблица 3.1 - Краткая характеристика и назначение [35]

Наименование трубопровода	Магистральный нефтепровод ПК 0+00,00 – ПК 153+00,00
Диаметр трубопровода	720 мм
Протяженность диагностируемого участка трубопровода, согласно данным проектной и исполнительной документации	15,300 км
Толщина стенки трубопровода	10 мм
Марка стали	09Г2С
Год ввода в эксплуатацию	1995
Транспортируемая среда	Нефть
Проектное/рабочее давление	4,0 МПа/4,0 МПа
Рабочая температура	+60°C
Способ прокладки	Подземный

По результатам внутритрубной диагностики, проведенной профилемером и магнитным дефектоскопом MFL, на обследуемом участке трубопровода обнаружено 20904 дефекта, из которых:

- 20764 потерь металла;
- 94 вмятины
- 1 гофра;
- 45 аномалий поперечных сварных швов.

Предремонтная классификация дефектов предусматривает выделение из общего числа особенностей трубопровода дефектов и недопустимых конструктивных элементов, подлежащих ремонту (дефекты ДПР).

При проведении предремонтной классификации выделялись дефекты и особенности трубопровода, параметры которых не соответствуют требованиям стандарта ASME B31.4 действующих в нефтяной и газовой промышленности руководящих и нормативных документов.

Ниже приведена сводная таблица классификации дефектов на трубопроводе в соответствии с положениями стандарта ASME B31.4.

Таблица 3.2 – Сводная таблица классификации дефектов на трубопроводе [35]

СВОДНАЯ ТАБЛИЦА КЛАССИФИКАЦИИ ДЕФЕКТОВ НА ТРУБОПРОВОДЕ



3.1.3 Технологические расчеты показателей приоритетности замены участков магистральных нефтепроводов

По выше указанным формулам был произведен расчет участка магистрального трубопровода «ПК 0+00,00 – ПК 153+00,00». На рисунке 3.1 предоставлены расчеты определения первичных показателей каждого отдельного фактора.

№	Наименование показателей	Первичные показатели				
		Расчетные		Нормированные		
1	Объем коррозии	P1j	$P_{1j} = \frac{1}{L_j} \sum_{m=1}^{M_j} (U_{gjmWH} + U_{gjmMFL}) L_{j,m}$	0,494	N1j	0,494
2	Скорость объема коррозии	P2j	$P_{2j} = \max(Z_{jmWH} + Z_{jmMFL})$	1,400	N2j	1,400
3	Сопротивление грунта	P3j	$P_{3j} = \frac{R_{грав}}{L_j} \sum_{m=1}^{M_j} \frac{L_{j,m}}{R_{гjm}}$	0,501	N3j	0,501
4	Блуждающие токи	P4j	$P_{4j} = \frac{1}{L_j} \sum_{m=1}^{M_j} L_{j,m} I_{j,m}$	0,000	N4j	0,000
5	Состояние АКП	P5j	$P_{5j} = \frac{1}{L_j} \sum_{m=1}^{M_j} L_{j,m} Q_{j,m}$	0,501	N5j	0,501
6	Принадлежность к опасным участкам	P6j	$P_{6j} = \frac{1}{L_j} \sum_{m=1}^{M_j} L_{j,m} Q_{ко,j,m}$	0,642	N6j	0,642
7	Стали, имеющие повышенную склонность к трещинообразованию	P7j	$P_{7j} = \frac{1}{L_j} \sum_{m=1}^{M_j} L_{j,m} Q_{неj,m}$	0,922	N7j	0,922
8	Дефекты со сроком устранения до 1 года	P8j	$P_{8j} = \frac{N_{8j}}{L_j}$	0,009	N8j	0,009
9	Дефекты со сроком устранения 2-6 лет	P9j	$P_{9j} = \frac{N_{9j}}{L_j}$	0,301	N9j	0,301
10	Ремонтные конструкции	P10j	$P_{10j} = \frac{N_{10j}}{L_j}$	0,784	N10j	0,784
11	Покладные кольца	P11j	$P_{11j} = \frac{N_{11j}}{L_j}$	0,000	N11j	0,000
12	Наличие замены изоляции	P20j	$P_{20j} = \frac{L_{защ,j}}{L_j}$	0,000	N20j	0,000
13	Подводные переходы с ненормативными параметрами	P13j	$P_{13j} = \frac{L_{пн,j}}{L_j}$	0,000	N13j	0,000
14	Переходы через железные и автомобильные дороги с ненормативными параметрами	P14j	$P_{14j} = \frac{L_{др,j}}{L_j}$	0,000	N14j	0,000
15	Строения с ненормативными расстояниями до МН	P15j	$P_{15j} = \frac{L_{ст,j}}{L_j}$	0,000	N15j	0,000
16	Возраст трубы	P16j	$P_{16j} = \frac{1}{L_j} \sum_{m=1}^{M_j} (T_g - T_{yjm}) L_{j,m}$	0,184	N16j	0,184
17	Радиус упругого изгиба	P17j	$P_{17j} = \frac{1}{L_j} \sum_{m=1}^{M_j} Q_{Rjm} L_{j,m}$	0,438	N17j	0,438
18	Загрузка МН	P18j	$P_{18j} = Q_{загрj}$	0,280	N18j	0,280
19	Приоритет перекачки	P19j	0 или 1	0,000	N19j	0,000
20	Давление в трубе	P12j	$P_{12j} = \frac{1}{L_j} \sum_{m=1}^{M_j} \frac{P_{j,m} \cdot Q_{фактj,m} \cdot L_{j,m}}{P_{нормj,m} \cdot Q_{нормj,m}}$	1,002	N12j	1,002

Рисунок 3.1 – Полученные значения первичных показателей отдельных факторов P_{ij}

Объединив факторы в отдельные группы, определяли средний показатель приоритетности j-ого диапазона участка (рис 3.2).

Суммарные показатели				Сводные показатели					Показатель приоритетности	
Коэффициенты влияния		Коэффициенты влияния		Расчетные	Нормированные		Показатель приоритетности			
-	-	N1j	0,494	β1	0,50	Fкорj		0,710	Nкорj	0,710
-	-	N2j	1,400	β2	0,25					
α3	0,20	Sэxэj	0,450	βэxэ	0,25					
α4	0,20									
α5	0,25									
α6	0,35									
α7	0,30	Sдефj	0,402	βдеф	0,60	Fггj	0,358	Nггj	0,358	
α8	0,20									
α9	0,15									
α10	0,10									
α11	0,10									
α20	0,15	Sуэj	0,291	βуэ	0,40					
α13	0,20									
α14	0,10									
α15	0,10									
α16	0,10									
α17	0,10									
α18	0,10									
α19	0,10									
α12	0,20									

Рисунок 3.2 – Расчеты j-ого диапазона участка

Далее определив для каждого j-ого диапазона значение показателя приоритетности, все участки замен ранжируются по значениям среднего показателя приоритетности замен с определением номера очередности по убыванию. Форма предоставления результатов расчета участков магистральных нефтепроводов, требующих замены представлена на рис. 3.3.

№	Участок МН	Дн, мм	Диапазон участка, j	Средний показатель приоритетности, Кj
1	ПК 0+00,00 - ПК 153+00,00	720	0-300	0,817
2			300-600	0,813
3			600-900	0,8
4			900-1200	0,798
5			1200-1500	0,955
6			1500-1800	0,966
7			1800-2100	0,954
8			2100-2400	0,96
9			2400-2700	0,594
10			2700-3000	0,554
11			3000-3300	0,577
12			3300-3600	0,592
13			3600-3900	0,58
14			13900-4200	0,415
15			4200-4500	0,427
16			4500-4800	0,446
17			4800-5100	0,432
18			5100-5400	0,71
19			5400-5700	0,716
20			5700-6000	0,711
21			6000-6300	0,701
22			6300-6600	0,585
23			6600-6900	0,544
24			6900-7200	0,561
25			7200-7500	0,572
26			7500-7800	0,58
27			7800-8100	0,474
28			8100-8400	0,479
29			8400-8700	0,469
30			8700-9000	0,599
31			9000-9300	0,6
32			9300-9600	0,601
33			9600-9900	0,607
34			9900-10200	0,605
35			10200-10500	0,487
36			10500-10800	0,503
37			10800-11100	0,499
38			11100-11400	0,501
39			11400-11700	0,533
40			11700-12000	0,546
41			12000-12300	0,546
42			12300-12600	0,542
43			12600-12900	0,532
44			12900-13200	0,549
45			13200-13500	0,514
46			13500-13800	0,523
47			13800-14100	0,519
48			14100-14400	0,502
49			14400-14700	0,528
50			14700-15000	0,527
51			15000-15300	0,529

Рисунок 3.3 – Средние показатели приоритетности участков магистральных нефтепроводов, требующих замены

По результатам нефтепровод «ПК 0+00,00 – ПК 153+00,00», не в полной мере соответствует требованиям промышленной безопасности и может быть применен при условии выполнения соответствующих рекомендаций и

мероприятий, после проведения которых сооружение будет соответствовать требованиям промышленной безопасности.

Планирование замены трубы на МН производится в соответствии с номерами очередности каждого участка. Чем меньше номер очередности участка замены, тем в более ранние сроки должна быть проведена замена. Объемы замен по каждому году должны определяться в соответствии с рассчитанной очередностью с учетом материальных, организационных и технических возможностей организаций, проводимых капитальный ремонт.

Дефекты, расположенные вне участков, подлежащих замене, устраняются выборочно в соответствии с предельными сроками эксплуатации, рассчитанным и в соответствии с РД-23.040.00-КТН-115-11.

По результатам нефтепровод «ПК 0+00,00 – ПК 153+00,00», не в полной мере соответствует требованиям промышленной безопасности и может быть применен при условии выполнения соответствующих рекомендаций и мероприятий, после проведения которых сооружение будет соответствовать требованиям промышленной безопасности.

3.1.4 Рекомендации по планированию ремонтно-восстановительных работ на магистральных нефтепроводах

Комплексные работы по восстановлению работоспособности участков магистрального трубопровода проводят в рамках замены участка, а капитальный ремонт осуществляет работы по выполнению соблюдения нормативных требований для дальнейшего функционирования системы трубопроводного транспорта.

Планирование протяженности и очередности замены участков магистральных трубопроводов проводится на основе системно-модельного подхода к прогнозированию технического состояния этих участков. Метод заключается в критериальной оценке рассматриваемых объектов, определении количественной оценки влияния какого-либо фактора на приоритетность замены участка. Показатели базируются на результатах непрерывного мониторинга их технического состояния средствами

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
						62
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

внутритрубной диагностики.

Стоит выделить следующие параметры функционала, оказывающих значительное влияние при определении приоритетности замены участков нефтепроводов, представлены на рис. 3.4:

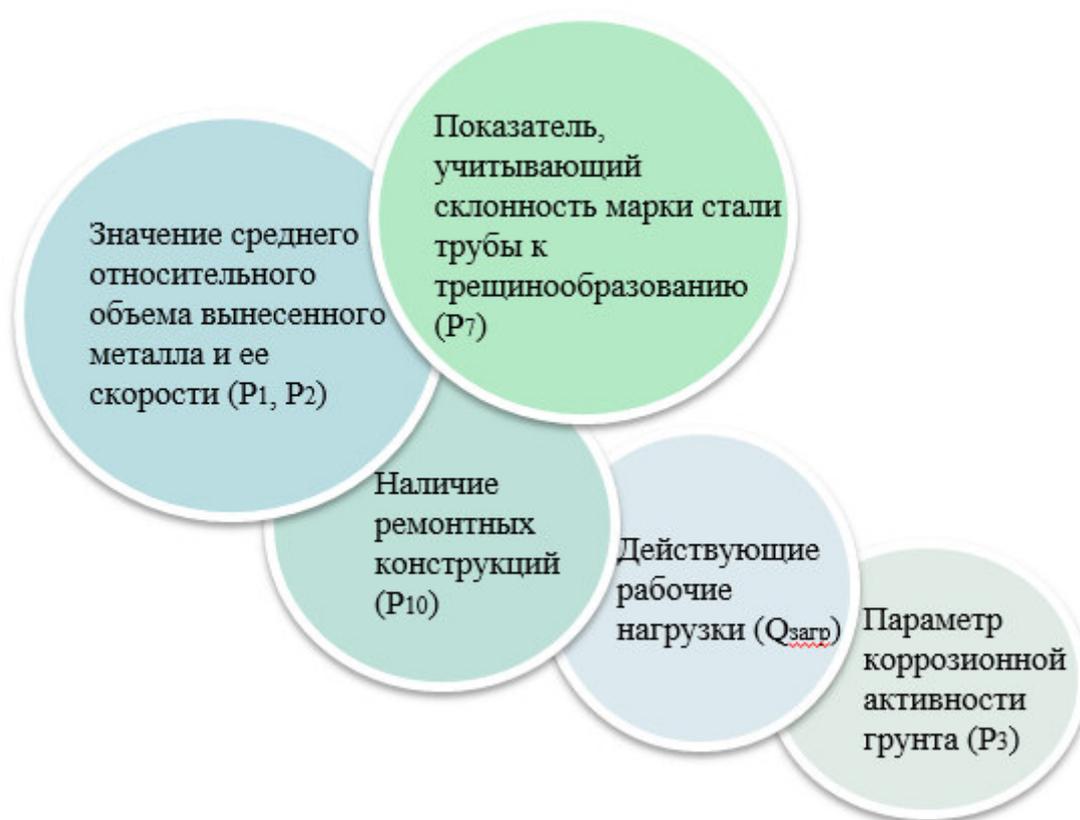


Рисунок 3.4 – Показатели, оказывающие значительное влияние при определении приоритетности замены трубы

Набор исходных данных, используемый в самой методической части, в значительной мере характеризует весь возможный спектр технологических нагрузок и внешних воздействий, которые при этом могут быть оценены в рамках эксплуатации МН.

Стоит отметить, что фактор фактически состоит из группы локальных дефектов, объединенных по общему признаку. Например, в рамках расчета методики, оценка дефектности упрощена, так как не учитываются дефекты некоррозионного типа (вмятины, гофры, дефекты сварных швов и т. д.), при которых выборочный ремонт может оказаться экономически нецелесообразным. Стоит отметить, что показатель принадлежности участка

					Расчетная часть	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

МН к классу коррозионно-опасного участка (Р₆) упрощен в данной методике расчетов. Структура определения опасных коррозионных участков достаточна сложна ввиду наличия множества факторов и их взаимного влияния, поэтому решения по оценке показателей потенциально опасных участков не могут быть приняты по одному единственному критерию.

К примеру, коррозионный дефект, не являясь опасным, с течением времени, оказываясь под постоянными вибрациями, может увеличиться в размерах, а нахождения в близости с подземными и надземными коммуникациями сторонних организаций, естественными и искусственными препятствиями может стать первоочередным претендентом на устранение в программе по замене участков.

Для дальнейшего развития подхода целесообразно расширить перечень учитываемых параметров дефектности и использовать весь набор технических данных трубопровода, полученных по результатам ВТД и наземных обследований, через показатели наработки до отказа в вероятностной постановке. В дальнейшем это даст оценку технического состояния не только отдельных участков трубопроводов, но и системы в целом, а также позволит анализировать возможности и экономическую оптимальность комплекса организационных и технических мероприятий, включая замену участков труб.

3.2 Обоснование выбора трубной продукции при замене участка

Анализируя рассмотренный выше подход, следует отметить, что во внимание взяли исследования свойств металла длительно эксплуатируемых труб и сварных соединений. Деформационное старение металла труб и ухудшение механических свойств металла труб, отработавших 20 и более лет, проявляются в отдельных участках трубопровода, содержащих концентраторы напряжений, которыми являются дефекты стенки труб или сварочных швов. После выявления и ликвидации дефектов трубопроводы можно длительно эксплуатировать. Так например на экспортном

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
						64
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

трубопроводе «Дружба» после проведения мероприятий по замене трубы общей протяженностью 21,3 км, возникали нештатные ситуации, связанные с проблемами металла труб.

Во время планирования и организации капитального ремонта, в части замены трубы возникает вопрос о выборе конкретной трубной продукции обеспечивающей минимальные затраты на проведение работ и эксплуатацию с выбором марки стали определенной прочностной характеристики. Выбор основывается исходя из факторов, включая рабочее давление трубопровода, климатические условия эксплуатации, температура транспортируемого продукта, коррозионной активности перекачиваемых сред и т.д.

Определение оптимального материального исполнения и антикоррозионной защиты трубопроводов путем сравнения совокупных стоимостей владения вариантов исполнения из различных сталей и различных способов антикоррозионной защиты с применением модели совокупной стоимости владения трубопроводами.

3.2.1 Сравнительная характеристика сталей

Для выбора трубной продукции были проанализированы варианты марок стали, различных классов прочности. Источником для подбора вариантов послужили марки сталей, распространенные на нефтяных объектах, стандарт труб завода-изготовителя, технические условия на трубную продукцию.

Сравнительная характеристика по прочностным показателям участка трубопровода будет проводиться по классу прочности в диапазоне от K42 до K56.

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
						65
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 3.3 - Характеристики сталей [22]

Класс прочности	Временное сопротивление разрыву (R_{m}), Н/мм ²	Предел текучести (R_{y1}), Н/мм ²
К42	415	290
К48	460	360
К50	490	390
К52	520	415
К56	535	450

При расчетах должны учитываться основные параметры: рабочее давление трубопровода, наружный диаметр трубы, минимальное значение временного сопротивления, соответствующее классу прочности стали, минимальный предел текучести, срок службы трубопровода, прибавка на коррозию (для труб без внутреннего покрытия).

Трубы изготавливают из углеродистой стали по ГОСТ 380-94 и ГОСТ 1050-88 с ограничением массовой доли углерода не более 0,24% и низколегированной стали в соответствии с требованиями по ГОСТ 20295-85 [22].

Таблица 3.4 – Требования по изготовлению труб [22]

Диаметр трубы, мм	Углеродистая сталь		Низколегированная сталь		
	Класс прочности				
	К38	К42	К50	К52	К56
От 530 до 820	-	-	+	+	+

Знаки «+» и «-» означают изготовление и не изготовление труб

Для расчета использована методика в СП 36.13330.2012 расчет трубопроводов на прочность и устойчивость.

Расчетную толщину стенки трубопровода по пределу прочности, следует определять по формуле:

$$\delta_1 = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)}, \quad (31)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке (по внутреннему давлению), 1,15;

P – рабочее давление, МПа;

D_H – наружный диаметр трубы, мм;

R_1 – расчетное сопротивление материала труб по прочности, МПа.

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}, \quad (32)$$

где m – коэффициент условий работы трубопровода, 0,825 (DN700 – II категория);

k_1 – коэффициенты надежности по материалу, 1,4;

k_H – коэффициенты надежности по ответственности трубопровода, 1,15;

$$R_1 = \frac{460 \cdot 0,825}{1,4 \cdot 1,1} = 246,4 \text{ Н/мм}^2;$$

$$\delta_1 = \frac{1,15 \cdot 4 \cdot 720}{2 \cdot (246,4 + 1,1 \cdot 4)} = 6,6 \text{ мм}$$

Расчетную толщину стенки трубопровода по пределу текучести, следует определять по формуле:

$$\delta_2 = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_2 + n \cdot p)}, \quad (33)$$

где R_2 – расчетное сопротивление материала труб по пределу текучести, МПа.

$$R_2 = \frac{R_2^H \cdot m}{k_2 \cdot k_H}, \quad (34)$$

где k_2 – коэффициенты надежности по материалу, 1,4;

$$R_2 = \frac{360 \cdot 0,825}{1,4 \cdot 1,1} = 192,8 \text{ Н/мм}^2;$$

$$\delta_2 = \frac{1,15 \cdot 4 \cdot 720}{2 \cdot (192,8 + 1,1 \cdot 4)} = 8,4 \text{ мм}$$

Расчетная толщина стенки трубы определяется как большее из двух значений:

					Расчетная часть	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\delta = \max\{\delta_1; \delta_2\}$$

Округление полученной толщины стенки ведется в большую сторону до ближайшего значения из сортамента изготавливаемых труб. Расчетные данные сведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Сводная таблица необходимых толщин стенки труб с диаметром 720 мм для сталей с классом прочности в диапазоне от К42 до К56.

Наружный диаметр, мм	720				
Класс прочности	К42	К48	К50	К52	К56
Расчетная толщина стенки, δ , мм	10,3	8,4	7,8	7,3	6,7
Принятая толщина стенки, $\delta_{пр}$, мм	11,0	9,0	8,0	8,0	7,0

В таблице 3.6, представлены данные металлоемкости 1м трубы, при толщине стенки, мм.

Таблица 3.6 – Расчет металлоемкости

Диаметр, мм Класс прочности	720	
	Толщина стенки	Теоретическая масса трубы, кг
К42	11	192,33
К48	9	157,81
К50	8	140,47
К52	8	140,47
К56	7	123,09

Расчет необходимой толщины стенки трубопроводов показал, что наибольшее значение толщины стенки соответствует наименьшему классу прочности.

3.2.2 Экономическое сравнение применения марок сталей

Удельная стоимость трубы диаметром 720 мм с различным классом прочности представлены в таблице 3.7

Таблица 3.7 - Удельная стоимость трубы диаметром 720 мм с различным классом прочности

Диаметр, мм Класс прочности	720
	Удельная стоимость труб, тыс. руб/тн
К42	75,60
К48	81,90
К50	81,90
К52	89,40
К56	91,15

Одним из распространённых методов поддержания эксплуатационной надежности стальных трубопроводов является применение ингибиторов коррозии. В качестве широко применяемого варианта закачки реагента принята технология постоянной подачи ингибитора коррозии с помощью дозирующих установок. Опыт эксплуатации подтверждает успешность применения ингибирования в различных трубопроводных системах, с большим диапазоном рабочих температур, давлений, разнообразием состава транспортируемых жидкостей, гидродинамического режима.

Другим эффективным способом защиты трубопроводов от внутренней коррозии, является применение антикоррозионных покрытий, выполненных на основе эпоксидных смол и полиэтилена в заводских условиях с обязательной защитой зоны сварного соединения втулками. Трубопроводы, выполненные с применением внутренних покрытий, имеют высокий эксплуатационный ресурс и низкие показатели по аварийности.

В работе рассмотрены варианты применения различных марок стали как с применением методов защиты от внутренней коррозии, приведенных выше. Результаты расчетов по выбору марки стали представлены в таблицах 3.8.

Перед проведением технико-экономических расчетов заранее исключены из рассмотрения нецелесообразные варианты материального исполнения и антикоррозионной защиты в зависимости от группы коррозионного контура транспортируемой среды, которые могут привести к принятию необоснованно завышенных проектных решений: стали (марки стали 10, 20), т.к. они не рекомендованы к применению в северной климатической зоне из-за несоответствия нормативным требованиям к ударной вязкости металла при пониженных температурах;

Таблица 3.8 – Совокупные стоимости трубопроводов из различных сталей

Марка стали	Всего затрат на 1 км трассы, тыс. руб.	
	Ингибирование	Внутреннее покрытие
17ГС	24 776	21 436
13ХФА	26 430	25 730
09Г2С	27 189	22 222
Ст. 20А	27 034	23 430
Ст. 20ФА	29 166	21 463
Ст. 20С	27 422	22 690
<u>Альтернативные варианты:</u>		
I	17ГС, с внутренним покрытием	
II	Ст. 20ФА, с внутренним покрытием	0,13%
III	09Г2С, с внутренним покрытием	3,67%

Оптимальным способом антикоррозионной защиты и выбора трубной продукции для замены участка линейной части будет являться применение трубной продукции с классом прочности К50 и с внутренним покрытием, с точки зрения цена/качество имеет самые оптимальные характеристики. Следует отметить, что в качестве альтернативных вариантов можно

предложить стали с классом прочности К48, К52, т.к. разница в затратах будет практически незначительна.

В компаниях при проведении работ по замене участков магистральных трубопроводов предпочтительнее используются трубы, имеющие заводское полиэтиленовое антикоррозионное покрытие с изоляцией стыков сварных соединений термоусаживающимися манжетами, имеющих прочностные параметры, аналогичные заводскому покрытию труб.

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
						71
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Повышение надежности трубопроводов является актуальной проблемой на этапе их эксплуатации. В данное момент одна из важнейших проблем нефтегазодобывающей отрасли возникновение аварий на магистральных трубопроводах. При транспортировке нефти и газа особое внимание следует уделять целостности трубопровода. В данном разделе представлена смета затрат на замену участка магистрального нефтепровода. Основные затраты разделяют на материальные, затраты на оплату труда, то есть заработная плата, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и прочие расходы.

В данном разделе также рассматривается готовность проекта к коммерциализации. Составлен календарный план выполнения проекта и составлен SWOT – анализ данного проекта.

4.1 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, которая приведена в таблице 4.1. Для этого необходимо отобрать не менее трех-четырех конкурентных товаров и разработок.

					<i>Планирование и организация работ по замене линейной части магистрального нефтепровода на основе показателей приоритетности замены трубы</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Гордеева Д.А.</i>			<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Шадрина А.В.</i>					72	120
<i>Консульт.</i>						<i>НИ ТПУ гр. 2БМ91</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А.В.</i>						

Таблица 4.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
2. Удобство в эксплуатации	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
3. Энергоэкономичность	0,05	5	4	5	0,25	0,2	0,25
4. Безопасность	0,15	5	5	4	0,75	0,75	0,6
5. Надежность	0,15	5	5	4	0,75	0,75	0,6
6. Простота эксплуатации	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
2. Уровень проникновения на рынок	0,05	5	5	5	0,2	0,25	0,25
3. Цена	0,15	5	4	5	0,75	0,6	0,75
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
5. Послепродажное обслуживание	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,2
6. Финансирование научной разработки	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
ИТОГО	1	59	55	53	4,9	4,4	4,3

где: Б_ф – трубы стальные; Б_{к1} – трубы чугунные; Б_{к2} – трубы пластмассовые.

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

Конкурентоспособность конкурента К:

$$K = \sum V_i B_i$$

где V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Полученные результаты расчета сведены в таблицу 4.1. В строке «Итого» указана сумма всех конкурентоспособностей по каждому из приборов.

По итогам расчетов можно сделать вывод что, трубы стальные наиболее востребованы и применимы в условиях производства на предприятиях. Уязвимость конкурентов объясняется наличием ряда причин: сложность в эксплуатации и обслуживании, повышение производительности труда.

4.2 Структура работ в рамках научного исследования

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

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

В данной работе проектная организация состоит из двух человек: руководитель проекта и инженер. Планирование работ позволяет распределить обязанности между исполнителями проекта, рассчитать заработную плату сотрудников, а также гарантирует реализацию проекта в

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

срок. В таблице 4.2 отображены такие аспекты, как последовательность и содержание работ, а также распределение исполнителей.

Таблица 4.2 – Перечень этапов работ и распределение исполнителей

Виды работ	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор документов для исследования	Изучение нормативно-технической документации, сбор основной информации	Инженер
	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	Исследование факторов, влияющих на надежность, целостность магистральных нефтепроводов	Инженер
	Проведение расчетов протяженности и очередности замены участков линейной части магистральных трубопроводов,	Инженер
Обобщение и оценка результатов	Формирование перспективных программ по замене участков ЛЧ МН	Инженер
	Оценка результатов исследования	Руководитель, Инженер
Оформление отчета по проекту	Составление пояснительной записки	Инженер

4.3 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения

ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожi}$ используется следующая формула:

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

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

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

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

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

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}$$

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

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

Результаты расчета приведены в таблице 4.3.

4.4 Разработка графика проведения проекта

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

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

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

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

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:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}$$

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

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

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

Пример расчета для 1 этапа работ (составление и утверждение технического задания на проведение исследования):

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{min}i} + 2t_{\text{max}i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 6}{5} = 3 \text{ чел} - \text{дня}$$

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}i}}{\text{Ч}_i} = \frac{3}{1} = 3 \text{ дня}$$

Для шестидневной рабочей недели (для руководителя) коэффициент календарности равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 51 - 15} = 1,22$$

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 3 \cdot 1,22 = 3,66 \approx 4 \text{ дня}$$

Для пятидневной рабочей недели (для инженера) коэффициент календарности равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 102 - 15} = 1,47$$

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 5,2 \cdot 1,47 = 7,644 \approx 8 \text{ дней}$$

Полученные результаты расчета занесены в таблицу 4.3.

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

Таблица 4.3 – Временные показатели проведения исследования

Название Работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительность работ в календарных днях T_{ki}	
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{ожг}$, чел-дни					
	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер
Составление и утверждение технического задания	1		6		3		3		4	
Изучение нормативно-технической документации, сбор основной информации		4		7		5,2		5,2		8
Календарное планирование работ по теме	1		4		2,2		2,2		3	
Исследование факторов, влияющих на надежность, целостность магистральных нефтепроводов		7		14		9,8		9,8		15
Проведение расчетов протяженности и очередности замены участков линейной части магистральных трубопроводов,		14		21		21		21		31
Формирование перспективных программ по замене участков ЛЧ МН		3		6		4,2		4,2		6

Оценка результатов исследования	2	1	4	3	2,8	2,2	1,4	1,1	2	2
Составление пояснительной записки		5		10		7		7		10

На основе таблицы 4.3 строим календарный план-график для максимального по длительности исполнения работ (табл. 4.4).

Таблица 4.4 – Календарный план-график проведения работ по проведению исследования

№	Вид работ	Исполнители	Т _{кi} , кал. дни	Продолжительность выполнения работ												
				Фев.		Март			Апрель			Май				
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3		
1	Составление и утверждение технического задания	Р	4													
2	Изучение нормативно-технической документации, сбор основной информации	И	8													
3	Календарное планирование работ по теме	Р	3													
4	Исследование факторов, влияющих на надежность, целостность магистральных нефтепроводов	И	15													
5	Проведение расчетов протяженности и очередности замены участков линейной части магистральных трубопроводов,	И	31													
6	Формирование перспективных программ по замене участков ЛЧ МН	И	6													
7	Оценка результатов исследования	Р, И	2													
8	Составление пояснительной записки	И	10													

Обозначения:

	Руководитель
	Инженер

На основе данных графика можно сделать вывод, что продолжительность работ по исследованию займет 10 декад. Начало разработки проекта придется на вторую декаду февраля и закончится до начала третьей декады мая.

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

Длительность выполнения проекта в календарных днях равна

- 9 дней (длительность выполнения проекта руководителем);
- 72 день (длительность выполнения проекта инженером).

4.5 Бюджет научно-исследовательского исследования

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

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

4.6 Расчет материальных затрат и затрат на специальное оборудование

К материальным затратам относятся: приобретаемые со стороны сырье и материалы, покупные материалы, канцелярские принадлежности,

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

картриджи и т.п. К затратам на специальное оборудование относятся затраты на приобретение приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, устройств и механизмов. В таблице 4.5 приведены затраты на специальное оборудование и материальные ресурсы.

Таблица 4.5 – Затраты на специальное оборудование и материальные ресурсы

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы Z_m , руб.
Ноутбук	шт	1	65000	65000
Бумага для принтера формата А4 (500 листов)	Пачка	1	250	250
Ручка шариковая	шт	6	15	90
Краска для принтера	шт	1	550	550
Итого, руб.				65890

В сумме материальные затраты составили 65890 рубля.

Основная заработная плата исполнителей исследования

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

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}$$

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

Основная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p$$

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

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

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}$$

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

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

М – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

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

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

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

Месячный должностной оклад работника:

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

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

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

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

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

4.7 Дополнительная заработная плата исполнителей исследования

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

Дополнительная заработная плата:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}$$

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

Оклады взяты в соответствии с занимаемыми должностями ТПУ.

Результаты расчета по заработной плате всех исполнителей проекта приведены в таблице 4.6.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

Таблица 4.6 – Расчет заработной платы

Исполнитель проекта	З _{тс} , руб.	k _{пр}	k _д	k _р	З _м , руб.	З _{дн} , руб.	T _р , раб. дн.	З _{осн} , руб.	k _{доп} , руб.	З _{доп} , руб.	Итого, руб.
Руководитель	27300	0,3	0,2	1,3	53235	2191	6,6	14461	0,18	2603	17064
Инженер	16200				31590	1580	48,3	76314		13737	90051

В результате данных расчетов посчитана основная заработная плата у исполнителей проекта. Из таблицы 4.6 видно, что ставка руководителя наибольшая, но итоговая основная заработная плата получилась наибольшей у инженера, так как основная заработная плата зависит от длительности работы проекта.

4.8 Страховые взносы

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

Величина отчислений во внебюджетные фонды:

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

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

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

В таблице 4.7 представлены результаты по расчету отчислений во внебюджетные фонды всех исполнителей.

Таблица 4.7 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель проекта	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	14461	2603
Инженер	76314	13737
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,3	
Итого		
Руководитель	5119	
Инженер	27015	

4.9 Накладные расходы

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

Накладные расходы:

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

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

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

$$Z_{\text{накл}} = (65890 + 90775 + 16340 + 32134) \cdot 0,16 = 32822 \text{ руб.}$$

4.10 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат на исследование является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на проект приведено в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Бюджет затрат на исследование

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
	Исп. 1	
Затраты на специальное оборудование и материальные ресурсы	65890	Пункт 5.1
Затраты по основной заработной плате	90775	Пункт 5.2
Затраты по дополнительной заработной плате	16340	Пункт 5.3
Отчисления во внебюджетные фонды	32134	Пункт 5.4
Накладные расходы	32822	16% от суммы ст. 1-4
Бюджет затрат на исследование	237961	Сумма ст.1-5

Бюджет затрат проекта по исполнению составил 237961 руб.

4.11 Определение ресурсоэффективности проекта

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

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

В таблице 4.9 приведена сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта.

Таблица 4.9 – Сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Безопасность	0,2	5	5	5
Надежность	0,2	5	4	4
Долговечность	0,2	5	5	5
Удобство в эксплуатации	0,15	5	4	4
Ремонтопригодность	0,15	5	4	5
Энергоэкономичность	0,1	5	5	5
Итого	1,00			

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_{p-исп1} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,1 \cdot 5 = 5$$

$$I_{p-исп2} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,1 \cdot 5 = 4,5$$

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

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

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр.i}}$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{ср.i}$):

$$\mathcal{E}_{ср.i} = \frac{I_{исп.i}}{I_{исп.min}}$$

В таблице 4.10 приведена сравнительная эффективность разработки.

Таблица 4.10 – Сравнительная эффективность разработки

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

Заключение

В результате проведения исследования по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были проанализированы различные варианты исполнения научно-исследовательского проекта, бюджет наиболее выгодного исполнения с точки зрения финансовой эффективности и ресурсоэффективности составил 237961 рубль.

5. Социальная ответственность

В магистерской диссертации рассматривается планирование и организация работ по замене линейной части магистрального нефтепровода. При ремонте магистрального нефтепровода разрабатывается траншея с помощью специализированной техники, такие как бульдозеры и экскаваторы. Производятся различные работы по спуску и подъему необходимого оборудования и материалов с помощью автокранов и другого оборудования.

При производстве ремонтных работ на нефтепроводах важнейшей задачей является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности. Соответственно, целью данного раздела является анализ вредных и опасных производственных факторов, которые возникают при ремонте нефтепровода.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

При выполнении ремонтных работ в районах, приравненных к районам Крайнего Севера, рабочие имеют дополнительные льготы, отраженные в законе «О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях».

При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год. Учетный период охватывает все рабочее время, время в пути от места нахождения работодателя или от пункта сбора до

Планирование и организация работ по замене линейной части магистрального нефтепровода на основе показателей приоритетности замены трцбы					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	
Разраб.		Гордеева Д.А.			
Руковод.		Шадрина А.В.			
Консульт.					
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.			
Социальная ответственность			Лит.	Лист	Листов
				88	120
НИ ТПУ гр. 2БМ91					

места выполнения работы и обратно, а также время отдыха, приходящееся на данный календарный отрезок времени. Работникам работодателей, не относящихся к бюджетной сфере, надбавка за вахтовый метод работы выплачивается в размере и порядке, устанавливаемых коллективным договором, локальным нормативным актом, принимаемым с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации, трудовым договором.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент, и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

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

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы, на территориях которых применяются районные коэффициенты к заработной плате, эти коэффициенты начисляются в соответствии с трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права.

За каждый день нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно, предусмотренные графиком работы на вахте, а также за дни задержки в пути по метеорологическим условиям или вине транспортных организаций работнику

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		89

выплачивается дневная тарифная ставка, часть оклада (должностного оклада) за день работы (дневная ставка) [23].

В соответствии с законодательством на работах с вредными и или опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных средств индивидуальной защиты согласно действующим типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи работникам спецодежды, спец. обуви и других средств индивидуальной защиты в порядке, предусмотренном «Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты», или выше этих норм в соответствии с заключенным коллективным договором или тарифным соглашением [24].

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

При размещении на производственной территории санитарно-бытовых и производственных помещений, мест отдыха, проходов для людей, рабочих мест должны располагаться за пределами опасных зон. На границах зон, постоянно действующих опасных производственных факторов устанавливаются защитные ограждения, а зон потенциально опасных производственных факторов – сигнальные ограждения и знаки безопасности.

Находясь на территории производственной площадки, в производственных и бытовых помещениях, на участках работ и рабочих местах, работники, а также представители других организаций обязаны выполнять правила внутреннего трудового распорядка, принятые в данной организации. Территориально обособленные помещения, площадки, участки работ, рабочие места обеспечены телефонной связью или радиосвязью.

В санитарно-бытовых помещениях необходимо наличие аптечки с медикаментами, носилки, фиксирующие шины и другие средства оказания пострадавшим первой медицинской помощи. В соответствии с

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

законодательством работодатель обязан организовать проведение расследования несчастных случаев на производстве в порядке, установленном Положением, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 11 марта 1999 г. № 279. По результатам расследования разработаны и выполнены профилактические мероприятия по предупреждению производственного травматизма и профзаболеваний [25].

При обнаружении нарушений норм и правил охраны труда работники обязаны принять меры к их устранению собственными силами, а в случае невозможности этого прекратить работы и информировать должностное лицо.

В случае возникновения угрозы безопасности и здоровью работников ответственные лица обязаны прекратить работы и принять меры по устранению опасности, а при необходимости обеспечить эвакуацию людей в безопасное место. Лица, виновные в нарушении настоящих правил, несут ответственность (дисциплинарную, административную или иную) в порядке, установленном действующим законодательством.

5.2 Производственная безопасность

5.2.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов

Перечень опасных и вредных производственных факторов, которые могут возникнуть при ремонтных работах линейной части магистрального нефтепровода, представлены в таблице ниже.

Таблица 5.1 - Возможные опасные и вредные факторы в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Очистка	Диагностика	Ремонт	
Превышение уровня шума	+		+	ГОСТ 12.1.003-83. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [27]

Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение [28].
Превышение уровня вибрации			+	ГОСТ 12.1.012-04. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [29]
Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [30].

Превышение уровней шума

Различная техника (бульдозеры, экскаваторы, автокраны, тягачи) при своем передвижении и работе издает большое количество шума, которое негативно влияет на работающий персонал. Так же издает значительное количества шума остальное оборудование: режущее оборудование, сварочные и насосные аппараты, передвижные генераторные установки.

Воздействие шума на человеческий организм определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы, включая нервную систему.

При физической работе, связанной с точностью, сосредоточенностью или периодическими слуховыми контролями, громкость ниже 80 дБ не влияет на органы слуха. В соответствии с нормативными документами при длительном воздействии шума больше

85 дБ происходит постоянное повышение порога слуха и кровяного давления [27].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность обеспечивается не менее 2 лк независимо от применяемых источников света. При подъеме или перемещении грузов обеспечивается освещенность места работы не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с

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

помощью машин и механизмов [28].

Превышение уровня вибрации

Источниками вибраций являются машины и аппараты, в которых движутся неуравновешенные массы. Они характерны для машин роторного типа (турбины, электродвигатели, ручной механизированный инструмент), для механизмов с возвратно-поступательным движением (вибромолоты). Вибрация возникает при соударении деталей в зубчатых зацеплениях, подшипниковых узлах, соединительных муфтах. Источником вибрации, является и движущийся транспорт.

Действие вибраций на человека определяется угнетением центральной нервной системы, вызывая чувство тревоги и страха. Происходят изменения как физиологического, так и функционального состояния организма человека. Это проявляется в повышении утомляемости, увеличении времени двигательной и зрительной реакции, нарушении вестибулярных реакций и координации движений. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц [29].

Коллективная виброзащита включает в себя простые и составные средства виброизоляции и виброгашения: установку вибрирующего оборудования на массивный фундамент, применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов. СИЗ считаются специальные платформы, сидения, перчатки, рукоятки и некоторые виды обуви, позволяющие минимизировать воздействие вибрации.

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера (а также районах, которые приравнены к районам крайнего севера) используется понятие предельной жесткости погоды (эквивалентная температура, численно равная сумме отрицательной температуры воздуха в градусах Цельсия и удвоенной скорости ветра в м/с), устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления.

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

Пределная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -40 до -45 °С.

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица.

К СИЗ относятся: специальная одежда, обувь, средства защиты рук, средства защиты головы, средства защиты лица и глаз. СИЗ должны подбираться с учетом профессии, условий труда в соответствии с Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты [30].

Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи. При работе в холодное время года при определенных показателях температуры воздуха и скорости ветра работы должны быть приостановлены согласно таблице 5.2.

Таблица 5.2. – Работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15	-15
15,1–20,0	-5
Более 20,0	0

5.2.2 Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов.

Метеоусловия

Профилактика перегревания и переохлаждения должна осуществляться организацией отдыха и рационального режима труда сокращением рабочего времени для перерывов с отдыхом в зоне с нормальным микроклиматом. Для

предотвращения воздействия метеорологических условий для рабочих предусматривается специальная одежда, головные уборы и средства индивидуальной защиты.

Высокий уровень шума

К основным методам борьбы с шумом относят:

- снижение уровня шума в источнике его возникновения;
- снижение шума на пути распространения звука;
- разумное размещение оборудования;
- использование средств индивидуальной защиты;
- соблюдение режима труда и отдыха [27].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Подходы и проезды к строительной площадке, рабочие места, участки проведения работ в темное время суток должны быть достаточно освещены. Освещенность должна быть равномерной, без ослепляющего действия осветительных приборов на рабочих. При проведении сварочно-монтажных работ на рабочих местах в темное время суток необходимо применять стационарные светильники напряжением 220В во взрывозащищенном исполнении, подвешенные на высоте не менее 2,5 м. Напряжение переносных светильников не должно превышать 12В [28].

Расчет количества аварийных выбросов опасных веществ, участвующих в создании поражающих факторов на нефтепроводе

Количество продукта, которое может вытечь из дефектного отверстия при аварии, является вероятностной функцией, зависящей от следующих случайных параметров:

- места расположения и площади дефектного отверстия;
- продолжительности утечки с момента возникновения аварии до остановки перекачки (от нескольких минут при крупных разрывах и нескольких дней при мелких, которые трудно зафиксировать приборами);
- времени прибытия дежурного персонала и времени выполнения

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

мер до полного прекращения истечения продукта.

Расчет количества продукта, вытекшего из аварийных участков трубопровода, производится в три этапа:

Первый – истечение продукта с момента повреждения до остановки перекачки;

Второй – истечение продукта из трубопровода с момента остановки перекачки до закрытия арматуры;

Третий – истечение продукта из трубопровода с момента закрытия арматуры до прекращения утечки.

Общий объем аварийного выброса нефти составляет:

$$V = V_1 + V_2 + V_3,$$

где V_1 – объем аварийного выброса нефти в напорном режиме (первый этап);

V_2 – объем аварийного выброса нефти в безнапорном режиме (второй этап);

V_3 – объем аварийного выброса нефти с момента закрытия арматуры до прекращения утечки (третий этап).

Для выявления наибольшего экологического ущерба, наибольшей степени поражения персонала, обслуживающего нефтепровода, расчет произведен на полный разрыв трубы в точке, приведенной в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Точка полного разрыва трубы

Наименование трассы	Точка, ПК
Нефтепровод	т.А, ПК 12+18,00

Объем аварийного выброса нефти V_1 , вытекшей из трубопровода за интервал времени τ_1 , с момента возникновения аварии до остановки перекачки, определяется из выражения:

$$V_1 = \omega_1 \cdot \tau_1,$$

где ω_1 – объемный расход нефти, м³/с:

$$\omega_1 = \frac{Q}{24 \cdot 3600},$$

где Q – суточный расход нефти на рассматриваемом участке, м³/сут.

Время τ_1 при разрыве трубопровода на полное сечение принимается равным 5 минутам (300 с).

Объем аварийного выброса нефти V_2 , вытекающего в безнапорном режиме, зависит от высотного положения места аварийного разрыва.

$$V_2 = \omega_2 \cdot \tau_2,$$

где τ_2 – время до выравнивания напора в трубопроводе;

ω_2 – объемный расход нефти для данного режима истечения, м³/с:

$$\omega_2 = \mu \cdot f \cdot \sqrt{2gh},$$

где μ – безразмерный коэффициент расхода с учетом сопротивления грунта;

f – площадь аварийного отверстия, м²;

g – ускорение свободного падения, м²/с;

h – напор в аварийном отверстии, м:

$$h = Z_i - Z_m - h_T - h_a,$$

где Z_i – геодезическая отметка самой высокой точки профиля рассматриваемого участка трубопровода;

Z_m – геодезическая отметка в точке разрыва трубы;

h_T – глубина заложения трубопровода;

h_a – напор, создаваемый атмосферным давлением, $h_a = 10$ м вод.

ст.

Объем аварийного выброса нефти V_3 , вытекающего с момента закрытия арматуры до прекращения утечки из участков трубопровода, прилегающих к аварийному отверстию и находящихся выше по отношению к нему, находится из выражения:

$$V_3 = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot L,$$

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

где L – длина прилегающих к аварийному отверстию участков трубопровода, с которых нефть поступает к месту разрыва самотеком, м.

Расчетные значения сведены в таблицу 5.4.

Таблица 5.4 – Расчетные значения выбросов при реализации аварии на трубопроводе

Аварийная точка	Расход нефти, м ³ /с	Длина прилегающих участков, находящихся выше точки разрыва, м	«Гильотинный» разрыв трубы			
			Объем вытекшей жидкости нефти в напорном режиме V_1 , м ³	Объем вытекшей нефти в безнапорном режиме V_2 , м ³	Объем вытекшей нефти из прилегающих участков трубопровода V_3 , м ³	Общий объем вытекшей нефти V , м ³
т.А, ПК12+18,00	0,97	1689,1	291	-	2970,3	3261,3
Примечание – плотность нефти, 850,0 кг/м ³						

Расчет количества паров нефти

При создании поражающих факторов при аварии на полный разрыв трубы при пожаре пролива участвует вылившаяся при разрыве нефть, при взрыве парогазового облака ПГО участвуют пары вылившейся при разрыве трубы нефти (m_n).

Количество паров пролитой нефти (m_n), кг, определяется на основе методики, утвержденной приказом МЧС РФ №404 от 10.07.2009 г., из выражения:

$$m_n = W \cdot F \cdot T,$$

где W – интенсивность испарения, кг·с⁻¹·м⁻²;

F – площадь испарения, м²;

T – продолжительность поступления паров в окружающее пространство, с.

Время испарения принимается равным времени полного испарения жидкости, но не более 3600 с.

Интенсивность испарения определяется по формуле:

$$W = 10^{-6} \cdot \eta \cdot \sqrt{M_n} \cdot P_n = 10^{-6} \cdot \sqrt{44} \cdot 66,7 = 0,000442 \text{ кг} \cdot \text{с}^{-1} \cdot \text{м}^{-2},$$

где $P_n = 66,7$ кПа – давление насыщенных паров нефти;

M – молярная масса паров нефти (по пропану), г/моль, $M_n = 44$ г/моль.

Площадь первичного загрязнения и глубина проникновения в грунт существенно зависят от структуры и свойств грунта, но в общем случае возможно использование приближенной оценки. Для расчетов используется методика РД 13.020.00-КТН-148-11 «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах».

Согласно приложению Ж РД 13.020.00-КТН-148-11, толщину слоя разлива нефти допускается принимать равной 0,2 м при проливе на неспланированную грунтовую поверхность. Расчетные значения количества паров нефти пролитой нефти сведены в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 – Расчетные значения количества паров нефти

Аварийные точки по трассе трубопровода	Высота слоя нефти при гильотинном разрыве $h_{сл}$, м	Площадь разлива нефти, м^2	Количество паров нефти m_n , кг
т.А, ПК12+18,00	0,2	1470	2339

Основными мероприятиями по снижению воздействия данного опасного фактора будут являться:

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

5.3 Экологическая безопасность

Проведение работ по выборочному ремонту участка нефтепровода, выполняется в соответствии с требованиями руководящих документов и законов в части охраны окружающей среды с сохранением ее устойчивого экологического равновесия.

5.3.1 Анализ влияния на окружающую среду

Воздействие на атмосферу

Загрязняющие атмосферный воздух вещества могут образовываться при проведении ниже перечисленных работах на нефтепроводе:

- при монтаже или ремонте магистрального нефтепровода, связанного с электродуговой сваркой, очисткой металлической поверхности нефтепровода под нанесение защитного антикоррозионного покрытия;
- при окраске поверхности эмалевыми красками;
- при работе двигателей транспортной, строительно-монтажной техники;
- при испарении остатков нефтепродуктов.

Наибольшее воздействие на атмосферу представляют различные машины, используемые при ремонте магистрального нефтепровода. Второстепенное воздействие оказывают сварочные работы, работы по резке металла, покрытия от коррозии, испарения остатков нефтепродуктов. При работе различных частей машин и механизмов выделяются оксиды углерода, оксиды азота, диоксиды серы, керосин, углерод. При сварочных работах выделяется сварочный аэрозоль, в состав которого входят: оксид железа, марганец и его соединения, пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния, фтористые газообразные соединения, оксид азота (IV), оксид углерода [31].

Воздействие на литосферу

При выполнении ремонтных работ возможно попадание на почву загрязняющих веществ с работающей техники и оборудования. На всех этапах ремонта магистрального нефтепровода необходимо выполнять

					Социальная ответственность	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

мероприятия, которые предотвращают следующие процессы:

- появление неблагоприятных эрозионных процессов;
- загрязнение территории различными отходами;
- загорание торфяников и естественной растительности.

В таблице 5.6 представлены ПДК некоторых веществ входящих в состав нефти ее паров и веществ участвующих в технологических процессах хранения и транспортировки углеводородов в почве [32].

Таблица 5.6. – Предельно-допустимая концентрация в почве

Наименование вещества	ПДК, мг/кг
Бензин	0,1
Бензол	0,3
Ртуть	2,1
Серная кислота	160,0
Толуол	0,3
Сероводород	0,4

Воздействие на гидросферу

При проведении ремонта по естественным водостокам в водные объекты могут попасть загрязняющие вещества с работающей техники. Необходимо исключить слив отработанного масла, разлив горюче-смазочных материалов, мойку механизмов и автотранспорта в неустановленных для этого местах и т. п.

В таблице 5.7 представлены ПДК и классы опасности некоторых веществ входящих в состав нефти ее паров и веществ участвующих в технологических процессах хранения и транспортировки углеводородов в воде [33].

Таблица 5.7 – Предельно-допустимая концентрация в воде и классы опасности

Наименование вещества	ПДК, мг/л	Класс опасности
Нефть	0,3	4
Бензин	0,1	3
Керосин окисленный	0,01	4
Метанол	3	2
Ацетон	2,2	3
Метилмеркаптан	0,0002	4
Ртуть	0,0005	1
Тетраэтилсвинец	–	1

5.3.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Воздействие на атмосферу

Для снижения уровня загрязнения необходимо: использование экологически безопасных источников энергии; использование безотходной технологии производства; борьба с выхлопными газами автомобилей; осуществление отвода паров нефтепродуктов в специальные емкости.

Воздействие на литосферу

На период проведения работ по ремонту магистрального нефтепровода, проезд к дефектным участкам предусматривается по временным подъездным дорогам с устройством переездов в местах пересечения действующих подземных нефтепроводов.

Подъездные пути и временные автомобильные дороги необходимо устраивать с учетом требований для предотвращения повреждений древесно-кустарниковой растительности и сельскохозяйственных угодий.

Все ремонтные работы должны проводиться исключительно в пределах отведенной полосы для уменьшения ущерба, наносимого окружающей

природной среде.

По окончании всех работ необходимо полностью вывезти производственные отходы (металлолом, изоляционные материалы и т. д.) и восстановить нарушенный рельеф местности.

Природовосстановительные мероприятия считаются завершенными, если отсутствуют места, загрязненные горюче-смазочными, бытовыми и строительными отходами. На всех участках восстановлен растительный слой. Рекультивации подлежат нарушенные земли, передаваемые во временное пользование на период производства работ по ремонту дефектных участков нефтепровода.

Воздействие на гидросферу

Для восстановления существовавшей до начала выполнения ремонтных работ системы местного водостока следует обеспечить расчистку ложбин временного стока, русел водотоков от грунта, попадавшего в них во время проведения земляных работ. Запрещается сталкивать грунт в русло реки при планировке береговых откосов. При оборудовании временного городка и оснащении участков работ следует предусматривать специальные зоны для заправки, технического обслуживания, ремонта машин и механизмов, а также оснащать их емкостями для сбора отработанных горюче-смазочных материалов и инвентарными контейнерами для строительных и бытовых отходов. Необходимо исключить попадание неочищенных стоков в водоемы.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1 Анализ вероятных ЧС

При проведении работ по ремонту магистрального нефтепровода могут произойти различные чрезвычайные ситуации:

- взрыв или возгорание паров нефти и нефтепродуктов;
- разрушение нефтепровода;
- падение автокрана в котлован.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						103
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

В связи с этим, инженерно-технический персонал и рабочие, занятые на ремонте нефтепроводов, проходят обучение по своей специальности и правилам техники безопасности. Проверку знаний оформляют соответствующими документами согласно действующим отраслевым положениям о порядке проверки знаний норм, инструкций и правил, по охране труда. Вновь поступающие на работу допускаются к выполнению своих обязанностей после прохождения ими вводного инструктажа по технике безопасности и охране труда непосредственно на рабочем месте.

5.4.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

При производстве ремонтных работ на магистральных нефтепроводах нужно строго соблюдать правила техники безопасности, руководствуясь нормативными документами. Все производственные инструкции предусматривают разделы по технике безопасности, которые составлены в соответствии с требованиями действующих правил для каждого конкретного условия с учетом специфики проводимых работ. С данными инструкциями знакомят технический и рабочих персонал, с выдачей на руки инструкций по профессиям.

Вскрытие магистрального нефтепровода производят экскаватором в соответствии с проектной документацией с соблюдением следующих условий безопасности:

- для исключения повреждений нефтепровода минимальное расстояние между ковшом работающего экскаватора и стенкой трубы находится в пределах от 150 до 200 мм;
- запрещается нахождение людей и проведение других работ в зоне действия рабочего органа экскаватора.

Для предупреждения появления ЧС огневые работы на нефтепроводе следует производить в соответствии с требованиями п. 8 РД 39-00147105-

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						104
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

015- 98.

Для каждого из участков трассы необходима разработка планов ликвидации возможных аварий, определяющие порядок и обязанности действия персонала аварийных служб и ответственных должностных лиц. Эти планы позволяют более организованно и оперативно принять экстренные меры по восстановлению нефтепровода, защите окружающей среды, обеспечению безопасности близко расположенных объектов народного хозяйства и тем самым значительно уменьшить последствия и сократить ущерб возможных аварий [34].

Планы ликвидации возможных аварий разрабатываются и рассматриваются специальной комиссией, включающую старшего диспетчера, начальника отдела эксплуатации, главного энергетика, главного механика, инженера по технике безопасности, начальника пожарной части, начальника аварийно-восстановительной службы, подписываются членами комиссии и утверждаются главным инженером РНУ.

Планы ликвидации возможных аварий должны разрабатываться в соответствии с наличием кадров и фактическим состоянием аварийной техники, линейной части нефтепровода, подъездных путей. В случае изменения фактического состояния подъездных путей, аварийной техники, наличия кадров и т. д. в план в течение месяца необходимо внести соответствующие дополнения и изменения.

Заключение

В разделе «Социальная ответственность» были рассмотрены и проанализированы ряд опасностей, которые могут возникнуть на данном производственном объекте. Мероприятия по обеспечению безопасности труда должны сочетаться с определенными действиями людей на их рабочем месте и, соответственно с технологическими процессами, ни в коем случае не должно препятствовать выполнению рабочих операций. Обеспечение безопасности труда на производстве – важный фактор правильной деятельности предприятия.

					Социальная ответственность	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

В магистерской диссертации был проведен обзор существующих методик, направленных на оптимизацию планирования капитального ремонта. Проанализированы данные диагностики состояния трубопроводов факторов, влияющих на приоритетность замены участков трубопроводов при капитальном ремонте.

Изучены факторы, оказывающие влияние на дальнейшую разработку программ по планированию и организации капитального ремонта магистральных нефтепроводов.

Рассмотрена методика определения протяженности и показателя приоритетности участков, подлежащих замене в рассматриваемом периоде. Планирование замены трубы на МН производится в соответствии с номерами очередности каждого участка.

Для дальнейшего развития методологии предложен комплексный анализ дефектности трубопровода, расширение перечня учитываемых параметров дефектности, использование полного набора данных, полученных в следствии технической диагностики.

Для организации работ по замене труб была проведена сравнительная характеристика по прочностным показателям участка трубопровода, изготовленного из различных классов прочности в диапазоне от К42 до К56 и марок сталей.

Таким образом, существует необходимость в совершенствовании методического подхода в области планирования и организации капитального ремонта как одного из основных способов влияния на экологическую безопасность системы трубопроводного транспорта.

					<i>Планирование и организация работ по замене линейной части магистрального нефтепровода на основе показателей приоритетности замены трцбы</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Гордеева ДА			<i>Заключение</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					106	120
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ91		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

Список литературы

1. Гареев А.Г. и др. Прогнозирование коррозионно-механических разрушений магистральных трубопроводов. М.: ИРЦ Газпром, 1997. - 170 с.
2. Зайцев К.И. О старении труб магистральных нефтегазопроводов // Строительство трубопроводов, 1994.- Ш6. С.2-5.
3. Системная надежность трубопроводного транспорта углеводородов. / Черняев В.Д., Черняев К.В., Березин В.Л. и др. - М.: Недра, 1997. - 517 с
4. Положения о проведении работ по диагностированию магистральных трубопроводов внутритручными инспекционными снарядами. М., АК "Транснефть", ЦТД, 1994.
5. Галлямов А.К., Черняев В.Д., Юкин А.Ф. Определение оптимальной периодичности осмотров линейной части нефтепроводов. // Проблемы нефти и газа Тюмени.-1979.- №44. - С. 2-8.
6. Березин В.Л. и др. Капитальный ремонт магистральных трубопроводов. М.: Недра. -1978. - 364 с.
7. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы.
8. РД 153-39-030-98 Методика ремонта дефектных участков магистральных нефтепроводов по результатам внутритрубной диагностики
9. РД 153-39.4-067-04 Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов.
10. Шамшетдинов К.Л., Глазов Н.П. Оценка коррозионного состояния и защищенности нефтепроводов средней и поздней стадий эксплуатации. Трубопроводный транспорт нефти.- Москва, 1999 г., №8, с. 11-13.
11. Методика определения остаточного ресурса трубопроводов с дефектами, определяемыми внутритручными инспекционными снарядами,- М.: АК "Транснефть", 1994. - 36 с.

					<i>Планирование и организация работ по замене линейной части магистрального нефтепровода на основе показателей приоритетности замены трцбы</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Гордеева ДА			<i>Список литературы</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.						
Консульт.								
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.					107	120
						НИ ТПУ гр. 2БМ91		

12. РД 39-9147103-372-86 «Инструкция по обследованию коррозионного состояния магистрального нефтепровода». Уфа: ВНИИСПТнефть. - 1980. - 78 с.
13. Красноярский В.В., Цикерман Л.Я. Коррозия и защита подземных металлических сооружений. – М.: Высшая школа, 1968. – 296 с.
14. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии
15. ГОСТ 9.602-2016 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии
16. РД-29.200.00-КТН-206-12 Обследование коррозионного состояния и состояния средств противокоррозионной защиты магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Методика выполнения. Требования к отчету и оценке результатов.
17. РД-23-040.00-КТН-115-11 Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы магистральные. Определение прочности и долговечности труб и сварных соединений с дефектами.
18. ОР-75.200.00-КТН-088-12 Порядок технической эксплуатации переходов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через водные преграды и малые водотоки.
19. Дейнеко С. В. Обеспечение надежности систем трубопроводного транспорта нефти и газа. – М.: Издательство «Техника», ТУМА ГРУПП, 2011. – 176 с
20. РД-23.040.00-КТН-090-07. Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов.
21. РД-23.040.00-КТН-136-13 Замена линейно1 части магистральных нефтепроводов и подводных переходов. Критерии и расчет очередности замены участков магистральных нефтепроводов.

					Список литературы	Лист
						108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

22. ГОСТ 20295-85 Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов.22
23. Трудовой кодекс Российской Федерации (с изменениями на 1 апреля 2019 года).
24. Приказ Минздравсоцразвития России от 01.06.2009 № 290н «Об утверждении Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты».
25. Постановление Правительства РФ от 11.03.1999 №279 «Об утверждении Положения о расследовании и учете несчастных случаев на производстве».
26. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы.
27. ГОСТ 12.1.003-83. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. – Введ. 01.07.1984. – М.: Изд-во стандартов, 1983. – 13 с.
28. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение
29. ГОСТ 12.1.012-04. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. – Введ. 01.07.2008. – М.: Стандартиформ, 2004. – 16 с.
30. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
31. РД 25.160.10-КТН-004-08. Технология проведения сварочных работ на действующих магистральных нефтепроводах, 2008.

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
						109
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

32. ГН 2.1.7.2041-06. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве.
33. ГН 2.1.5.1315-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования.
34. РД 39-00147105-015-98. Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов. – Уфа: ИПТЭР, 1998.
35. Отчет экспертизы промышленной безопасности по проведению внутритрубной диагностики магистрального нефтепровода диаметром 720 мм.
36. Дефекты стальных бесшовных труб, способы их устранения. Дефекты основного металла и сварных соединений [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://tandem-agro.ru/defekty-stalnyh-besshovnyh-trub-sposoby-ih-ustraneniya-defekty>. Дата обращения: 30.03.21.

					Список литературы	Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение А

(справочное)

Planning and organization of work on the replacement of the linear section of the main oil pipeline based on pipe replacement priority number

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ91	Гордеева Дарья Анатольевна		

Руководитель

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

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОИЯ	Сумцова Ольга Витальевна	к.ф.н.		

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Планирование и организация работ по замене линейной части магистрального нефтепровода на основе показателей приоритетности замены трубы			
Разраб.	Гордеева Д.А.				Приложение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Шадрина А.В.						111	120
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ91		
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.							

2. Factors affecting the length and the replacement order of main oil pipeline sections

Each pipeline system constructed in-situ inevitably experiences changes associated with the defects accumulation leading to reliability decrease. The main cause for the defect is the nonconformity between the working parameter and the standard values, usually specified by a reasonable tolerance. Since a defect not detected in construction is a possible source of failure; and the possibility of failure depends on the conditions for defect changing and on the defect size, one can assume that any defect determines the possibility of an accident that leads to destruction.

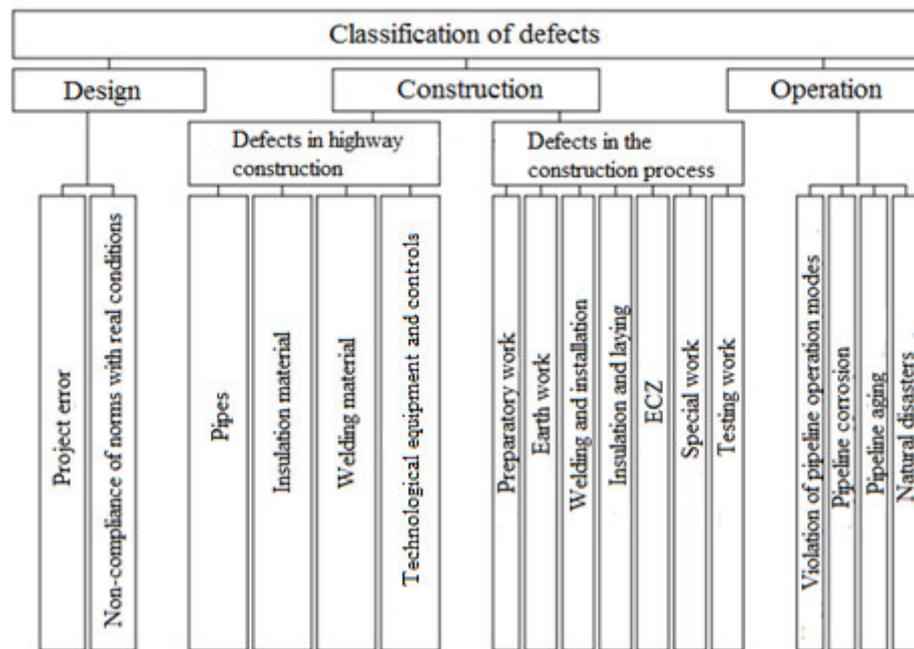


Fig. 2.1 Classification of defects [14]

When evaluating the effect of a defect on the pipeline operation, it is necessary to take into account the working conditions of the defect, its nature, and other factors. When evaluating the effect of the defect on the operation of the pipe metal, it is necessary to take into account the operating mode, the physical and

chemical properties of the product, the stress level, the possibility and nature of overloads, the degree of stress concentration, etc.

2.1 Analysis of factors affecting the technical condition of main oil pipelines

The method of calculating the length and the replacement order of main oil pipeline sections is carried out taking into account all factors that affect the technical condition of main oil pipeline, namely:

- a. the presence and the growth rate of corrosion damage;
- b. the condition of pipeline electrochemical protection;
- c. the presence of identified defects
- d. the presence of lining rings and previously installed repair structures
- d. insulation replacement
- e. the presence of underwater crossings, crossings over railways and highways
- g. loading of main oil pipeline sections by internal pressure
- h. service life
- i. loading in relation to the design values of pumping
- k. priority of the pumping direction

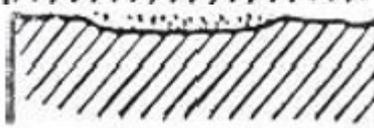
2.1.1 Corrosion condition of main oil pipeline

The corrosion condition has a great impact on reliability, as evidenced by the disturbance of the insulation of the corrosive environment, violations in the operation of the electrochemical protection, disturbance of the integrity of the main oil pipeline.

The development of corrosion defects leads to a decrease in the strength and durability of the oil pipeline in operation, so the corrosion condition factor is one of the most significant in the overall assessment of the replacement priority indicator. Corrosion defects are shown in Table 2.1.

					<i>Приложение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		113

Table 2.1 - Corrosion defects [15]

Defects	Description	Type	Picture
Total surface corrosion	The type of destructive processes that covers the entire surface area of the metal	Uniform corrosion	
Local corrosion	The process of local corrosion occurs with the appearance of destruction in certain areas of metal surfaces.	Uneven corrosion	
		Pitting corrosion	
			
Intergranular corrosion	Corrosion that propagates along the boundaries of metal crystals.		
Stress corrosion	It occurs under the combined influence of internal pressure and the corrosion attack of the environment in combination with a certain microstructural susceptibility of the corresponding pipe steels.		

Factors affecting the growth rate of corrosion damage. The main conditions are the effective operation of the electrochemical protection and the integrity of the anti-corrosion coating of pipes.

According to the provisions of GOST R 51164-98, main pipelines are subject to passive and active protection. Passive protection of pipelines is carried out by the use of insulation coatings with a thickness of about 3 mm. Electrochemical protection (ECP) is used to protect the metal surface from corrosion in coating defects. Since the corrosion of steel materials in the ground proceeds by an electrochemical mechanism, its rate depends on the electrode potential of the metal. For underground pipelines, two types of protection are used – tread and cathodic protection. Tread protection is carried out by means of a current of a galvanic pair formed by two different metals (alloys). To protect the steel pipeline, protectors made of magnesium alloys are usually used. Tread protection is used either as a temporary protection or to protect objects of small length. In practice, cathodic protection is used when the anode is a grounding electrode in the ground near the pipeline. In order for such a grounding conductor to work as an anode, and the pipe as a cathode, an external DC source is used in the electrochemical protection system. It does not matter what material the anode is made of, it is only important that an electric current flows between it and the pipeline, and it would shift the potential of the pipeline in the negative direction.

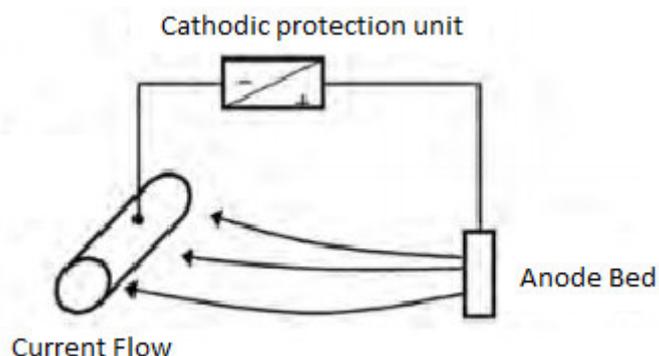


Fig. 2.2 Scheme of electrochemical protection of pipeline [14]

The main provision of electrochemical protection is to maintain the polarizing potential of the pipeline in the range from -0.85 to -1.15 during operation. The distance between the cathodic protection stations is calculated depending on the electrical conductivity of the soil.

ECP is carried out by forced cathodic polarization, in which the oil pipeline is informed of a negative electric potential that prevents the oxidation of the metal. The assessment of the corrosion aggressiveness of the soil is the specific electrical resistance of the soil, measured in the field and laboratory conditions. According to GOST 9.602 and RD-29.200.00-KTN-206-12, the corrosion aggressiveness of the soil in relation to carbon and low-alloy steel is considered to be:

- high with a specific electrical resistance of the soil less than 20 ohm·m;
- average at the specific electrical resistance of the soil from 20 to 50 ohm·m;
- low when the electrical resistance of the soil exceeds 50 ohm·m.

The influence on the operating conditions and service life of underground metal structures is exerted by stray direct currents, the source of which is rail electrified transport, alternating currents of industrial frequency. The assessment of the dangerous action is carried out in accordance with RD-29.200.00-KTN-206-12. The total duration of positive potential shifts relative to the stationary potential is allowed to be no more than 4 minutes per day.

One of the factors of main oil pipeline protection is the integrity of the anti-corrosion coating of pipes.

Insulation defects reduce the effectiveness of comprehensive protection of pipelines from corrosion and, consequently, the corrosion resistance of the pipe wall is reduced (figure 2.3). As a result, the flow of premature pipeline failures increases, which can be reduced by timely detection and elimination of defects.



Fig. 2.3 Disturbance of the insulation coating [36]

					Приложение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		116

The effectiveness of the anticorrosive coating is estimated by the density of the protective cathodic current. The value of the protective current density depends on the specific electrical resistance and the presence of insulation defects. According to GOST 9.602 and RD-29.200.00-KTN-206-12, the corrosion activity in relation to carbon and low-alloy steel is considered to be:

- high at a cathodic current density of more than 0.2 A / m²;
- average at a cathode current density of 0.05 to 0.2 A / m²;
- low at a cathodic current density of up to 0.05 A / m².

On the results of the corrosion survey, the main pipeline sections are ranked according to the degree of corrosion hazard: high corrosion-hazardous areas, increased high-corrosion-hazardous areas, corrosion-hazardous areas, and other areas.

2.1.2 Defect factors of main oil pipeline sections

A) the presence of pipe sections made of steel grades that are prone to cracking.

These brands include 10G2S, 10G2SD, 14GS, 14HGS, 14 GN, 15GN, 15G2S, 16GN, 18G2, 19G, 19 HZ, 16G2U, 09G2S, 13GS. These steel grades are determined on the basis of the existing scientific and technical background of PJSC «Trasneft» in the field of research of mechanical properties of pipe steels and welded joints over the past 20 years.

The value of the index of the tendency to crack formation Q_{ms} varies from 0 to 1 in a linear dependence in the range of values of the durability of conditionally defect-free pipes from 10000 to the lowest value of the durability - 1813 cycles.

B) the presence of defects with a deadline for elimination of up to 1 year

The elimination deadlines are calculated in accordance with the RD-23-040.00-KTN-115-11.

C) the presence of defects with a maximum elimination period of 2 to 6 years

The elimination deadlines are calculated in accordance with the RD-23-040.00-KTN-115-11.

					Приложение	Лист
						117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

D) the presence of sites built with the use of lining rings

Lining rings facilitate the assembly of pipes for welding, but cause a decrease in the reliability of the pipelines in operation. Such rings do not allow for in-line diagnostics of the main pipeline section due to damage to the measuring system of in-line devices, in addition, it is impossible to detect defects in the transverse welds under the rings.

E) availability of repair structures

Further operation of the main pipeline section with a large number of repairs and carrying out new selective repairs may be economically inefficient in comparison with the replacement of the section. In addition, repair structures require additional measures for their inspection.

F) the presence of previously carried out major repairs with the replacement of the anticorrosive coating.

When carrying out earlier major repairs of the main pipeline with the replacement of insulation, there is a possibility of causing mechanical damage to the equipment or vehicles, which can subsequently lead to cracks in the pipe body that grow under the influence of internal pressure.

2.1.3 Factors determining the operating conditions of the main oil pipeline

a) Internal pressure is the main load, and the main factor taken into account when calculating the strength and durability of the identified defects. In this regard, the high-load sections of the oil pipeline have a higher probability of occurrence and the level of consequences of emergency situations.

b) The presence of underwater crossings and small watercourses that deviate from regulatory requirements.

In accordance with OR-75.200.00-KTN-088-12, the following criteria are established for replacing MN crossings over water barriers and small watercourses:

- mismatch of the actual wall thickness of the oil pipeline of the MN underwater crossing with the calculated thickness;

					<i>Приложение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		118

- the presence of oil pipeline slugs in the channel part of the transition, laid above the profile of the maximum erosion, the elimination of which is impossible without replacing the transition;
- insufficient depth of the oil pipeline, which leads to the formation of denudations and sagging;
- the presence of defects that cannot be eliminated by selective repair and repaired by temporary repair methods for technical reasons, as well as the elimination of which by selective method is economically impractical;
- the presence of main pipeline crossings over railways and highways that deviate from regulatory requirements.

c) The presence of crossings over railways and highways that deviate from the regulatory requirements. The following criteria are set for the replacement of the site:

- no protective cover;
- non-standard design and parameters of the protective cover of the main pipeline;
- the presence of defects in the protective cover;
- insufficient depth of the oil pipeline;
- the presence of defects that cannot be eliminated by selective repairs.

d) the presence of structures of third-party organizations with violations of the minimum permissible distances and protected zones

In accordance with SNiP 2.05.06-85 * section 3, when identifying areas to be replaced, violations of the minimum permissible distances between the pipeline axis and buildings of third-party organizations should be taken into account, especially when they are located in the protected areas of the oil pipeline. The permissible distances depend on the diameter of the main pipeline and the type of building located near the main oil pipeline.

e) service life

					Приложение	Лист
						119
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

The longer the service life of pipe sections, all other things being equal, there is a high probability of both the occurrence of defects of various physical nature, and their development up to the need for their urgent repair.

The quantitative assessment of this factor is the period of time that has elapsed from the date of installation of the pipe section to the first day of the year for which the replacement sequence is calculated.

f) operating conditions of the main oil pipeline section according to the geographical and engineering-geological characteristics of the route

The operating conditions of the section, including the geographical and engineering-geological characteristics of the route, affect the pipeline in terms of its stress-strain state. The main parameter that determines the stress-strain state of an oil pipeline section is its bend, which is characterized by an elastic bend radius.

The curvature index Q_R of the pipe section varies in the range from 0 to 1, depending on the value of the elastic bending radius R .

g) loading of the technological section

A large load is provided by high pressures and correspondingly increased loads on the pipe wall. The quantitative assessment of this factor is the volume of oil pumped per year, divided by the maximum possible volume of oil that the pipeline can pump according to its technical capabilities.

h) priority of oil supply directions.

Main oil pipelines that supply oil for export need increased attention in terms of ensuring their reliability. The priority oil pipelines are the oil pipelines included in the technological corridors.

					<i>Приложение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		120