

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта участка нефтепровода на примере объекта в Томской области»

УДК 622.692.4-049.32(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б71Т	Тарасов Д. А.		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Т.Г.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Мезенцева И.Л.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Р1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
Р2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
Р3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
Р4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов, а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
Р5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
Р6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
Р7	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ОПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов"</i>

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Р8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОСТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа"</i>
Р9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОСТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.055 "Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов".</i>

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

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

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
З – 2Б71Т	Тарасову Дмитрию Александровичу

Тема работы:

«Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта участка нефтепровода на примере объекта в Томской области»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

№ 36-78/с от 05.02.2021 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования является магистральный нефтепровод проложенный на территории Томской области и проводимый капитальный ремонт на этом нефтепроводе.</p>
---	---

<p align="center">Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p align="center"><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1. Изучить теоретические основы капитального ремонта магистрального нефтепровода</p> <p>2. Провести анализ выборочного ремонта дефектных участков по результатам диагностики</p> <p>3. Провести разработку мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода</p> <p>4. Произвести расчет толщины трубы на участке.</p>
--	--

<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p align="center">Нет</p>
---	---------------------------

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Трубченко Татьяна Григорьевна - доцент ОСГН ШБИП
«Социальная ответственность»	Мезенцева Ирина Леонидовна - ассистент ООД

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p align="center">11.02.2021 г.</p>
--	-------------------------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Гончаров Николай Вячеславович	к.т.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б71Т	Тарасов Дмитрий Александрович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б71Т	Тарасов Дмитрий Александрович

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по г. Томску, оклады в соответствии с положением об оплате труда сотрудников НИ ТПУ Материально-технические ресурсы: 448274,33 рублей Информационные ресурсы: фондовая литература Человеческие ресурсы: 2 человека (руководитель и инженер)
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: - 30 % премии к заработной плате - 20 % надбавки за профессиональное мастерство - 30 % районный коэффициент для расчета заработной платы Накладные расходы 16%;
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общая система налогообложения с учетом льгот для образовательных учреждений, в том числе отчисления во внебюджетные фонды - 30%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Описание потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Планирование работ, разработка диаграммы Ганта, формирование бюджета затрат.
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	1. Определение интегрального показателя эффективности научного исследования. 2. Расчет показателей ресурсоэффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности НТИ
2. Матрица SWOT
3. График проведения и бюджет НТИ
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:				
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Т. Г.	Канд.экон.наук, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б71Т	Тарасов Дмитрий Александрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б71Т	Тарасов Дмитрий Александрович

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

Тема ВКР:

Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта участка нефтепровода на примере объекта в Томской области	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объект исследования: технология капитального ремонта нефтепровода.</p> <p>Область применения: магистральные нефтепроводы</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>1. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</p> <p>2. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования</p> <p>3. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования</p> <p>4. ФЗ «О специальной оценке условий труда» от 28.12.2013 N 426</p> <p>5. Трудовой кодекс РФ, редакции от 01.01.2020</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Превышение уровня шума - Отклонения показателей климата на открытом воздухе - Недостаток необходимого естественного освещения. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования - Поражение электрическим током
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>1. Атмосфера:</p>

	<p>- Загрязнение выбросами выхлопных газов от строительной техники при производстве работ.</p> <p>-испарение от нефти.</p> <p>2. Литосфера:</p> <p>- сохранение плодородного слоя почвы после ремонтных работ.</p> <p>-розливы нефти в местах подземной и надземной прокладки нефтепровода.</p> <p>3. Гидросфера:</p> <p>- разливы нефти и нефтепродукта в местах подводного перехода нефтепровода.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС: лесные пожары, взрыв попутного газа в полости нефтепровода, разливы нефти в результате порыва нефтепровода, разгерметизация при ремонте участка нефтепровода.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: утечки нефти и неполная откачка попутного газа.</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Мезенцева Ирина Леонидовна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б71Т	Тарасов Дмитрий Александрович		

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «нефтегазовое дело»
Профиль «эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврской работы

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
09.03.2020	Введение	10
25.03.2020	Общие сведения о ремонте магистральных нефтепроводов	20
11.04.2020	Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода	20
20.04.2020	Проведение расчетов	15
07.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
15.05.2020	Социальная ответственность	10
18.05.2020	Заключение	5
25.05.2020	Презентация	10

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа 116с., 14рис., 20табл.,
28источник, 2 прил.

Ключевые слова: Магистральный нефтепровод, капитальный ремонт,
эксплуатация, дефекты, расчёты.

Объектом исследования является магистральный нефтепровод.

Цель работы – разработка метода капитального ремонта нефтепровода
с заменой катушки.

В процессе исследования проводились: расчеты толщины стенки
трубопровода, расчет на прочность и устойчивость. Рассмотрены вопросы
разработки траншеи, прокладки, монтажа трубопровода. Так же были
рассмотрены машины и оборудования применяемы для ремонта. Приведены
мероприятия по охране труда и безопасности строительства, охране
окружающей среды.

В результате исследования: произведен расчёт толщины стенки
трубопровода.

Область применения: линейная часть магистрального нефтепровода.

Характеристики: технология и организация выполнения работ,
подготовительные работы, земляные работы, монтаж трубопровода, установка
вантузов.

					«Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта участка нефтепровода на примере объекта в Томской области»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Тарасов Д.А.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.					10	116
Консульт.						ТПУ гр. 3-2571Т		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Обозначения и сокращения

В работе применены следующие сокращения:

МН - магистральный нефтепровод

ДДК - дополнительный дефектоскопический контроль

ВТД - внутритрубная диагностика

ВИП - внутритрубный инспекционный прибор

ПЭП - пьезоэлектрический преобразователь

ВИС - внутритрубный инспекционный снаряд

РСК - ремонтно-строительная колонна

ППР - проект производства работ

НПС - нефтеперекачивающая станция

ГВС - газовоздушная смесь

ВТП - временный трубопровод

ПНУ - передвижная насосная установка

РГС - резервуар горизонтальный стальной

ЦБПО - Центральная база производственного обслуживания

ЦРС - центральная ремонтная служба

УГВ - уровень грунтовых вод

МОНА - мобильные откачивающие насосные агрегаты

СРТ - сборно-разборные трубопровод

					<i>«Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта участка нефтепровода на примере объекта в Томской области»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Тарасов Д.А.</i>			<i>Обозначения и сокращения</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					11	116
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. 3-2Б71Т</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	15
1. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ	17
1.1 Оценка возрастного состава магистральных нефтепроводов .	17
1.2 Анализ технического состояния линейной части магистральных нефтепроводов.....	18
2. СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ.....	24
2.1. Анализ традиционных методов капитального ремонта магистральных нефтепроводов.....	24
2.2 Основные положения системы обеспечения надежности магистральных нефтепроводов.....	26
3. ВЫБОРОЧНЫЙ РЕМОНТ ДЕФЕКТНЫХ УЧАСТКОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ДИАГНОСТИКИ.....	29
3.1 Классификация дефектов линейной части магистральных нефтепроводов.....	29
3.2 Обзор методов определения дефектов МН	33
3.3 Обоснование необходимости метода проведения ремонта.....	38
4. РАСЧЕТ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ ТРУБЫ НА УЧАСТКЕ.....	40
4.1 Расчет подземного участка нефтепровода на прочность и недопустимость пластических деформаций.....	44
4.2 Расчет подземного участка нефтепровода на устойчивость в продольном направлении прямолинейных и упруго изогнутых участков ...	47
5. РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРОВЕДЕНИЮ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА ...	52
5.1 Виды капитального ремонта магистрального нефтепровода..	52
5.2 Технология работ с заменой катушки.....	60
5.3 Земляные работы.....	63
5.4 Разработка и обустройство ремонтного котлована.....	66

					<i>«Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта участка нефтепровода на примере объекта в Томской области»</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Тарасов Д.А.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>				12	117
<i>Консульт.</i>					<i>Содержание</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>			<i>ТПУ гр. 3-2Б71Т</i>		

5.5	Технологии освобождения эксплуатируемых нефтепроводов с приемом нефти в резиноканевые резервуары, передвижные емкости	69
5.6	Работы по врезке вантузов в нефтепровод.....	72
5.7	Основные средства механизации при производстве работ	75
5.8	Остановка перекачки нефти по нефтепроводу и отключение участка.....	78
6.	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И РЕСУРСООЭФФЕКТИВНОСТЬ.....	82
6.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	82
6.1.1	Потенциальные потребители результатов исследования	82
6.1.2	Анализ конкурентных технических решений.....	83
6.1.3	SWOT-анализ	85
6.2	Планирование научно-исследовательских работ	86
6.2.1	Структура работ в рамках научного исследования.....	86
6.2.2	Определение трудоёмкости выполнения работ.....	88
6.2.3	Разработка графика проведения научного исследования	88
6.3	Бюджет научно-технического исследования	89
6.3.1	Расчет материальных затрат.....	90
6.3.2	Основная заработная плата исполнителей темы	91
6.3.3	Дополнительная заработная плата исполнителей темы	93
6.3.4	Расчет отчислений во внебюджетные фонды.....	94
6.3.5	Расчет накладных расходов.....	94
6.3.6	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	95
6.4	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования ...	96
7.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	99
7.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	99
7.1.1	Производственная безопасность	100
7.1.2	Превышение уровня шума.....	102

					Содержание	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7.1.3 Отклонения показателей климата на открытом воздухе.....	102
7.1.4 Недостаток необходимого естественного освещения	103
7.1.5 Поражение организма электрическим током	104
7.1.6 Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования.....	105
7.2 Экологическая безопасность	106
7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	107
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	110
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	112
ПРИЛОЖЕНИЕ А	115
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	116

					Содержание	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

ВВЕДЕНИЕ

Современное состояние системы магистральных нефтепроводов по мере увеличения продолжительности эксплуатации под влиянием процессов старения, накопления повреждений в металле труб нефтепровода, ухудшается. Циклические воздействия внутреннего давления вызывают накопление усталостных повреждений в зонах дефектов, допущенных при изготовлении труб и проведении строительно-монтажных работ.

В настоящее время срок службы более половины магистральных нефтепроводов превышает 25 лет, поэтому влияние возрастных факторов на надежность нефтепроводов весьма значительно.

Для нефтепроводов, находящихся в эксплуатации, решение проблем надежности возможно только на основе разработки эффективной системы их технического обслуживания и ремонта, позволяющей обеспечить необходимый уровень технического состояния данных объектов.

Для таких протяженных сооружений, как магистральные нефтепроводы, проведение эффективных предупреждающих мер возможно только на основе информации о наличии и расположении дефектов стенки труб нефтепровода, изоляционного покрытия. Получение такой информации возможно только на основе результатов диагностирования.

В целом, проблема обеспечения надежности магистральных нефтепроводов требует системного подхода, предусматривающего проведение:

Цель данной работы является Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта участка нефтепровода на примере объекта в Томской области.

					<i>«Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта участка нефтепровода на примере объекта в Томской области»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Тарасов Д.А.</i>			Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					15	116
<i>Консульт.</i>						ТПУ зр. 3-2Б71Т		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

Для достижения поставленной цели решаются следующие задачи:

- изучение нормативно-технической документации и литературных источников по вопросам оценки технического состояния и проведения ремонта магистральных нефтепроводов;
- оценка технического состояния участка магистрального нефтепровода;
- обоснование метода ремонта для участка магистрального нефтепровода;
- выбор технологических решений при проведении капитального ремонта участка магистрального.

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

1. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

1.1 Оценка возрастного состава магистральных нефтепроводов

Общая протяженность линейной части магистральных трубопроводов Российской Федерации превышает 200 тыс. км, из них 51,05 тыс. км – это система магистральных нефтепроводов.

Анализ сроков ввода в эксплуатацию магистральных нефтепроводов Российской Федерации по данным ПАО «Транснефть» позволяет узнать, что большая часть МН уже превысила срок службы который составляет 25 лет средний же возраст 27-30 лет. Можно обратить внимание на нефтепровод “Дружба” которому на момент 2020 года исполнилось 54 года.

В состав Акционерной компании по транспорту нефти «АК «Транснефть» входит ОАО «Сибнефтепровод», которое эксплуатирует на территории Западной и Северо-Западной Сибири 26 магистральных нефтепроводов, по состоянию на 1 января 2019 года общая протяженность которых в одноконтинентальном исчислении составляет более 10 тыс. км.

Анализ показывает, что 49 % (от общей протяженности) линейной части нефтепроводов имеет срок эксплуатации от 20 до 33 лет, 47 % линейной части магистральных нефтепроводов ОАО «Сибнефтепровод» эксплуатируются от 10 до 20 лет и только 4 % эксплуатируется менее 10 лет.

Важно отметить то, что основная часть магистральных нефтепроводов ОАО «Сибнефтепровод» эксплуатируется в очень суровых климатических зонах, в заболоченных местностях со значительной частотой и размахом малоцикловых нагрузок, достигающих 3-4 циклов в сутки на отдельных линейных участках, в грунтах с повышенной скоростью коррозии системы

					<i>«Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта участка нефтепровода на примере объекта в Томской области»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Тарасов Д.А.</i>			<i>Комплексная оценка технического состояния магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					17	116
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. 3-2Б71Т</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

«труба-грунт» и т.д.

Очевидно, что постоянное воздействие выше перечисленных природно-климатических факторов и значительный возраст линейной части магистральных нефтепроводов объективно связаны с увеличением риска аварий и отказов, если отсутствует эффективная система их предупреждения.

1.2 Анализ технического состояния линейной части магистральных нефтепроводов

Опыт эксплуатации магистральных нефтепроводов показывает, что с точки зрения основных положений физики отказов "жизнь" трубопроводов, как и других сложных механических систем можно условно разделить на три периода эксплуатации:

- I - период приработки;
- II - период стабилизации;
- III - период износа.

Интенсивность потока отказов после резкого всплеска в начальный период, вызванного грубыми дефектами строительно-монтажных работ и заводскими дефектами труб, затем быстро снижается и после трех-четырех лет эксплуатации (I период) стабилизируется. По истечении примерно 10 - 20 лет эксплуатации (II период) снова происходит рост интенсивности отказов (III период), что связано с проявлением дефектов коррозионного и усталостного происхождения.

Таким образом, следует отметить, что в целом система магистральных нефтепроводов России вступила в III период "жизни". Этот период характеризуется общим ухудшением состояния магистральных нефтепроводов, что вызвано усилением роли факторов "износостого" характера, обусловленных циклическими и коррозионными воздействиями перекачиваемого продукта и окружающей среды. Под влиянием указанных

					<i>Комплексная оценка технического состояния магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

воздействий на этом этапе эксплуатации нефтепроводов отдельные повреждения в металле труб и сварных швах развиваются до критического уровня, что может приводить к отказам. Очагами указанных повреждений, как правило, служат различные дефекты, допущенные при производстве труб, при выполнении строительно-монтажных работ, участки отслоения и разрушения изоляционного покрытия.

Повреждение магистрального нефтепровода - это нарушение его исправного состояния при сохранении работоспособности; эксплуатация нефтепровода в этом случае возможна, но связана с опасностью аварии в поврежденном месте.

Аварией на магистральном нефтепроводе считается нарушение его герметичности (утечка нефти), либо произвольное отклонение от основных параметров режима перекачки (давление, производительность).

Аварии с потерей герметичности трубопровода проявляются в виде свищей, трещин, разрывов тела трубы, повреждения запорной арматуры и фланцевых соединений с выходом продукта.

К авариям относится и остановка перекачки вследствие перекрытия внутреннего сечения трубопровода из-за неисправности запорной арматуры, застревание очистного устройства (скребка) или дефектоскопа, застывание нефти при остановке перекачки или образования гидратных пробок и т.д.

Причинами происхождения аварий на магистральных трубопроводах являются:

- дефекты материала (труб, фасонных изделий, арматуры и др.);
- коррозия;
- брак строительно-монтажных работ;
- механические повреждения при производстве работ вблизи трубопровода;
- ошибки эксплуатационного персонала;
- стихийные явления (землетрясения, наводнения, оползни и т.п.).

					<i>Комплексная оценка технического состояния магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		19

После проведения анализа ежегодных отчетов о деятельности Федеральной службы по технологическому, экологическому, а так же атомному надзору [1] показал, что за последние десять лет уровень аварийности на объектах трубопроводного транспорта нефти и газа не изменяется подробно рассмотрим на рисунке 1.



Рисунок 1- Динамики аварийности на магистральных нефтепроводах

Таблица 1 - Распределение аварий магистральных нефтепроводов по годам

Объекты	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Нефтепроводы	11	23	22	11	00	44	22	11	33	22

Однако проведенный анализ аварийности показал, что на МН наибольшее число аварий составляет (53,2 %), которые произошли в результате коррозии металла трубы (Таблица 2). Как показывает статистика (Таблица 3), на нефтепроводах с длительным сроком эксплуатации (от 13 лет и более) происходит наибольшее количество аварий. Это свидетельствует о том, что актуальными являются вопросы о своевременной оценки

технического состояния и проведения ремонтов магистральных нефтепроводов с длительными сроками эксплуатации.

Таблица 2 - Распределение по видам аварии на объектах МН

№	Причины	Год										Всего	Доля, %
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019		
1	Конструктивные недостатки (брак изделия)	1	1	0	2	1	0	0	1	0	2	8	8,2
2	Брак строительства/изготовления	2	1	3	0	2	3	2	1	2	3	18	18,2
3	Коррозия металла труб (КРН)	4	5	5	4	5	7	4	9	5	5	53	53,2
4	Ошибочные действия персонала при эксплуатации	0	1	0	0	0	1	0	0	0	2	7	4,1
5	Износ оборудования	2	0	1	0	0	0	1	0	0	1	5	5,1
6	Воздействие стихийных явлений природного происхождения	1	0	0	1	0	0	0	1	0	2	5	5,1
7	Механическое воздействие	2	0	1	0	0	1	0	1	1	0	6	6,1
Итого:												99	100

Таблица 3 - Распределение аварий МН по срокам эксплуатации.

Диаметр нефтепровода, мм	Всего аварий, %	По срокам эксплуатации, %				
		Менее 3 лет	От 3 до 8 лет	От 8 до 13 лет	От 13 до 20 лет	Более 20 лет
1220	100	19,2	24,8	12,4	36,3	7,3
1020		5,6	21,4	39,3	21,9	11,8
820		7,2	16,7	42,1	23,0	10,0
720		15,6	22,4	27,8	26,7	7,5
630		4,9	18,6	36,5	23,9	16,1
530		12,7	17,3	28,5	26,7	14,8
Менее 500		6,6	13,7	39,7	24,7	15,3

По последствиям различают аварии 1-ой и 2-ой категории.

Авария, характеризующая нарушением герметичности трубопровода с потерей перекачиваемого продукта более 100 т или простоем трубопровода более 24 часов, классифицируется как авария 1-ой категории.

Соответственно авария, характеризующаяся нарушением герметичности трубопровода с потерей перекачиваемого продукта менее 100 т или простоем трубопровода от 8 до 24 часов, классифицируется как авария 2-ой категории.

Нарушение герметичности трубопровода с потерей перекачиваемого продукта до 1 т и простоем в работе трубопровода до 8 часов классифицируется как отказ (повреждение).

Ввиду случайного распределения дефектов различных видов с разной степенью опасности по длине участков нефтепроводов, использования различных материалов труб и изоляционных покрытий, различий в сроках и режимах эксплуатации, в природно-климатических условиях, коррозионной активности грунтов, уровней подготовки нефтей (малосернистые, высокосернистые) темпы протекания процессов накопления и развития повреждений для различных участков нефтепроводов могут существенно отличаться.

Поэтому состояние одних участков нефтепроводов может оказаться вполне удовлетворительным, других - может быть близким к критическому (аварийному).

Таким образом, требуется дифференцированный подход к учету индивидуальной опасности дефектов, к оценке технического состояния отдельных участков магистральных нефтепроводов для обеспечения их безопасной эксплуатации.

Очевидно, что задача разработки и внедрения современной технической политики по предотвращению аварий и отказов магистральных нефтепроводов является сложной, и может быть решена с необходимой

					<i>Комплексная оценка технического состояния магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		22

степенью достоверности только при условии достаточной полноты информации о фактическом состоянии участков нефтепроводов.

Подробнее хотелось бы рассмотреть участок магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель» (104-118 км).

					<i>Комплексная оценка технического состояния магистральных нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23

2. СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

2.1. Анализ традиционных методов капитального ремонта магистральных нефтепроводов

Чаще всего решение проблемы продления срока службы и безопасной эксплуатации МН это проведение капитального ремонта линейной части со сплошной заменой трубопровода, изоляционного покрытия либо проведение гидравлических испытаний повышенным давлением длительно эксплуатируемых нефтепроводов с последующим устранением дефектов выявленных этим методом.

До использования современных методов диагностики трубопроводов, выбор участков на которых будет проводится капитальный ремонт определялся опираясь на статистику аварий, результаты проведения электрометрических измерений а так же данные полученные в ходе визуального контроля при проведение шурфования. Но недостаток информации полученной в ходе таких методов не позволяла своевременно и достоверно определить участки, нуждающиеся в первоочерёдном восстановлении.

Помимо этого для проведения полного капитального ремонта и гидравлического испытания необходимы огромные финансовые затраты и лишение работоспособного нефтепровода на большой промежуток времени. А так сопутствующие экологические проблемы вызванные необходимостью восстановления гидросферы после проведения переиспытаний нефтепровода.

Целенаправленные программы мероприятий по повышению надежности системы нефтеснабжения, основанные на применении

					<i>«Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта участка нефтепровода на примере объекта в Томской области»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Тарасов Д.А.</i>			Система обеспечения надежности магистральных нефтепроводов	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					24	116
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 3-2Б71Т		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

вышеуказанных традиционных методов, позволили добиться значительного снижения общего уровня аварийности: так, если в 1970 г. на 1000 км магистральных нефтепроводов приходилось в среднем 3,87 аварии в год [2], то в 2020 г. эта величина снизилась до 0,27.

Основным методом ремонта являлся капитальный ремонт со сплошной заменой труб большими участками. К середине 80-х годов, несмотря на то, что капитальный ремонт магистральных нефтепроводов с заменой труб достиг рекордных объемов за всю историю отечественного и мирового нефтеснабжения, равных 1,7 % от общей протяженности магистральных нефтепроводов, этих мер было недостаточно для поддержания необходимого уровня их надежности. Появилась тенденция роста количества отказов, характерная для III периода эксплуатации магистральных нефтепроводов.

Необходимо выделить, что экономическая ситуация которая произошла к середине 90- годов в России, не позволила и дальше использовать такую технологию как сплошной ремонт с заменой труб в качестве главного метода ремонта линейной части МН в связи с техническими и финансовыми возможностями. Из-за плохого финансового положения компаний нефтепроводного транспорта и резкого увеличения стоимости механизмов, материалов, оборудования и т.д., случилось резкое понижение объёмов капитального ремонта – до 338 км в 1993 г. В связи со старением основных фондов увеличился риск снижения достигнутого уровня работоспособности нефтепроводов.

Таким образом, на основе приведенного выше анализа состояния магистральных нефтепроводов можно констатировать следующее.

Возникла необходимость формирования эффективной стратегии технического обслуживания и ремонта, внедрение которой может кардинально повлиять на снижение аварийности и обеспечить целенаправленное использование средств на выборочный ремонт с экономическим эффектом.

					Система обеспечения надежности магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

2.2 Основные положения системы обеспечения надежности магистральных нефтепроводов

Главными направлениями новых методов ремонта МН являются:

- создание и внедрение эффективных технологий ремонта;
- выборочный ремонт МН по результатам внутритрубной диагностики;
- проведение капитального ремонта с частичной заменой только на тех участках, где скопилось большое количество дефектов, определяемых на основании внутритрубной инспекции.

Сущность новых методов ремонта построена на том, что вывод участков нефтепровода в ремонт формируется, индивидуально опираясь на результаты диагностики. Ремонт, который проводится непосредственно по состоянию трубопровода, позволяет сильно увеличить эффективность ремонтных работ и значительно снизить финансовые затраты.

Процесс разработки предупреждения отказов и продление срока службы МН основывается на таких условиях:

- Безопасность при проведении работ
- Ремонт проходит без остановки перекачки
- Стоимость ремонта и минимальная трудоёмкость
- Восстановление до уровня бездефектной трубы зоны дефекта
- Гарантия возможности устранения различных типов дефектов
- Срок службы ремонтной конструкции не должен составлять меньше чем срок службы нефтепровода.

Основные положения системы предупреждения отказов и продления срока службы магистральных нефтепроводов:

- Дефекты любого типа должны быть выявлены методом внутритрубной диагностики и устранены при проведении ремонта до того, как получат опасное развитие.

					Система обеспечения надежности магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

- Внутритрубная диагностика должна проводиться на протяжении всего жизненного цикла нефтепровода с обоснованной периодичностью.
- По данным о параметрах дефектов должна проводиться оценка их опасности.
- На основе данных об опасности дефектов, особенностях их распределения по дистанции нефтепровода должны разрабатываться программы ремонта трубопровода, назначаться безопасные режимы перекачки нефти (на период до проведения ремонта).
- Ремонт должен проводиться с использованием эффективных технологий без вывода трубопровода из эксплуатации.

Для реализации основных положений этой системы необходим комплекс крупных организационных и технических мероприятий, основанных на передовых технологиях, результатах научно-исследовательских работ, эффективных инженерных решениях:

- Создание мощного оснащенного новейшим оборудованием Центра технической диагностики, годовой объем диагностических работ которого составляет 15000 км.
- Включение диагностических работ в систему производственного планирования подразделений АК «Транснефть».
- Разработка (на основе экспериментальных исследований прочности труб с дефектами) методик расчета на прочность и остаточный ресурс дефектосодержащих участков трубопроводов для определения необходимости и очередности их ремонта.
- Создание информационно-аналитической системы для автоматизированной обработки данных, получаемых от средств внутритрубной дефектоскопии, и последующего анализа получаемых результатов.
- Создание разветвленной сети из 46 специализированных ремонтно-восстановительных подразделений, оснащенных современной

					Система обеспечения надежности магистральных нефтепроводов	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

техникой для устранения опасных дефектов с наименьшими материальными затратами.

– Разработка эффективных технологий проведения работ по устранению опасных дефектов, по восстановлению трубопроводов без остановки перекачки и без ограничения поставок нефти потребителям.

– Создание компьютерных банков данных и интегрированной вычислительной сети, обеспечивающих проведение мониторинга технического состояния магистральных трубопроводов на основе данных периодического диагностирования.

Ключевая роль в реализации системы принадлежит внутритрубной диагностике, обеспечивающей получение первичной информации о дефектах на всем протяжении трубопровода.

Для достижения необходимой эффективности внутритрубной диагностики внутритрубные снаряды должны отвечать определенным требованиям, а именно:

- проведение диагностирования нефтепровода без нарушения режима его нормального функционирования;
- применение «интеллектуальных» внутритрубных диагностических снарядов высокой разрешающей способности, исключающей необходимость экскавации нефтепровода для уточнения размеров дефектов и связанных с этим дополнительных затрат, и позволяющей обнаруживать и измерять не только критические, но и потенциально опасные дефекты всех типов;
- применение внутритрубных снарядов, требующих минимальных изменений в конструкции нефтепровода.

Поскольку каждый тип диагностического снаряда способен определять один или несколько типов дефектов, для выявления всех дефектов, которые могут быть обнаружены существующими средствами неразрушающего контроля, необходимо применение комплекса снарядов.

					Система обеспечения надежности магистральных нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

3. ВЫБОРОЧНЫЙ РЕМОНТ ДЕФЕКТНЫХ УЧАСТКОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ДИАГНОСТИКИ

3.1 Классификация дефектов линейной части магистральных нефтепроводов

По видам повреждения трубы дефекты МН можно разделить на группы:

Дефекты геометрии трубы – это дефекты, которые связаны с уменьшением проходного сечения трубы из-за изменения его формы. Эти дефекты можно разделить:

– вмятина - это локальное уменьшение проходного сечения трубы в результате механического воздействия, при котором не происходит уменьшения толщины стенки трубы и излома оси нефтепровода (рисунок 2);



Рисунок 2 - Вмятина

– гофр - это чередующиеся поперечные выпуклости и вогнутости стенки трубы, не уменьшающие толщины стенки и приводящие к излому оси

					«Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта участка нефтепровода на примере объекта в Томской области»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Тарасов Д.А.				Выборочный ремонт дефектных участков по результатам диагностики	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Гончаров Н.В.						29	117
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б71Т		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							

и уменьшению проходного сечения нефтепровода (рисунок 3).

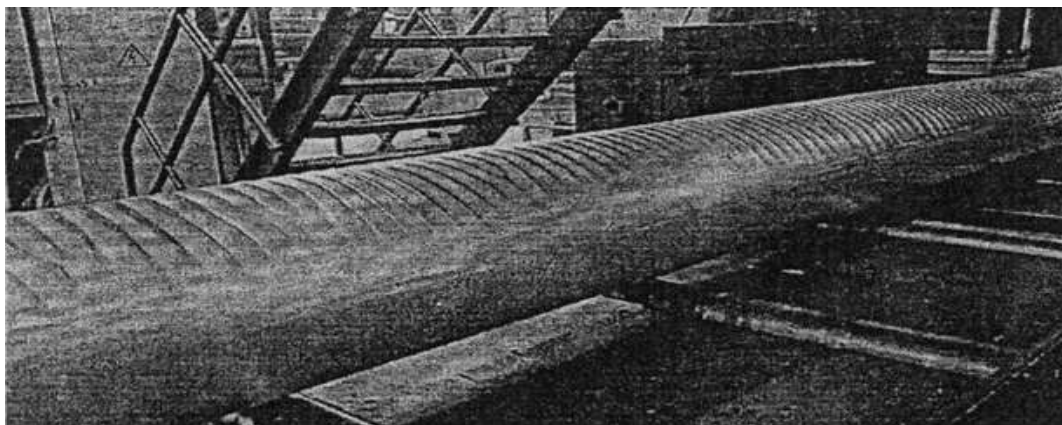


Рисунок 3 - Гофр

Дефекты стенок трубы - это дефекты, которые не приводят к изменению проходного сечения. Они разделяются на следующие группы:

– риска (царапина) – это потеря металла стенки трубы, произошедшая в результате взаимодействия стенки трубы с перемещающимся по ней твердым телом (рисунок 4);



Рисунок 4 - Риска

– потеря металла (коррозия, эрозия, вмятина в прокате, забоина, задир, рванина) – это изменение номинальной толщины стенки трубы, характеризуется локальным утоньшением в результате механического или коррозионного повреждения или обусловленное технологией изготовления (рисунок 5);

					Выборочный ремонт дефектных участков по результатам диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30



Рисунок 5 - Потеря металла

– расслоение – это несплошность металла стенки трубы. Обычно является раскатанным скоплением неметаллических включений (рисунок 6);



Рисунок 6 - Расслоение

– изменение толщины стенки – это плавное утоньшение стенки трубы, образовавшееся в процессе изготовления трубы или листового проката;

– трещина - разрыв основного металла стенки трубы характеризующийся малым поперечным размером (рисунок 7).

					Выборочный ремонт дефектных участков по результатам диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31



Рисунок 7 - Трещина

Дефекты сварного шва (непровар, пора, шлаковое включение, подрез, трещина сварного шва) – это дефекты в самом сварном шве или в околошовной зоне, возникшие вследствие нарушения технологии сварки (рисунок 8).



Рисунок 8 – Дефект сварного шва

По степени воздействия на несущую способность МН дефекты можно разделить на опасные и неопасные;

К опасным дефектам относятся:

– Дефекты, которые являются опасными по результатам расчёта на статическую прочность.

					Выборочный ремонт дефектных участков по результатам диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

- Дефекты стенки, которые связаны с потерей металла.
- Дефекты геометрии, непосредственно на швах или примыкающие к сварным швам, если их измеренная глубина превышает по величине 3% от номинального наружного диаметра трубы.

Опасные дефекты подлежат выборочному ремонту. При наличии таких опасных дефектах эксплуатация МН разрешается при условиях использования ограничений на режим перекачки.

К неопасным можно отнести такие дефекты, для которых давление разрушения трубы с дефектом не ниже испытательного давления установленного на заводе. Эксплуатировать МН при неопасных дефектов можно и без ограничений на перекачивающие режимы пока идёт межинспекционный период.

По критерию необходимости проведения дополнительного дефектоскопического контроля дефекты подразделяются на требующие ДДК и не требующие ДДК.

3.2 Обзор методов определения дефектов МН

ВТД – это такая диагностика, где с поддержкой внутритрубных диагностических приборов (дефектоскопов) происходит обнаружение дефектов линейной части трубопроводов, а так же оценка технического состояния дефектных участков без вывода трубопровода из эксплуатации.

Для выявления дефектов стенки трубопроводов проводится их внутритрубная диагностика особыми ВИП.

При этом выявляются следующие дефекты стенки трубы:

- дефекты, образовавшиеся при изготовлении труб, – расслоения, закаты, включения, дефекты продольных и спиральных сварных стыков;
- дефекты, образовавшиеся при строительстве трубопровода, риски, задиры, вмятины, гофры, дефекты кольцевых стыков;

					<i>Выборочный ремонт дефектных участков по результатам диагностики</i>	<i>Лист</i>
						33
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

– дефекты, образовавшиеся при эксплуатации – внешняя и внутренняя коррозия, усталостные трещины тела трубы и сварных стыков по причине воздействия малоцикловых нагрузок.

Для определения скорости ржавчины проводится вторичная диагностика трубопроводов с интервалом в 3–5 лет. Сопоставление результатов повторной диагностики с первичной разрешает рассчитать время утонения стенки трубы до критической величины.

Внутритрубная проверка нефтепровода включает в себя несколько методов:

Магнитный способ дефектоскопии трубопроводов основан на регистрации магнитных полей (топографии тангенциальной составляющей напряженности магнитного поля). В основу работы дефектоскопа заложен принцип показывания дефектов в стальных трубах, состоящий в том, что контролируемое изделие намагничивается до индукции порядка 1,4–1,6 Тл, и регистрирует значение магнитной индукции поля, рассеиваемого у поверхности трубы

Присутствие в стенке трубы каверн, пустот и прочих аномалий напряжённость магнитного поля у поверхности в данных местах изменяется. Сопоставляя такое изменение магнитного поля (ΔH) с полем в зоне, где нет недостатков (H), производится решение о наличии дефекта и его относительной величине. Магнитные поля в дефектоскопах контролируются датчиками на основе «перехода Холла» и (или) феррозондовыми датчиками. Намагничивание стенки трубы ведётся цилиндрической магнитной системой. Измерители недостатков располагаются между полюсами постоянного магнита по окружности корпуса дефектоскопа.

Как правило, сейчас применяются две конструкции дефектоскопов, сооруженных на основе магнитного метода, с продольным и поперечным намагничиванием. Так дефектоскопы с продольным намагничиванием лучше

					Выборочный ремонт дефектных участков по результатам диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

выявляют узкие поперечные дефекты, а дефектоскопы с поперечным намагничиванием несут основную нагрузку по выявлению узких, продольно ориентированных дефектов, в числе – «стресскоррозионных». Лучшие итоги обследований трубопроводов могут быть получены при совместной обработке магнитограмм, записанных этими снарядами. Это позволяет во множестве случаев более объективно оценить причину изменения магнитного сигнала (рисунок 9).

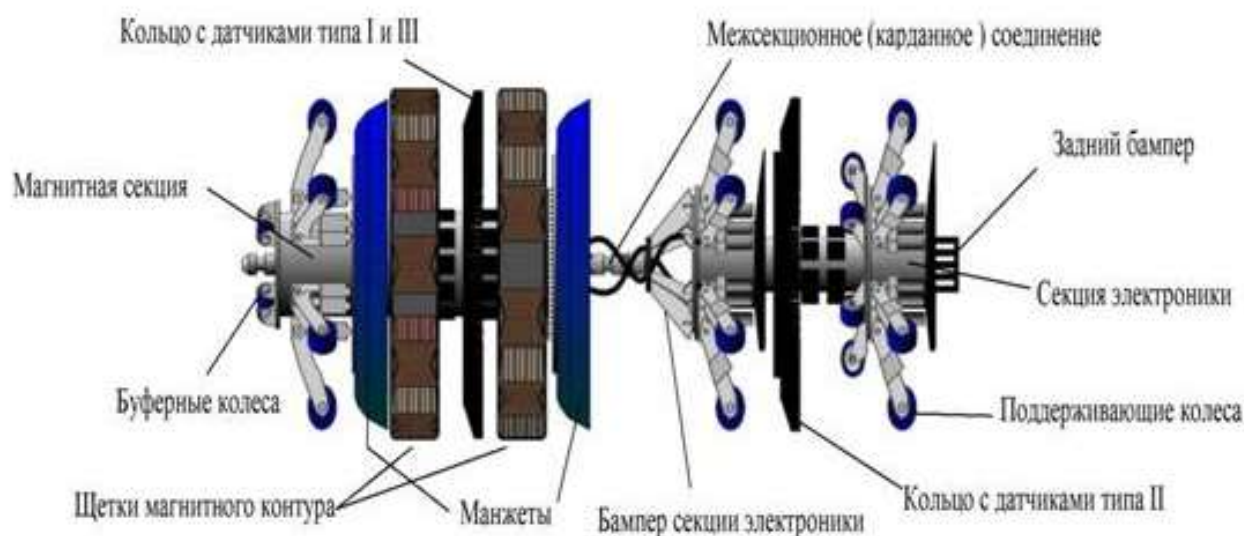


Рисунок 9 – Магнитный дефектоскоп

Ультразвуковая дефектоскопия – это комплекс способов контроля, использующих упругие колебания ультразвукового размера частотой от 0,5 до 10 МГц. Она основана на свойстве упругих волн распространяться в однородном твердом теле и на его плоских или кривых поверхностях в виде лучей прямолинейно и отражаться от границ тела или нарушений сплошности, а также на свойстве упругих волн рассеиваться и поглощаться структурными составляющими контролируемых объектов. Главным методом ультразвуковой дефектоскопии представляется эхо-метод (рисунок 10).

					Выборочный ремонт дефектных участков по результатам диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

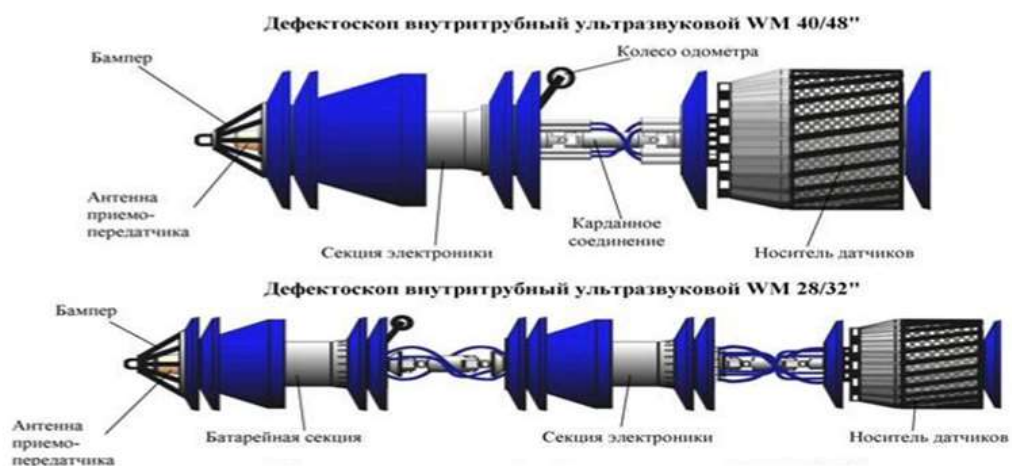


Рисунок 10- Ультразвуковой дефектоскоп

Механизм данного метода заключается в излучении в изделие и последующем принятии отраженных ультразвуковых колебаний с помощью специального оборудования – ультразвукового дефектоскопа и пьезоэлектрического преобразователя и дальнейшем анализе полученных данных с целью определения наличия дефектов, а также их эквивалентного размера, формы, вида и глубины залегания.

При проведении ультразвукового контроля ПЭП выступают в качестве излучателя и приемника ультразвукового импульса, обрабатываемого дефектоскопом или толщиномером.

Методы теплового вида контроля основаны на взаимодействии теплового поля объекта с термометрическим чувствительным элементом (термопарой, болометром, термоиндикаторами и т.п.), преобразования параметров поля (интенсивности, температурного градиента, контраста, лучистостей и др.) в параметры электрического или другого сигнала и передаче его на регистрирующий прибор.

Тепловые методы контроля для диагностики трубопроводов чаще всего используют в комбинации с другими методами неразрушающего контроля для получения более точных результатов.

Так же различают два метода теплового контроля: активные и пассивные.

					Выборочный ремонт дефектных участков по результатам диагностики	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При активном контроле объект подвергают воздействию от внешнего источника энергии. В общем случае он предназначен для обнаружения дефектов типа нарушения сплошности в трубопроводе (трещин, пористости, расслоений, инородных включений), а также изменений в структуре и физико-химических свойствах (неоднородность структуры, теплопроводность структуры, теплоемкость и коэффициент излучения).

При пассивном контроле объект не подвергают воздействию от внешнего источника энергии.

Он предназначен для обнаружения отклонений от заданной формы и геометрических размеров трубопровода и контроля его теплового режима.

Дополнительный дефектоскопический контроль проводят для подтверждения результатов контроля и последующего уточнения типа и параметров дефект, обнаруженных ВИС или наружными методами контроля (таблице 4).

Таблица 4- Дефекты, подлежащие ДДК

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

При проведении ДДК производится выполнение следующих этапов:

- Качественная очистка места расположения дефекта от ржавчины, грязи, окалины и изоляции;
- Использование подходящих методов наружной диагностики трубопроводов для уточнения параметров выявленных дефектов;

					Выборочный ремонт дефектных участков по результатам диагностики	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– Установка маркеров на подтвержденный дефектный участок с целью определения границ дефектной области трубопровода.

При невозможности проведения ДДК назначается повторный запуск внутритрубных инспекционных снарядов.

Результатом проведения ДДК является составление Акта ДДК дефектного участка трубопровода.

3.3 Обоснование необходимости метода проведения ремонта.

Основным документом, регламентирующим виды и способы капитального ремонта МН является РД 39-0147105-015-98 «Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов»[5].

Выбор вида капитального ремонта нефтепровода и оценка технического состояния производится на основе анализа результатов обследования (дефектоскопии) стенки трубы и состояния изоляционного покрытия, а также данных, которые были получены за весь период эксплуатации трубопровода.

Анализ и оценка технического состояния нефтепровода проводятся на основании:

- результатов диагностики внутритрубными инспекционными снарядами;
- данных обследования состояния изоляционного покрытия приборами и шурфованием;
- величин защитной разности потенциалов «труба-земля» за весь период эксплуатации;
- сведений о дефектах, которые были выявлены и устранены ранее;
- данных технического паспорта нефтепровода (дата постройки и пуска в эксплуатацию, диаметр, давление, сертификат металла труб, информация о проведенных ремонтах и т.д.).

					<i>Выборочный ремонт дефектных участков по результатам диагностики</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		38

Так же выбор вида и способа ремонта зависит от таких показателей как:

- состояние изоляционного покрытия и стенки трубы;
- размеры и взаимное расположение коррозионных повреждений стенки трубы;
- количество и характер распределения опасных и потенциально опасных дефектов стенки трубы;
- конкретные условия пролегания трубопровода;
- фактические и прогнозируемые показатели загруженности нефтепровода;
- технико-экономические показатели по видам и способам ремонта.

На участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель» по конечным итогам диагностики внутритрубными инспекционными снарядами было обнаружено большое количество дефектов: номинальная толщина стенки трубы и изоляционного покрытия истончилась, на трубе были обнаружены вмятины, на сварных швах и околошовной зоне образовались трещины, поры, шлаковые включения.

Данные дефекты представляются опасными для функционирования предоставленного магистрального нефтепровода и несвоевременное их устранение может привести к возникновению крупной аварии (учитывая протяженность участка с дефектами) на магистральном нефтепроводе, работа которого является стратегически важной для АО «АК «Транснефть».

Следовательно, капитальный ремонт с заменой изоляционного покрытия не подходит, он не позволит ликвидировать все дефекты, и в будущем неполадки на данном участке будут обнаруживаться вновь. Выборочный ремонт производится как правило на коротких участках магистральных трубопроводов. Наиболее эффективным в данном случае является капитальный ремонт с заменой катушки.

					<i>Выборочный ремонт дефектных участков по результатам диагностики</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		39

4. РАСЧЕТ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ ТРУБЫ НА УЧАСТКЕ

Участок магистрального нефтепровода относится к III категории. Коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность $m = 0,99$.

Коэффициент надежности по назначению трубопровода $k_H = 1,1$, коэффициенты надежности по материалу $k_1 = 1,34$ и $k_2 = 1,15$.

Для строительства магистрального нефтепровода на рабочее давление до 9,8 МПа диаметром 1020 мм возьмем сталь конструкционную для сварных конструкций марки 10Г2ФБЮ.

Механические свойства при $T = 20$ °С материала 10Г2ФБЮ:

Предел прочности: 590 МПа

Предел текучести: 460 МПа

Расчетное сопротивление трубной стали 10Г2ФБЮ рассчитывают по формуле (1):

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

где R_1^H - предел прочности стали.

$$R_1 = \frac{590 \cdot 0,99}{1,34 \cdot 1,1} = 396,27 \text{ МПа}$$

Толщину стенки нефтепровода рассчитывают по формуле (2) с коэффициентом надежности по нагрузке от внутреннего давления $n_p = 1,1$:

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

где P - рабочее давление;

D_H - номинальный диаметр трубопровода;

					«Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта участка нефтепровода на примере объекта в Томской области»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Тарасов Д.А.			Расчет толщины стенки трубы на участке	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.					40	116
Консульт.						ТПУ зр. 3-2Б71Т		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

После подстановки численных значений параметров в выражение (2) получим:

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 6,3 \cdot 1,02}{2 \cdot (396,27 + 1,1 \cdot 6,3)} = 0,009 \text{ м}$$

Δt – температурный перепад °С

Абсолютное значение максимального положительного $t(+)$ или отрицательного $t(-)$ температурного перепада, при котором толщина стенки трубы определяется только по величине рабочего давления в трубопроводе определяют по формулам (3 и 4):

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu R_1}{\alpha E} \quad (3)$$

После подстановки численных значений параметров в выражение (3) получим:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{0,3 \cdot 396,27}{2,1 \cdot 10^{-5} \cdot 2,01 \cdot 10^5} = 28,2 \text{ °С}$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1-\mu)R_1}{\alpha E} \quad (4)$$

После подстановки численных значений параметров в выражение (4) получим:

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - 0,3) \cdot 396,27}{2,1 \cdot 10^{-5} \cdot 2,01 \cdot 10^5} = 65,72 \text{ °С}$$

$\mu = 0,3$ – коэффициент Пуассона

α - температурный коэффициент линейного расширения стали,

$E = 2,01 \cdot 10^5$, МПа – модуль упругости стали (Юнга).

В качестве расчетного температурного перепада принимаем значение:

$\Delta t = 70 \text{ °С}$.

Продольные напряжения в стенке трубопровода рассчитываем по формуле (5):

					Расчет толщины стенки трубы на участке	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\sigma_{\text{пр.}N} = -\alpha E \cdot \Delta t + \mu \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{2\delta_{\text{н}}} \quad (5)$$

Внутренний диаметр трубопровода определяется по формуле (6)

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{н}} - 2\delta_{\text{н}} \quad (6)$$

После подстановки численных значений параметров в выражение (6) получим:

$$D_{\text{вн}} = 1020 - 2 \cdot 9 = 1002 \text{ мм}$$

После подстановки численных значений параметров в выражение (5) получим:

$$\sigma_{\text{пр.}N} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,01 \cdot 10^5 \cdot 70 + 0,3 \frac{1,1 \cdot 6,3 \cdot 1002}{2 \cdot 9} = -53,11 \text{ МПа}$$

Знак «минус» указывает на наличие осевых сжимающих напряжений, поэтому необходимо по формуле (7) определить величину безразмерного коэффициента ψ_1 , учитывающего двухосное напряженное состояние стенки трубопровода:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{\text{пр.}N}|}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{\text{пр.}N}|}{R_1} \quad (7)$$

После подстановки численных значений параметров в выражение (7) получим:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-53,11|}{396,27}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-53,11|}{396,27} = 0,926$$

По формуле (8) пересчитываем значение толщины стенки нефтепровода:

$$\delta = \frac{n_p \cdot P \cdot D_{\text{в}}}{2(\psi_1 \cdot R_1 + n_p \cdot P)} \quad (8)$$

После подстановки численных значений параметров в выражение (8) получим:

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 6,3 \cdot 1,02}{2(0,926 \cdot 396,27 + 1,1 \cdot 6,3)} = 0,009 \sim 0,01 \text{ м};$$

					<i>Расчет толщины стенки трубы на участке</i>	<i>Лист</i>
						42
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Расчеты подтверждают, что толщину стенки равной 10 мм подходит для нашего диаметра.

Если мы примем эту толщину стенки трубы, то значение продольных осевых напряжений составит (5):

$$\sigma_{пр.N} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,01 \cdot 10^5 \cdot 70 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 6,3 \cdot 1000}{2 \cdot 10} = -64,89 \text{ МПа}$$

Толщина стенки должна удовлетворять условию, чтобы величина гидростатического давления была бы не менее величины рабочего (нормативного) давления.

Каждая труба должна проходить на заводах-изготовителях испытания гидростатическим давлением P_H , МПа, в течение не менее 20 с, величина которого должна быть не ниже давления, вызывающего в стенках труб кольцевое напряжение, равное 95 % нормативного предела текучести.

Расчетное сопротивление сжатию определяется по формуле (9)

$$R_2 = \frac{R_2^H m}{k_2 k_H} \quad (9)$$

После подстановки численных значений параметров в выражение (9) получим:

$$R_2 = \frac{460 \cdot 0,99}{1,15 \cdot 1,1} = 360 \text{ МПа}$$

Расчетное значение напряжения определяется по формуле (10)

$$R = 0,95 \cdot R_2 \quad (10)$$

После подстановки численных значений параметров в выражение (10) получим:

$$R = 0,95 \cdot 360 = 342 \text{ МПа}$$

Величина P_H на заводе для всех типов труб должна определяться по величине нормативного предела текучести по формуле (11):

					Расчет толщины стенки трубы на участке	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$P_H = \frac{2\delta_{\text{мин}} \cdot R}{D_{\text{вн}}} \quad (11)$$

После подстановки численных значений параметров в выражение (11) получим:

$$P_H = \frac{2 \cdot 10 \cdot 342}{1000} = 6,84 \text{ МПа}$$

Должно выполняться условие (12):

$$P_H > P \quad (12)$$

После подстановки численных значений параметров в выражение (12) получим:

$$6,93 > 6,3$$

Условие (12) выполняется.

Второе условие (13): толщину стенки МН во всех случаях необходимо принимать не менее $1/140$ наружного диаметра $\frac{D_H}{140}$.

После подстановки численных значений параметров в выражение (13) получим:

$$\frac{1,02}{140} = 0,07 < \delta = 0,10$$

Следовательно, при заданных условиях принимаем стенку трубы равной 10 мм.

4.1 Расчет подземного участка нефтепровода на прочность и недопустимость пластических деформаций

Расчет кольцевых растягивающих напряжений $\sigma_{\text{кц}}$ произведем по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{npD_{\text{вн}}}{2\delta} = \frac{1,1 \cdot 6,3 \cdot 1000}{2 \cdot 10} = 346,5 \text{ МПа} \quad (14)$$

Величину безразмерного коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние стенки трубы Ψ_2 рассчитаем по формуле (15):

					Расчет толщины стенки трубы на участке	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75\left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1} \quad (15)$$

После подстановки численных значений параметров в выражение (15) получим:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75\left(\frac{346,5}{396,27}\right)^2} - 0,5 \frac{346,5}{396,27} = 0,26$$

Теперь необходимо проверить прочность трубопровода в продольном направлении по условию (16):

$$|\sigma_{\text{пр.Н}}| \leq \psi_2 R_1 \quad (16)$$

После подстановки численных значений параметров в выражение (16) получим:

$$64,89 \leq 103,03$$

Условие (16) выполняется.

Для проверки по деформациям находим сначала кольцевые напряжения $\sigma_{\text{кц}}^{\text{Н}}$ от действия нормативной нагрузки – внутреннего давления по формуле (17):

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{Н}} = \frac{pD_{\text{вн}}}{2\delta} \quad (17)$$

После подстановки численных значений параметров в выражение (17) получим:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{Н}} = \frac{6,3 \cdot 1000}{2 \cdot 10} = 315 \text{ МПа}$$

Теперь необходимо проверить прочность трубопровода от действия нормативной нагрузки по условию (18):

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{Н}} \leq \frac{m}{0,9k_{\text{н}}} R_2^{\text{Н}} \quad (18)$$

После подстановки численных значений параметров в выражение (18) получим:

					<i>Расчет толщины стенки трубы на участке</i>	<i>Лист</i>
						45
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$315 \leq 460$$

Условие (18) выполняется.

Теперь выполним расчет коэффициента Ψ_3 (учитывающего двухосное напряженное состояние стенки трубы) по формуле (19):

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m}{0,9k_{\text{H}}} R^{\text{H}2}} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m}{0,9k_{\text{H}}} R^{\text{H}2}} \quad (19)$$

После подстановки численных значений параметров в выражение (19) получим:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{315}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} 460} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{315}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} 460} = 0,59$$

Определяем значение продольных напряжений $\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}$ по формуле (20) для положительного и отрицательного температурного перепада.

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} = \mu \sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} - \alpha E \Delta t + \frac{E D_{\text{H}}}{2R} \quad (20)$$

а) для положительного температурного перепада:

После подстановки численных значений параметров в выражение (20) получим:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} = 0,3 \cdot 315 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,01 \cdot 10^5 \cdot 28,2 - \frac{2,01 \cdot 10^5 \cdot 1,02}{2 \cdot 1020} = -74,02 \text{ МПа}$$

б) для отрицательного температурного перепада:

После подстановки численных значений параметров в выражение (20) получим:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} = 0,3 \cdot 315 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,01 \cdot 10^5 \cdot 65,72 + \frac{2,01 \cdot 10^5 \cdot 1,02}{2 \cdot 1020} = 36,48 \text{ МПа}$$

					Расчет толщины стенки трубы на участке	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Выполнение условия (21) проверяем дважды, для положительного и отрицательного температурных перепадов:

$$|\sigma_{кц}^н| \leq \psi_3 \cdot \frac{m}{0,9k_n} R_2^н \quad (21)$$

а) для положительного температурного перепада:

После подстановки численных значений параметров в выражение (21) получим:

$$74,02 \leq 271,4$$

Условие (21) для положительного температурного перепада выполняется:

б) для отрицательного температурного перепада:

После подстановки численных значений параметров в выражение (21) получим:

$$36,48 \leq 271,4$$

Окончательно, с учетом результатов проведенных проверок, для строительства МН выбираем трубу 1020 x 10,0.

4.2 Расчет подземного участка нефтепровода на устойчивость в продольном направлении прямолинейных и упруго изогнутых участков

Определим площадь поперечного сечения металла трубы формула (22):

$$F_{тр} = \pi D_n \delta \quad (22)$$

После подстановки численных значений параметров в выражение (22) получим:

$$F_{тр} = \pi \cdot 1,02 \cdot 0,01 = 0,032 \text{ м}^2$$

По формуле (23) рассчитываем эквивалентное продольное усилие:

$$S = [(0,5 - \mu)\sigma_{кц} + \alpha E \Delta t] F_{тр} \quad (23)$$

					Расчет толщины стенки трубы на участке	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

После подстановки численных значений параметров в выражение (23) получим:

$$S = [(0,5 - 0,3)346,5 + 2,1 \cdot 10^{-5} \cdot 2,01 \cdot 10^5 \cdot 70] \cdot 0,032 = 11,67 \text{ МН}$$

Определяем осевой момент инерции поперечного сечения трубы по формуле (24):

$$J = \frac{\pi(D_{\text{н}}^4 - D_{\text{вн}}^4)}{64} \quad (24)$$

После подстановки численных значений параметров в выражение (24) получим:

$$J = \frac{\pi(1,02^4 - 1^4)}{64} = 4,05 \cdot 10^3 \text{ м}^4$$

Погонная нагрузка от собственного веса трубопровода определяется по формуле (25):

$$q_{\text{тр}} = \rho_{\text{ст}} \cdot F_{\text{тр}} \quad (25)$$

После подстановки численных значений параметров в выражение (25) получим:

$$q_{\text{тр}} = 78500 \cdot 0,032 = 2512 \text{ Н/м}$$

Погонная нагрузка от веса изоляции трубопровода определяется по формуле (26):

$$q_{\text{из}} = 0,1 \cdot q_{\text{тр}} \quad (26)$$

После подстановки численных значений параметров в выражение (26) получим:

$$q_{\text{из}} = 0,1 \cdot 2512 = 251,2 \text{ Н/м}$$

Нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода определяется по формуле (27):

$$q_{\text{тр}} = q_{\text{тр}} + q_{\text{из}} \quad (27)$$

					Расчет толщины стенки трубы на участке	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

После подстановки численных значений параметров в выражение (27) получим:

$$q_{\text{тр}} = 2512 + 251,2 = 2763,2 \text{ Н/м}$$

Среднее удельное давление на трубопровод по формуле (28):

$$P_{\text{гр}} = \frac{2n_{\text{гр}}\rho_{\text{гр}}gD_{\text{н}}\left[\left(h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{8}\right) + \left(h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{2}\right)tg^2\left(45^\circ - \frac{\varphi}{2}\right)\right] + q_{\text{тр}}}{\pi D_{\text{н}}} \quad (28)$$

После подстановки численных значений параметров в выражение (28) получим:

$$P_{\text{гр}} = \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 1632 \cdot 9,8 \cdot 1,02 \left[\left(1 + \frac{1,02}{8}\right) + \left(1 + \frac{1,02}{2}\right)tg^2\left(45^\circ - \frac{36}{2}\right)\right] + 2763,2}{\pi \cdot 1,02} =$$

$$= 13244,24 \text{ Па}$$

где: $n_{\text{гр}}$ - коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта, принимаемый равным - 0,8;

$\varphi_{\text{гр}}$ - угол внутреннего трения торфа, принимаемый равным – 36;

$\rho_{\text{гр}}$ - плотность грунта, принимаемый равным - 1632 г/м³;

h_0 - высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до дневной поверхности, принимаемый равным - 1 м.

Теперь, по формуле (29) следует рассчитать величину касательных напряжений:

$$\tau_{\text{пр}} = P_{\text{гр}} \cdot tg\varphi_{\text{гр}} + c_{\text{гр}} \quad (29)$$

где: $c_{\text{гр}}$ - сцепление грунта, принимаемый равным – 0

После подстановки численных значений параметров в выражение (29) получим:

$$\tau_{\text{пр}} = 13244,24 \cdot 0,73 + 0 = 9668,29 \text{ Па}$$

Сопротивление грунта продольным перемещениям трубопровода по формуле (30):

$$p_0 = \pi \cdot D_{\text{н}} \cdot \tau_{\text{пр}} \quad (30)$$

					Расчет толщины стенки трубы на участке	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

После подстановки численных значений параметров в выражение (30) получим:

$$p_0 = 3,14 \cdot 1,02 \cdot 9668,29 = 30965,6 \text{ Н/м}$$

Сопротивление вертикальным перемещениям по формуле (31):

$$q_{\text{верт}} = n_{\text{гр}} \rho_{\text{гр}} g D_{\text{н}} \left[h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{2} - \frac{\pi D_{\text{н}}}{8} \right] + q_{\text{тр}} \quad (31)$$

После подстановки численных значений параметров в выражение (31) получим:

$$q_{\text{верт}} = 0,8 \cdot 1632 \cdot 9,8 \cdot 1,02 \left[1 + \frac{1,02}{2} - \frac{\pi \cdot 1,02}{8} \right] = 14479,15 \text{ Н/м}$$

Критическое усилие для прямолинейного участка трубопровода в случае жестко пластичной связи его с грунтом по формуле (32):

$$N_{\text{кр}} = 4,09^{11} \sqrt{p_0^2 q_{\text{верт}}^4 F^2 E^5 J^3}, \quad (32)$$

После подстановки численных значений параметров в выражение (32) получим:

$$N_{\text{кр}} = 4,09^{11} \sqrt{(30,97 \cdot 10^{-3})^2 \cdot (14,48 \cdot 10^{-3})^4 \cdot (0,032)^2 \cdot (2,01 \cdot 10^5)^2 \cdot (4,05 \cdot 10^3)^3} = 22,13 \text{ МН}$$

Проверяем выполнение условия (33):

$$S \leq t \cdot N_{\text{кр}} \quad (33)$$

После подстановки численных значений параметров в выражение (33) получим:

$$11,67 \leq 21,91$$

- условие (33) выполняется, следовательно, устойчивость трубопровода при заданных параметрах обеспечивается.

Проверим выполнение условия (33) для упруго изогнутых участков магистрального нефтепровода, выполненных упругим изгибом.

					Расчет толщины стенки трубы на участке	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для чего рассчитаем критическую продольную силу по формуле (34):

$$N_{кр} = 0,375 \cdot q_{верт} \cdot R_{у.и.} \quad (34)$$

После подстановки численных значений параметров в выражение (34) получим:

$$N_{кр} = 0,375 \cdot 14479,15 \cdot 1020 = 5,54 \text{ МПа}$$

В этом случае условие (33) устойчивости трубопровода не выполняется.

Для того, чтобы обеспечить устойчивость нефтепровод на упругоизогнутом участке, следует либо увеличить $q_{верт}$ (например, увеличив глубину заложения трубопровода), либо принять больший радиус упругого изгиба трубопровода.

Для примера примем радиус упругого изгиба $R_{у.м.} = 2500 \text{ м}$

Проверим устойчивость по формуле (34) в этом случае:

После подстановки численных значений параметров в выражение (34) получим:

$$N_{кр} = 0,375 \cdot 14479,15 \cdot 2500 = 13,57 \text{ МПа}$$

После подстановки численных значений параметров в выражение (33) получим:

$$13,22 \leq 13,43$$

В этом случае условие устойчивости трубопровода выполняется.

					Расчет толщины стенки трубы на участке	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРОВЕДЕНИЮ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

Капитальный ремонт магистрального нефтепровода – это ремонт, который выполняют для восстановления каких-либо неисправностей и полное восстановление ресурса изделий с заменой любых его частей. Он должен выполняться в соответствии с рабочим проектом, который разрабатывается специальной проектной организацией, имеющей соответствующую лицензию. Кроме того, организация, которая выполняет этот ремонт, так же разрабатывает проект производства работ. Руководство эксплуатирующей организации должны утвердить данный проект. Техническое задание на ремонт магистрального трубопровода должно предусматривать достижение показателей, которые были у вновь построенного трубопровода (рабочее давление, пропускная способность и т.д.).

При обнаружении в результате диагностики опасных дефектов, после устранения их, производится капитальный ремонт трубопровода. А потенциально опасные повреждения подлежат устранению в ходе капитального ремонта.

5.1 Виды капитального ремонта магистрального нефтепровода

Капитальный ремонт нефтепровода по технологии проведения работ и характера подразделяют на следующие виды:

- 1) с заменой труб (производится полная замена дефектного участка трубопровода новым);
- 2) с заменой изоляционного покрытия (производится полная замена изоляционного покрытия с восстановлением (при необходимости) несущей

					<i>«Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта участка нефтепровода на примере объекта в Томской области»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>	
<i>Разраб.</i>		<i>Тарасов Д.А.</i>						
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>				52	116	
<i>Консульт.</i>					ТПУ пр. 3-2571Т			
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

способности стенки трубопровода);

3) выборочный ремонт (это локальный ремонт участков трубопровода с опасными дефектами стенки по результатам внутритрубных инспекционных снарядов).

Капитальный ремонт с заменой труб осуществляется несколькими способами:

Укладка в совмещенную траншею вновь прокладываемого участка трубопровода рядом с заменяемым с последующим демонтажем последнего, которые делятся на два этапа.

Первый этап включает себя:

- уточнение положения трубопровода;
- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал;
- разработка совмещенной траншеи;
- планировка отвала грунта со стороны движения ремонтно-строительной колонны;
- сварка одиночных труб в секции на трубосварочной базе;
- вывоз секций труб на трассу и раскладка их на бровке траншеи;
- сварка секций труб в нитку (допускается сварка одиночных труб в нитку на бровке траншеи);
- очистка, нанесение изоляционного покрытия;
- укладка трубопровода в траншею;
- частичная засыпка уложенного трубопровода грунтом;
- очистка внутренней полости трубопровода;
- испытание на прочность и герметичность;
- подключение электро-химическая защиты;
- отключение заменяемого и подключение (врезка) нового участка к действующему нефтепроводу.

					Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

На втором этапе производятся следующие работы:

- подъем, очистка от старого изоляционного покрытия и укладка трубопровода на бровку траншеи;
- резка трубопровода на части;
- транспортирование труб к месту складирования;
- засыпка траншеи минеральным грунтом;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

Укладка в отдельную траншею, в пределах существующего технического коридора коммуникаций, вновь прокладываемого участка трубопровода с последующим вскрытием и демонтажем заменяемого:

- закрепление трассы вновь прокладываемого трубопровода на местности;
- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал, планировка полосы трассы в зоне движения РСК;
- сварка одиночных труб в секции на трубосварочной базе;
- вывоз секций труб на трассу и раскладка их вдоль будущей траншеи;
- сварка секций труб в нитку (допускается сварка одиночных труб в нитку на бровке траншеи);
- разработка траншеи;
- очистка, нанесение и контроль качества изоляционного покрытия;
- укладка трубопровода в траншею;
- присыпка трубопровода и засыпка траншеи минеральным грунтом;
- очистка внутренней полости трубопровода;
- испытание на прочность и герметичность;
- подключение электро-химическая защиты;
- отключение заменяемого и подключение (врезка) нового участка к

					<i>Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

действующему нефтепроводу;

- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

На втором этапе работы выполняются в следующей последовательности:

- уточнение положения заменяемого трубопровода;
- опорожнение, промывка отключенного участка трубопровода;
- снятие плодородного слоя почвы и перемещение его во временный отвал;
- вскрытие трубопровода до нижней образующей;
- подъем, очистка от старого изоляционного покрытия и укладка трубопровода на бровку траншеи;
- засыпка траншеи минеральным грунтом;
- резка трубопровода на части;
- транспортировка труб к месту складирования;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

Демонтаж заменяемого трубопровода и укладка вновь прокладываемого трубопровода в прежнее проектное положение.

На первом этапе выполняются следующие работы:

- уточнение положения заменяемого трубопровода;
- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал;
- вскрытие трубопровода до нижней образующей;
- отключение трубопровода;
- опорожнение, промывка заменяемого трубопровода;
- подъем, очистка от старого изоляционного покрытия и укладка трубопровода на бровку траншеи;
- резка трубопровода на части;
- транспортировка труб к месту складирования.

					<i>Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
						55
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Так же с демонтажем заменяемого трубопровода одновременно производится сварка новых одиночных труб в секции на трубосварочной базе.

Второй этап включает в себя:

- доработка или разработка траншеи;
- вывоз секций на трассу и раскладка их на бровке траншеи;
- сварка секций труб в нитку;
- очистка, нанесение изоляционного покрытия;
- укладка трубопровода в траншею;
- присыпка трубопровода и засыпка траншеи минеральным грунтом;
- очистка внутренней полости трубопровода;
- испытание на прочность и герметичность;
- подключение электро-химическая защиты;
- подключение (врезка) нового участка к действующему нефтепроводу;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

С заменой изоляционного покрытия капитальный ремонт производится следующим образом:

Трубопроводы с диаметром от 219 до 720 мм используется способ ремонта с подъемом трубопровода в траншее.

Работы выполняются в следующей последовательности :

- уточнение положения трубопровода;
- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал и планировка полосы трассы в зоне движения РСК;
- разработка траншеи до нижней образующей трубопровода;
- предварительный осмотр технического состояния трубопровода, определение мест расположения дефектов, обнаруженных ВИС и другими методами, и ремонт их при необходимости;

					Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

- подъем трубопровода;
- очистка трубопровода от старого изоляционного покрытия;
- нанесение нового изоляционного покрытия;
- укладка трубопровода на дно траншеи;
- присыпка трубопровода и засыпка траншеи минеральным грунтом;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

Для трубопроводов с диаметром от 219 до 720 мм используют способ ремонта с подъемом и укладкой трубопровода на лежки в траншее.

Технологические операции выполняются следующим образом :

- уточнение положения трубопровода;
- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал и планировка ремонтной полосы в зоне движения РСК;
- разработка траншеи до нижней образующей трубопровода;
- предварительный осмотр технического состояния трубопровода, определение мест расположения дефектов, обнаруженных ВИС и другими методами, и ремонт их при необходимости;
- подъем трубопровода;
- очистка трубопровода от старого изоляционного покрытия;
- укладка трубопровода на лежки в траншее;
- выполнение работ по устранению дефектов стенки трубы, на участке, уложенном на лежки;
- подъем трубопровода;
- повторная очистка трубопровода;
- нанесение нового изоляционного покрытия;
- укладка трубопровода на дно траншеи;
- присыпка трубопровода и засыпка траншеи минеральным грунтом;

					<i>Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода</i>	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

Для трубопроводов с диаметром от 720 мм и более используется ремонт без подъема трубопровода с сохранением его положения.

Технологические операции выполняются в следующей последовательности:

- уточнение положения трубопровода;
- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный; отвал, планировка ремонтной полосы в зоне движения РСК;
- вскрытие трубопровода с разработкой боковых траншей ниже нижней образующей трубопровода;
- предварительный осмотр технического состояния трубопровода, определение мест расположения дефектов, обнаруженных ВИС и другими методами, и ремонт их при необходимости;
- разработка грунта под трубопроводом;
- очистка трубопровода от старого изоляционного покрытия;
- осмотр и выявление дефектов на очищенном участке;
- выполнение работ по ремонту дефектов стенки трубы;
- нанесение нового изоляционного покрытия;
- присыпка с подбивкой грунта под трубопровод на участках, определенных ППР и засыпка траншеи;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

По результатам оценок технического состояния, планируется провести следующие виды ремонта:

1. Ремонт коротких участков с вырезкой дефектных мест или труб с монтажом катушек или секций труб.
2. Выборочный ремонт коротких участков трубопровода с ремонтом стенки трубы и сварочных швов с восстановлением несущей способности труб (ремонт без вырезки) и заменой изоляции.

					<i>Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		58

Выборочный капитальный ремонт участков трубопровода с дефектами, которые подлежат удалению, должен осуществляться путем замены дефектного участка на новый в соответствии с действующими нормативными документами.

Технологические операции при выполнении выборочного ремонта производятся в следующей последовательности:

- уточнение положения трубопровода;
- уточнение границ ремонтируемого участка;
- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал;
- вскрытие трубопровода с разработкой траншеи ниже нижней образующей трубы;
- разработка грунта под трубопроводом (с грунтовыми опорами или без них);
- очистка трубопровода от старого изоляционного покрытия;
- визуальный осмотр дефектного участка трубопровода, при необходимости дополнительный контроль физическими методами;
- выполнение работ по ремонту дефектных мест (восстановление или усиление стенки трубы, монтаж муфт кроме замены «катушки», трубы);
- нанесение изоляционного покрытия и контроль его качества ;
- присыпка с подбивкой грунта под трубопровод и засыпка траншеи;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

Технологические процессы для труб, при выполнении ремонта с заменой «катушки», будут выполняться следующим образом:

- вскрытие дефектного участка нефтепровода;
- разработка ремонтного котлована и, при необходимости, котлована для сбора нефти;

					<i>Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
						59
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- врезка отводов в ремонтируемый и параллельный нефтепроводы для откачки нефти;
- остановка перекачки и отсечение ремонтируемого участка задвижками;
- опорожнение ремонтируемого участка от нефти путем закачки ее в параллельный нефтепровод, откачки в мягкие резервуары или в котлован для сбора нефти;
- вырезка дефектной «катушки» (трубы);
- герметизация внутренней полости нефтепровода; подготовка концов нефтепровода под монтаж и сварку;
- подготовка и подгонка новой «катушки» (трубы) по месту;
- прихватка и сварка «катушки» в нефтепровод;
- подключение отремонтированного участка и возобновление перекачки;
- обратная закачка нефти из емкостей или котлована;
- очистка и изоляция нефтепровода;
- засыпка отремонтированного участка нефтепровода, котлована для сбора нефти;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

5.2 Технология работ с заменой катушки

Все катушки, врезаемые в нефтепровод, материалы, оборудование, приспособления, оснастка, применяемые при проведении подготовительных и основных работ, должны быть рассчитаны на проектные давления и изготовлены в соответствии с требованиями нормативных документов, а так же должны пройти входной контроль на месте производства работ. Входной контроль проводится в соответствии с технологическими картами, разработанными согласно ОР-91.010.30-КТН-111-12 [6], а

					<i>Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
						60
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

результаты заносятся в журнал входного контроля.

Работы с заменой катушек выполняются по операциям и осуществляются в следующей последовательности:

- 1) подготовительные работы;
- 2) основные работы;
- 3) завершающие работы.

Подготовительные работы включают в себя:

- 1) согласование схем расположения технических средств и временных сооружений в техническом коридоре;
- 2) отвод земли, разработка схем подъездных путей для движения транспорта;
- 3) разбивка трассы нефтепровода, обозначение вешками всех коммуникаций следующих в одном техническом коридоре и пересекающих нефтепровод в зоне производства работ;
- 4) обустройство временных проездов, полевого городка;
- 5) земляные работы, устройство амбаров для временного хранения нефти (по согласованию с ОАО «АК «Транснефть»);
- 6) врезка вантузов или установка вантузных задвижек и извлечение герметизирующих пробок;
- 7) промывка и проверка герметичности затвора запорной арматуры.

Основные работы выполняются:

- 1) остановка перекачки нефти по нефтепроводу путем отключения насосных агрегатов НПС и перекрытия участка производства работ линейными или технологическими задвижками. При выполнении ремонтных работ без остановки перекачки, если возможна перекачка по резервной нитке ШПМН или лупингу, ремонтируемый участок отключается закрытием линейных задвижек;
- 2) при необходимости остановка приема нефти от нефтедобывающих компаний;

					Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

- 3) проверка наличия видимого разрыва электрических цепей на линейных задвижках, отсекающих участок нефтепровода, на котором производятся работы;
- 4) освобождение от нефти ремонтируемого участка нефтепровода;
- 5) сверление контрольных отверстий для контроля уровня нефти;
- 6) вырезка деталей или заменяемого участка безогневым методом или с применением энергии взрыва, демонтаж вырезаемой «катушки»;
- 7) подготовка (зачистка) рабочих котлованов;
- 8) сверление отверстий для контроля давления в нефтепроводе;
- 9) зачистка внутренней полости трубы и котлована, сверление технологических отверстий для установки герметизаторов и герметизация внутренней полости нефтепровода;
- 10) сверление отверстий для контроля ГВС в нефтепроводе;
- 11) сварочно-монтажные работы по врезке новой «катушки» (детали) или подключению участка нефтепровода методом захлёста и контроль качества сварных соединений;
- 12) нанесение изоляционного покрытия на сварные стыки;
- 13) заварка контрольных и технологических отверстий с контролем качества сварных соединений;
- 14) открытие задвижек, выпуск ГВС и заполнение нефтепровода нефтью;
- 15) вывод нефтепровода на режим работы, обеспечивается включением на НПС насосных агрегатов в последовательности, определяемой картой технологических режимов заполнения для достижения требуемой пропускной способности;
- 16) контроль герметичности мест заварки контрольных и технологических отверстий;
- 17) нанесение изоляционного покрытия на места заварки контрольных и технологических отверстий.

					<i>Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода</i>	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Завершающие работы:

- 1) обратная закачка нефти из амбаров и мобильных герметичных резервуаров в нефтепровод при их использовании;
- 2) ликвидация временных вантузов с помощью приспособлений для герметизации патрубков или установка герметизирующих пробок и демонтаж вантузных задвижек;
- 3) восстановление изоляционного покрытия нефтепровода в местах ликвидации временных вантузов;
- 4) обратная засыпка нефтепровода, и выполнение рекультивации;
- 5) демонтаж временных переездов и полевого городка.

5.3 Земляные работы

Земляные работы при ремонте МН и технологических нефтепроводов НПС должны проводиться в соответствии с требованиями РД-13.110.00-КТН-319-09[7], ОР-23.040.00-КТН-089-12[8], ВСН 31-81[9], РД 39-00147105-015-98[10], ОР-03.100.30-КТН-150-11[11], ОР-13.100.00-КТН-030-12[12], СП 45.13330.2012[13].

Земляные работы включают в себя:

- 1) оформление отвода земли и разрешительных документов на производство работ в охранной зоне МН и других инженерных коммуникаций, находящихся в одном техническом коридоре или пересекающихся с МН, подписанного представителями эксплуатирующих организаций, собственником, землепользователем, землевладельцем или арендатором земельного участка;
- 2) обозначение опознавательными знаками трассы нефтепроводов и других подземных коммуникаций в данном техническом коридоре;
- 3) подготовка площадки для производства ремонтных работ, вспомогательных площадок;

					Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

4) устройство проездов для движения техники не ближе 10 м к оси нефтепровода;

5) обустройство переездов с твердым покрытием через нефтепровод (из железобетонных дорожных плит или металлических настилов), обозначение их знаками;

6) разработка и обустройство ремонтных котлованов, в т.ч. для врезки вантузов, технологических отверстий;

7) планировка земли на трассе прохождения временных нефтепроводов для откачки-закачки нефти;

8) устройство амбара/амбаров или подготовка существующего амбара/амбаров для размещения откачиваемой нефти из нефтепровода на ремонтируемом участке;

9) подготовка горизонтальных площадок для мобильных герметичных резервуаров (при использовании);

10) обратная засыпка (после выполнения работ) ремонтного котлована, амбара/амбаров (при необходимости);

11) техническая и биологическая рекультивация земель (после выполнения работ) на месте производства ремонтных работ и сдача их землепользователям, арендаторам земельных участков или землевладельцам с оформлением акта приемки-сдачи рекультивированных земель установленной формы.

До начала земляных работ организации системы «Транснефть» (ОСТ) должна установить опознавательные знаки на ось прохождения ремонтируемого нефтепровода, в местах пересечений с подземными коммуникациями, искусственными и естественными препятствиями, на ось коммуникаций попадающих в зону производства работ, в вершинах углов поворотов, в местах расположения сварных присоединений и трубной арматуры (ремонтные конструкции, вантузы, несанкционированные врезки, «чопики», бобышки, выводы катодные, отводы для

					Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА).

Обозначение трассы производится в границах производства работ (движения техники, вскрытия нефтепровода, устройства амбара (по согласованию с «Транснефть», прокладки полевого нефтепровода и т. д.). Оповестительные знаки устанавливаются на прямых участках трассы не реже чем через 50 м, а в условиях ограниченной видимости – через 25 м. Места расположения подземных сооружений сторонних предприятий должны быть обозначены знаками через каждые 10 м на прямых участках трассы, у всех точек отклонений от прямолинейной оси трассы более чем на 0,5 м, на всех поворотах трассы, а также на границах ручной разработки грунта. Кроме того, оповестительные знаки устанавливаются в опасных местах (заболоченных, со слабой несущей способностью грунта и т. п.).

Оповестительные знаки должны быть установлены на высоте от 1,5 до 2 м от поверхности земли (снега в зимнее время). Они представляет собой металлическую стойку (строительная арматура А8-А14, круг горячекатаный диаметром от 8 до 14 мм, труба стальная диаметром 15 мм, квадрат горячекатаный от 10 до 14 мм) со щитом-указателем (лист металлический размером 200 х 200 х 2 мм).

Запрещается разработка грунта механизированным способом на расстоянии менее 2 м по горизонтали и 1 м по вертикали от коммуникации в местах пересечения действующих подземных коммуникаций, на расстоянии менее 1 м по горизонтали вдоль оси трубопровода и 0,5 м по вертикали от сварных присоединений (в соответствии с предоставленным отчетом по ВТД (ремонтные конструкции, несанкционированные врезки, «чопики», бобышки, выводы катодные, отводы для приборов КИПиА) и трубной арматуры. Оставшийся грунт должен разрабатываться вручную. Работы должны выполняться в присутствии представителей владельцев коммуникаций. Отвал грунта на действующие коммуникации не допускается.

При обнаружении на месте разработки грунта подземных сооружений,

					<i>Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		65

не указанных в рабочих чертежах, работы должны быть немедленно приостановлены до выяснения владельцев коммуникаций и согласования с ними порядка производства работ.

Земляные работы должны начинаться со снятия плодородного слоя грунта и перемещения его в отвал для временного хранения. Минимальная ширина полосы снятия плодородного слоя должна быть равна ширине котлована или амбара по верху плюс 0,5 м в каждую сторону. Снятие плодородного слоя почвы также предусматривается с зоны перемещения и хранения минерального грунта с рабочих котлованов.

Транспортирование, хранение и обратное нанесение плодородного слоя должны выполняться методами, исключающими снижение его качественных показателей, а также его потерю при перемещениях. При этом не допускается смешивание плодородного слоя с минеральным грунтом, загрязнение жидкостями и материи.

5.4 Разработка и обустройство ремонтного котлована

Производство земляных работ по вскрытию нефтепровода должно выполняться по нарядам-допускам и требованиям, указанным в ППР.

Разработка котлована должна осуществляться экскаватором. Для предотвращения повреждения нефтепровода ковшем экскаватора минимальное расстояние между образующей нефтепровода и ковшем экскаватора должно быть не менее 0,2 м. Разработку оставшегося грунта следует проводить вручную, не допуская ударов по трубе.

Длина котлована L , м, определяется по формуле:

$$L = l + 2$$

где l – длина заменяемого участка нефтепровода.

Ширина котлована определяется из условия обеспечения расстояния между трубой и стенками котлована по дну не менее 1 м, по верху – не менее 1,5 м.

					<i>Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		66

При разработке ремонтного котлована нефтепровод вскрывается сверху на глубину не менее 0,6 м от нижней образующей трубы до дна котлована. Длина котлована определяется длиной вырезаемой «катушки», длиной участка снятия и нанесения изоляции и должна быть не менее 2,5 м по дну котлована, при этом длина участка, вскрытого подкопом, не должна превышать значений, приведенных в таблице 5.

Таблица 5 - Глубина котлована в различных грунтах.

Грунт	Глубина котлована, м
Насыпной, песчаный и гравелистый	1,00
Супесчаный	1,25
Суглинистый	1,25
Глинистый	1,50
Особоплотный нескальный	2,00

При врезке вантуза ширина котлована определяется из условия монтажа на нефтепроводе муфтового тройника, задвижки и размещения в котловане устройства холодной врезки.

Разработка ремонтного котлована без откосов не допускается. При разработке котлована должна быть обеспечена крутизна откосов, приведенная на рисунке 11 с учетом значений (таблица 6). Перед началом производства работ в котловане следует провести контроль крутизны откосов с применением рулетки.

Таблица 6 - Допустимая крутизна откосов траншей и котлована в грунтах

Вид грунта	Глубина траншеи, котлована, м					
	До 1,5		1,5 ÷ 3,0		5,0 ÷ 3,0	
	Угол откоса	Уклон	Угол откоса	Уклон	Угол откоса	Уклон
Насыпной	56°	1:0,67	45°	1:1,00	38°	1:0,25
Песчаные и гравийные	63°	1:0,50	45°	1:1,00	45°	1:1,00
Супесь	76°	1:0,25	56°	1:0,67	50°	1:0,85
Суглинок	76°	1:0,25	63°	1:0,50	53°	1:0,75
Глина	76°	1:0,25	76°	1:0,25	63°	1:0,50
Лессовидный сухой	76°	1:0,25	63°	1:0,50	63°	1:0,50

					<i>Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода</i>	Лист 67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

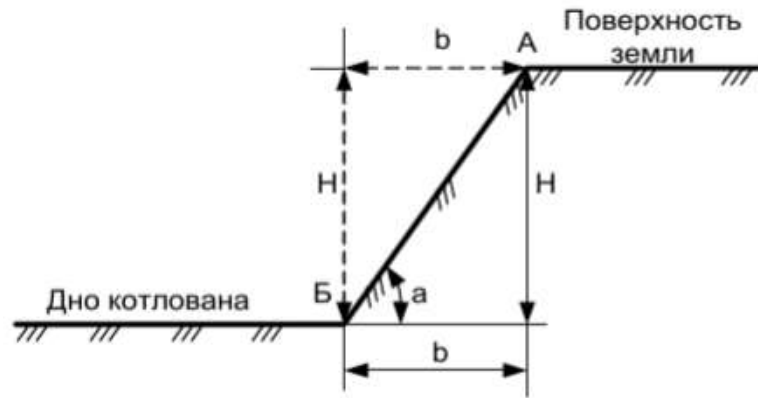
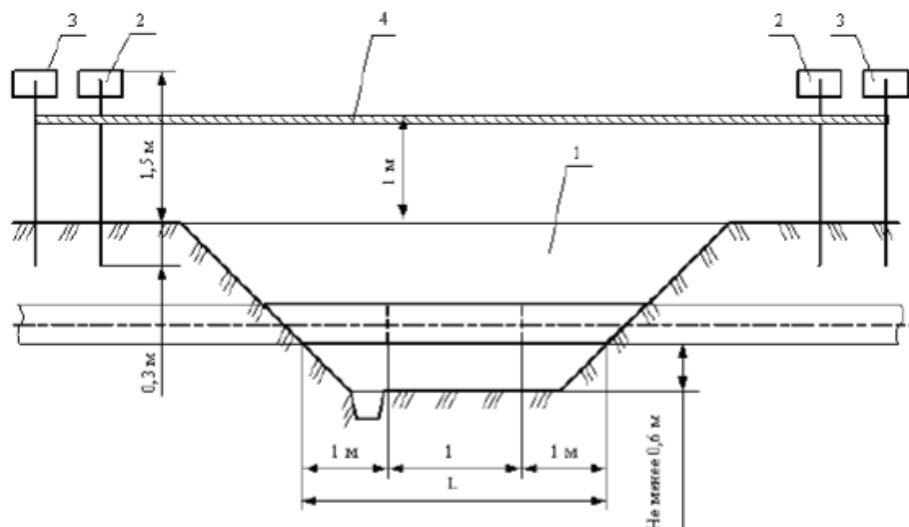


Рисунок 11 – Схема крутизны откоса котлована

точка А- бровка котлована; точка Б – край основания котлована; а – угол откоса стенки котлована; Н – глубина котлована; b – расстояние по горизонтали от края основания котлована до бровки котлована.

Отвал грунта, извлеченного из котлована, для предотвращения падения кусков грунта в котлован, должен находиться на расстоянии не менее 1 м от края котлована. Валуны, камни и прочие негабаритные включения (более 2/3 ширины ковша экскаватора прямого копания) должны быть или разрушены, или удалены за пределы рабочей площадки.

Контроль, за состоянием откосов и грунта на бровке котлована должен вестись постоянно. Данное требование должно быть внесено в ППР и указано нарядах-допусках. Котлован должен иметь освещение для работы в ночное время, светильники должны быть во взрывозащищенном исполнении (рисунок 12).



					Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

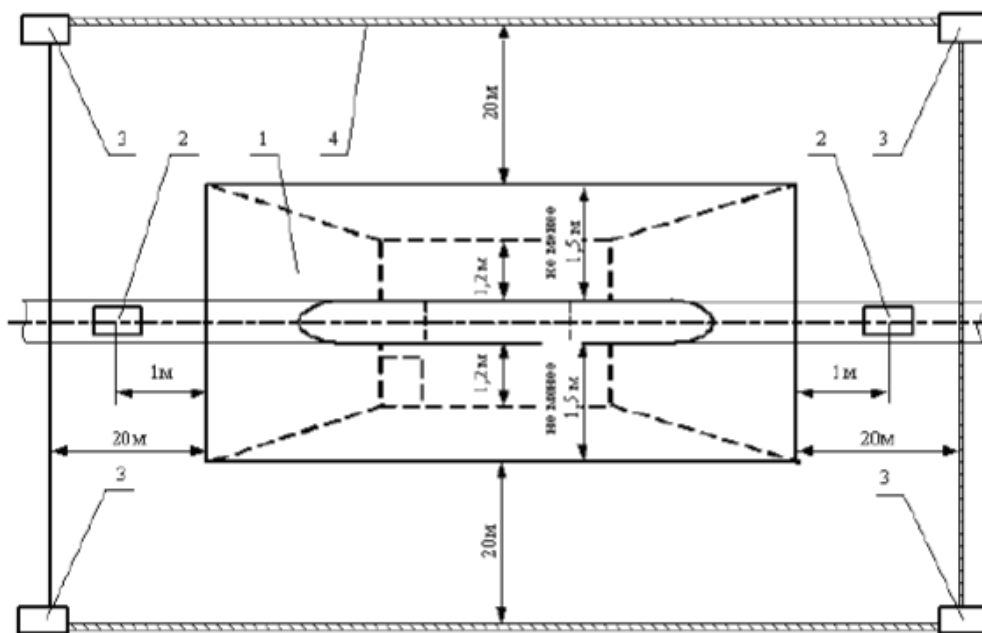


Рисунок 12 – Схема ремонтного котлована

1 – рабочий котлован; 2 – информационный знак с указанием наименования нефтепровода и фактической глубины его заложения; 3 – предупредительный знак «Огнеопасно, проход, проезд и въезд запрещен»; 4 – ограждение котлована из синтетической сигнальной ленты.

5.5 Технологии освобождения эксплуатируемых нефтепроводов с приемом нефти в резиноканевые резервуары, передвижные емкости

Технология освобождения участка МН самотеком с приемом нефти в резиноканевый резервуар. Освобождение участка МН самотеком с приемом нефти в резиноканевый резервуар должно проводиться при следующих условиях:

- геодезическая отметка резиноканевого резервуара ниже места откачки;
- производительность сброса не менее 300 м³/час;
- длина ВТП не превышает значения, рассчитанного с учетом разности геодезических отметок места откачки и закачки, а также потерь напора по длине ВТП.

Освобождение участка МН самотеком с приемом нефти в резиноканевый резервуар:

					Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

- обеспечение необходимого объема емкости для обеспечения приема нефти из освобождаемого участка МН (обустройство развешивание резиноканевых резервуаров);
 - остановка МН;
 - отключение освобождаемого участка МН (закрытие линейной запорной арматуры №1,2);
 - обеспечение впуска воздуха в освобождаемый участок объемом, равным объему освобождения участка МН (открытие вантузов);
 - количество и диаметр вантузов для впуска воздуха должны обеспечивать максимальную производительность сброса в емкость;
 - открытие запорной арматуры на подготовленной для приема нефти емкости;
 - обеспечение контроля за вакуумом в освобождаемом участке по мановакууметру, установленному в месте впуска воздуха;
 - контроль количества поступающей в емкость и производительности освобождения по уровню взлива в емкости;
 - Производительность освобождения участка МН от нефти в резиноканевый резервуар не должна превышать параметры максимальной производительности заполнения резиноканевого резервуара.
 - закрытие запорной арматуры емкости после поступления нефти в емкость в количестве, соответствующем расчетному объему;
 - проверка наличия нефти в месте производства работ и на расстоянии не менее 40 м от места производства работ;
- Откачка нефти подпорным насосом ПНУ в амбар, резиноканевый резервуар:
- подключение подпорного насоса ПНУ к вантузу откачки, монтаж ВТП от подпорного насоса до места закачки с подготовкой ВТП к откачке;
 - остановка МН;

					<i>Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		70

- отключение освобождаемого участка МН
- обеспечение впуска воздуха в освобождаемый участок объемом, равным объему освобождения участка МН (открытие вантузов);
- Количество и диаметр вантузов для впуска воздуха должны обеспечивать максимальную подачу нефти подпорным насосом в амбар, резиноканевый резервуар.
- откачка нефти подпорным насосом ПНУ в амбар, резиноканевый резервуар;
- контроль количества поступающей в амбар, резиноканевый резервуар и производительности освобождения по уровню разлива в емкостях;
- после поступления нефти в амбар, резиноканевый резервуар в количестве, соответствующем расчетному объему прекратить откачку подпорным насосом ПНУ; работ;
- проверка наличия нефти в месте производства работ и на расстоянии не менее 40 м от места производства.

Технология освобождения участка МН от нефти с применением нефтесборщиков вакуумного типа АКН.

Освобождение участка МН от нефти с применением нефтесборщика вакуумного типа АКН производится:

- после проведения работ по освобождению МН, технологических трубопроводов, с помощью ПНУ;
- после проведения работ по освобождению МН самотеком с приемом нефти в резиноканевый резервуар;
- при промывке подшиберного пространства задвижек;
- при проведении технического обслуживания, текущего, среднего, капитального ремонта и проверке на герметичность задвижек линейной части.

Нефтесборщик вакуумного типа АКН также применяется:

- при зачистке рабочего котлована, откачке нефти и водонефтяной

					<i>Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
						71
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

эмульсии с мест аварийных разливов нефти;

- при освобождении временных технологических трубопроводов ПНУ;
- при освобождении от нефти емкостей сбора утечек, РГС.

5.6 Работы по врезке вантузов в нефтепровод.

Вантузы предназначены для подсоединения насосных агрегатов при опорожнении ремонтируемого участка и закачки нефти в нефтепровод после ремонта, а также впуска воздуха при освобождении и выпуска ГВС при заполнении нефтепровода (рисунок 13).

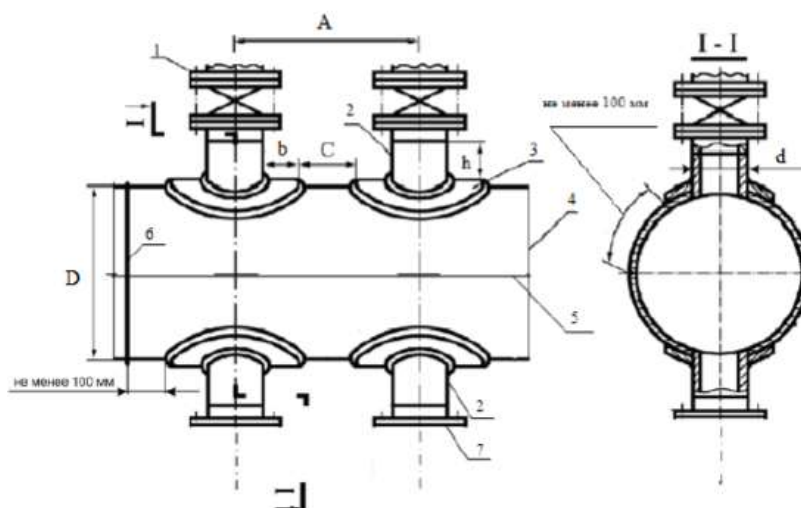


Рисунок 13 – Схема монтажа вантузов на нефтепроводе на вырезаемой катушке

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

Вантузы для откачки нефти из ремонтируемого участка нефтепровода устанавливаются на вырезаемой (удаляемой) «катушке» или применяются проектные в более низких точках трассы по геодезическим отметкам в соответствии с принятой технологией опорожнения нефтепровода. Вантузы на

					Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода	Лист 72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

вырезаемой «катушке» монтируются в соответствии со схемой, показанной на рисунке 13, и с соблюдением размеров, указанных в таблице 7.

Таблица 7 – Конструктивные размеры

№	Диаметр нефтепровода, D	Диаметр вантуза, d	Ширина усиливающей накладки b	Минимальное расстояние между усиливающими накладками C	Расстояние между врезаемыми вантузами A
1	159	57	100	100	400
2	219-325	57-108			450
3	377-426	108-159			500
4	530-1220	159-219			500

В нашем случае, для нефтепровода с диаметром 1020 мм выбираем вантуз с диаметром 200 мм и шириной усиливающей накладки 100 мм.

Допускается врезка вантуза в вырезаемую «катушку» в нижнюю образующую нефтепровода. Запрещается прорезка отверстий для откачки нефти с нижней образующей до остановки МН и максимальном давлении в нефтепроводе после остановки более 2,0 МПа. При разработке котлована в месте приварки вантуза в нижнюю образующую нефтепровода необходимо предусмотреть свободный доступ работников к применяемым устройствам для прорезки и откачки нефти с нижней образующей с учетом его монтажа. Все смонтированные вантузы на «катушке» для откачки нефти должны быть вырезаны вместе с «катушкой».

Постоянные вантузы должны устанавливаться с применением муфтовых, разрезных, разрезных штамповарных тройников или неразрезных вантузных тройников.

Постоянные вантузы с момента установки на нефтепровод должны подвергаться наружной диагностике методами НК.

Проведение технической диагностики установленных вантузов (всех типов разрезных тройников с патрубками) следует выполнять в сроки, установленные в РД-19.100.00-КТН-192-10 [16].

Количество и диаметр врезаемых для откачки нефти вантузов зависят от объема откачиваемой нефти из ремонтируемого участка нефтепровода, диаметра опорожняемого участка, профиля трассы, количества и производительности насосных агрегатов.

Для установки на трубопровод должны применяться конструкции вантузов в соответствии с ОТТ-25.160.00-КТН-068-10 [17]:

- патрубки с усиливающими накладками и без них (выбор определяется согласно ОТТ-25.160.00-КТН-068-10). Предназначены для установки на трубопроводы с рабочим давлением до 6,3 МПа на период выполнения ремонтных работ (с последующей их вырезкой) для откачки нефти на вырезаемой (удаляемой) «катушке» ;

– муфтовые тройники заводского изготовления, предназначены для установки на трубопроводы с рабочим давлением до 6,3 МПа;

– разрезные вантузные тройники, предназначены для установки на нефтепроводы с рабочим давлением до 6,3 МПа;

– разрезные штамповарные тройники, предназначены для установки на нефтепроводы с рабочим давлением свыше 6,3 МПа;

– неразрезные вантузные тройники заводского изготовления, устанавливаемые при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте нефтепровода. Применяются на нефтепроводах с рабочим давлением до 14 МПа.

Гидравлическое испытание вантузов должно производиться на специальных испытательных стендах в условиях ЦБПО (ЦРС) по инструкции, утверждаемой главным инженером ЦБПО (РНУ).

Гидравлическое испытание вантузной задвижки производится водой (при отрицательных температурах незамерзающей жидкостью).

					<i>Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		74

Испытание на прочность производится давлением $P_{исп}$, равным $1,5 PN$, на герметичность - давлением $P_{исп}$, равным PN . Время испытания на прочность должно составлять 24 ч, на герметичность – 12 ч.

Конструкция считается выдержавшей испытания при отсутствии деформаций корпуса задвижки и патрубка, отсутствии на них утечек и отпотин.

Гидравлическое испытание на герметичность затвора вантузной задвижки проводится водой (при отрицательных температурах незамерзающей жидкостью) давлением $P_{исп}$, равным $1,1 PN$ со стороны приваренного патрубка при закрытом затворе и демонтированной заглушке с другой стороны задвижки. Время испытания затвора задвижки герметичность – 0,5 ч. Герметичность затвора запорной арматуры должна соответствовать классу А по ГОСТ Р 54808.

5.7 Основные средства механизации при производстве работ

Для механизации грузоподъемных работ связанных с демонтажем и монтажом катушки в котлован применяется кран-трубоукладчик. На основании схемы установки крана-трубоукладчика, массы поднимаемой катушки с учетом грузозахватных приспособлений и на основании требований ФНП 533 для выполнения работ принимаем кран- трубоукладчик.

Для выполнения работ по снятию плодородного слоя грунта, а также для засыпки и планировки грунта принимаем один из наиболее распространенных бульдозеров Российского производства 10го тягового класса - бульдозер Б - 10МБ в болотоходном исполнении гусениц оснащенный бульдозерно-рыхлительным оборудованием.

С учетом необходимой глубины копания до 2,5 м при разработке котлована и приямков принимаем экскаватор на гусеничном с оборудованием обратная лопата российского производства ЕК-270 объемом ковша $1,2 \text{ м}^3$ и глубиной копания до 6,3 м.

					<i>Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		75

Для проведения мероприятия по опрессовке трубы для изготовления «катушки» применяем наполнительно-опрессовочный агрегат АНО – 161 с номинальной производительностью наполнительного насоса до 100 м³/час и номинальным давлением опрессовочного насоса 12,5 МПа.

Для проведения работ по понижению УГВ в случае необходимости принимаем мотопомпу Robin-Subaru Ptg 307 St для откачки загрязненной воды с размером частиц до 13 мм. Производительность агрегата – до 60 м³/час, высота подъема до 23 м.

До выполнения ремонта участок трубопровода с дефектом должен быть освобожден от изоляции и очищен до металлического блеска. Размер поля зачистки повреждения и прилегающей поверхности трубы должен не менее чем в 2 раза превышать размер дефекта. Наличие следов коррозии на месте заварки не допускается.

Зачистку производить механизированным способом, проволочной металлической щеткой – насадкой, закрепленной в патроне сверлильной машины. Разрешается подчистка шлифовальной машиной, ручной металлической щеткой, трехгранным напильником, шабером.

Разрыв времени между зачисткой и ремонтом (наложением усиливающих элементов муфты) не должен превышать 4-х часов (половины рабочей смены).

Для нагревания свариваемых кромок трубопровода, а также для нагрева трубы перед нанесением изоляционного покрытия возможно применение индукционного нагревателя УИНТ-30-4,0-О. Основные технические характеристики нагревателя представлены в таблице 8.

					Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 8 – Основные технические характеристики нагревателя УИИТ-30-4,0-О.

Характеристика	Значение
Мощность (3 фазы 380В), кВт	35
Температура нагрева, °С	300
Максимальный диаметр трубопровода, мм	400-1420
Режим эксплуатации ПВ, %	50
Температура окружающей среды, °С	-30...+40
Габаритные размеры, мм	910 x 552 x 592
Вес, кг	130

Для нанесения защитного полимерного ленточного покрытия на наружную поверхность трубопровода при ремонте в условиях траншеи в диапазоне рабочих температур окружающей среды от - 40 °С + 40 °С в нашем случае можно применить изоляционную машину МИ-1220БМ. Основные технические характеристики изоляционной машины приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Технические характеристики изоляционной машины МИ-1220 БМ.

Параметры	МИ-1220
Диаметр изолируемых трубопроводов, мм	1020, 1220
Скорость передвижения по трубопроводу, м/ч	55...220
Количество устанавливаемых шпульт для рулонных материалов, шт	2
Мощность установленного оборудования, кВт	46
Габаритные размеры, Д*Ш*В, мм	2400*2400*2250
Масса, кг	2400
Силовая цепь, В/Гц	380/50
Напряжение в цепи управления, В	36
Максимально преодолеваемый продольный уклон, град	15
Марка изоляционного покрытия	Литкор, Полилен, Поликен

5.8 Остановка перекачки нефти по нефтепроводу и отключение участка

Остановка перекачки нефти по нефтепроводу осуществляется путем остановки насосных агрегатов на НПС в порядке и последовательности, определенных в инструкции ОСТ о порядке пуска и остановки нефтепроводов, утвержденной главным инженером ОСТ. Остановка перекачки нефти по нефтепроводу и процедура отключения ремонтируемого участка проводится под руководством управляющего диспетчера ОСТ.

К временным трубопроводам обвязки передвижной насосной установки МОНА, подпорных насосных установок относятся: полевые магистральные СРТ или гибкие плоско-свариваемые рукава, всасывающие и напорные рукава, переходники, тройники, отводы, отсекающие задвижки, обратные клапаны, собранные в приемную и выкидную линию. ПНУ (МОНА) должны быть укомплектованы обратными клапанами, отсекающими задвижками, поверенными ультразвуковыми расходомерами.

Каждый элемент ВТП должен быть испытан на заводское испытательное давление, пронумерован несмываемой краской, иметь паспорт (сертификат) завода-изготовителя. Периодичность испытания элементов ВТП, кроме рукавов – 1 раз в год, для рукавов – 1 раз в 6 месяцев.

Запрещается использовать элементы ВТП с дефектами. К таким дефектам относятся: вмятины, гофры, риски, задиры, сколы, трещины, коррозионные повреждения, рукава с отслоенной оплеткой и т.п.

Освобождение ремонтируемого участка нефтепровода от нефти производится после остановки перекачки нефти или без остановки перекачки нефти при возможности переключения на резервную нитку ППМН или лупинг, и закрытия линейных задвижек, отсекающих ремонтируемый участок.

Производство работ по освобождению участков нефтепровода от нефти должно выполняться по нарядам-допускам и соответствовать

					Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

требованиям, указанным в ППР.

Выбор технологии освобождения МН (участка МН) от нефти должен определяться исходя из обеспечения полного освобождения внутренней полости трубопровода от нефти до нижней образующей трубы на расстоянии от места производства ремонтных работ не менее 40 м.

Освобождение участка МН с рабочим давлением до 6,3 МПа включительно производится согласно РД-75.180.00-КТН-399-09[14].

Во всех случаях независимо от принятой схемы откачки нефти в опорожняемый нефтепровод должен быть организован выпуск воздуха. Выпуск воздуха должен осуществляться на участках с наиболее высокими геодезическими отметками через вантузы или просверленные дрелью (с ручным, пневмоприводом) технологические отверстия 12 мм.

Выпуск воздуха на вантузах, в случае если не производится демонтаж колодца, необходимо осуществлять через приспособление (согласно приложения В). Количество отверстий принимается в соответствии с требованиями РД-75.180.00-КТН-362-09 [19] по обеспечению суммарной пропускной способности отверстий.

На весь период производства работ в местах выпуска воздуха в нефтепроводе должно быть обеспечено поддержание атмосферного давления. В местах выпуска воздуха должен быть обеспечен контроль за движением воздуха (наличие избыточного давления/вакуума) через вантуз (технологические отверстия) с помощью мановакууметра и уровнем нефти в нефтепроводе через технологические отверстия с помощью алюминиевого стержня.

При выполнении работ по освобождению нефтепровода передвижными откачивающими агрегатами должны выполняться следующие требования к размещению техники и оборудования на подготовленных площадках:

					<i>Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		79

- 1) расстояние от ПНУ до места откачки/закачки должно быть не менее 50 м;
- 2) расстояние между ПНУ – не менее 8 м;
- 3) расстояние от ПНУ до опорного агрегата – не менее 40 м;
- 4) расстояние от ДЭС до опорных насосных агрегатов и места откачки/закачки – не менее 50 м;
- 5) расстояние от места стоянки техники до ПНУ, опорного насосного агрегата, ремонтного котлована – не менее 100 м;
- б) расстояние от пожарной автоцистерны до мест откачки и закачки нефти, ПНУ, котлована – не менее 30 м.

При производстве работ по откачке (дооткачке) нефти должен быть организован непрерывный контроль воздушной непосредственной близости от работающих ПНУ (МОНА), вакуумного нефтесборщика согласно требованиям ОР-13.040.00-КТН-006-12[18]. Для непрерывного контроля воздушной среды должны применяться индивидуальные газоанализаторы-сигнализаторы, штатные сигнализаторы загазованности вакуумных автоцистерн.

Все исполнители работ по наряду- допуску на газоопасные работы, должны быть обеспечены индивидуальными газоанализаторами-сигнализаторами. При достижении концентрации газовойоздушной среды уровня предельной допустимой взрывной концентрации (ПДВК) в непосредственной близости от работающих двигателей внутреннего сгорания ПНУ (МОНА), вакуумного нефтесборщика лицо, ответственное за проведение работ, немедленно прекращает работу по откачке (дооткачке) нефти, технические средства должны быть выключены (отключены), исполнители должны быть выведены с места проведения работ до устранения причин роста загазованности и принятия мер по снижению уровня ниже ПДВК.

Количество необходимых для откачки насосных агрегатов определяется ОСТ. Монтаж и подключение нефтепроводной обвязки к

					<i>Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
						80
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

вантузам откачки-закачки и насосным агрегатам с последующим гидравлическим испытанием ВТП должны производиться согласно РД-75.180.00-КТН-399-09 [16], ОР-75.180.00-КТН-367-09 [20]

					<i>Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		81

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ

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

6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Для данного проекта целевой рынок – нефтедобывающие и транспортирующие компании, такие как АО «Транснефть – Центральная Сибирь», ПАО «Газпром нефть», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «НК «Лукойл», АО «Нафтатранс» и «Томскнефть ВНК»

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

На рисунке 14 отражена карта сегментирования рынка предоставляемых услуг для крупных, средних и мелких нефтедобывающих и транспортирующих компаний.

					<i>«Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта участка нефтепровода на примере объекта в Томской области»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Тарасов Д.А.</i>			Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					82	116
<i>Консульт.</i>						ТПУ зр. 3-2Б71Т		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

		Отрасль предприятия	
		Нефтедобывающие	Транспортирующие
Размер организации	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		

	Лукойл		Сургутнефтегаз		Томскнефть
	Газпром нефть		Транснефть		Нафтатранс

Рисунок 14 – Карта сегментирования рынка предоставляемых услуг

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

6.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

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

– финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

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

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты (таблица 10).

Таблица 10 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

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

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

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

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

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

6.1.3 SWOT-анализ

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

Таблица 11 – Матрица SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Наличие достаточного финансирования 2. Квалифицированный персонал 3. Простота проектирования 4. Использование технологий на безлюдных территориях (в отдаленных районах) 5. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями 	<p>Слабые стороны:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца 2. Отсутствие бюджетного финансирования 3. Отсутствие сертификации 4. Большой срок поставок материалов и комплектующих, используемых при проведении научного исследования 5. Отсутствие прототипа научной разработки
--	---	--

Продолжение таблицы 11 – Матрица SWOT-анализа

<p>Возможности: 1. Использование разработки на других объектах нефтегазового промысла 2. Появление спроса на продукт</p>	<p>Более низкая стоимость производства и простота проектирования может вызвать спрос на нее, а это в свою очередь увеличит количество спонсоров. (B2,C3,C5) Кроме того, квалифицированный персонал и возможность использования разработки в отдаленных районах может уменьшить конкурентоспособность других разработок (B1,C1,C2,C4).</p>	<p>При снижении конкурентоспособности подобных разработок и при появлении спроса на новые может появиться возможность использования данной НИР в компаниях, использующих традиционные методы ремонта магистральных нефтепроводов (B1,Сл.1,Сл.2,Сл.3,Сл.4)</p>
<p>Угрозы: 1. Изменение законодательств 2. Развитая конкуренция Технологий производства</p>	<p>В силу того, что в данной разработке используется более простое проектирование наряду с аналогами, то это может повысить спрос и конкуренцию разработки (У2,С4,С5), а из-за сравнительно низкой затратности проекта, представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация(У1,С2,С3).</p>	<p>Отсутствие прототипа научной разработки, необходимого оборудования и большой срок поставок материалов и комплектующих говорит об отсутствии спроса на новые технологии и отсутствии конкуренции проекта (У2,Сл.1,Сл.4,Сл.5). Несвоевременное финансирование научного исследования приведет к невозможности получения сертификации (У1,Сл.3).</p>

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

6.2 Планирование научно-исследовательских работ

6.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и студент. В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный график проведения научно-исследовательских работ. Все рассчитанные значения

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность</i>	<i>Лист</i>
						86
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

сведены в Приложение А. Для построения графика необходимо составить план выполнения проекта с указанием вида работа, длительности их исполнения и участников, ответственных за исполнение каждого пункта плана (таблица 12). Наиболее удобным и наглядным представлением плана проекта является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады. Диаграмма Ганта для проекта исследования в рамках данной выпускной квалификационной работы представлена в Приложение Б.

Таблица 12 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

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

6.2.2 Определение трудоёмкости выполнения работ

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

$$t_{ож} = \frac{3 \cdot t_{min} + 2 \cdot t_{max}}{5}$$

где $t_{ож}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения работы чел.дн;

t_{min} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной работы, чел.дн;

t_{max} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной работы, чел.дн.

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

$$T_p = \frac{t_{ож}}{Ч}$$

где T_p – продолжительность одной работы, раб. дн.;

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

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

6.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Для построения диаграммы Ганта, переведем длительность каждого из этапов работ в календарные дни.

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

$$T_{\text{кд}} = T_{\text{рд}} \cdot k_{\text{кд}}$$

где $T_{\text{кд}}$ – продолжительность выполнения работы в календарных днях;

$T_{\text{рд}}$ – продолжительность выполнения работы в рабочих днях;

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

Коэффициент календарности рассчитывается по формуле:

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кд}} = \frac{T_{\text{кд}}}{T_{\text{кд}} - T_{\text{вд}} - T_{\text{пд}}}$$

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

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

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

Значение коэффициента календарности для пятидневной рабочей недели:

$$k_{\text{кд}} = \frac{365}{365 - 88 - 30} = 1,48$$

6.3 Бюджет научно-технического исследования

Бюджет научно – технического исследования должен быть основан на достоверном отображении всех видов расходов.

Планирование бюджета позволяет оценить затраты на проведение исследования до его фактического начала и позволяет судить об экономической эффективности работы. В данном разделе подсчитываются следующие статьи расходов:

- материальные затраты;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- контрагентные расходы;
- накладные расходы.

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность</i>	<i>Лист</i>
						89
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

6.3.1 Расчет материальных затрат

В этом подразделе оценивается стоимость всех материальных ценностей, непосредственно расходуемых в процессе выполнения работ.

Теоретические исследования, а также моделирование системы требуют ряд программных продуктов: MicrosoftOffice, Mathcad, MATLAB, CODESYS и др. Большинство из них предоставляются бесплатно для студентов ТПУ, другие находятся в свободном доступе в сети «Интернет».

Для разработки данного научного проекта необходимы следующие материальные ресурсы: бумага А4, ручка, карандаш, тетрадь для записей, папка, мультифора.

Расчёт стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В материальные затраты также включаются транспортно-заготовительные расходы (ТЗР) в пределах от 5 % до 20 % от общей цены материалов. Расчёт материальных затрат приведён в таблице 13.

Таблица 13 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование	Ед. Измер.	Количество		Цена за ед., руб.		Сумма, руб.	
		Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.1
Бумага А4	пачка	2	2	250	300	500	600
Ручка шариковая	шт.	4	5	40	38	160	190
Карандаш	шт.	1	2	20	30	20	60
Тетрадь для записей	шт.	1	2	110	80	110	160
Мультифора	шт.	5	4	5	5	25	20
Папка	шт.	1	1	60	80	60	80
Транспортно-заготовительные расходы (5%)						44	56
Итого:						909	1166

Таблица 14 - Расчет затрат на оборудование

Наименование	Ед. Измер.	Количество		Цена за ед., руб.		Сумма, руб.	
		Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.1
Компьютер (с предустановленным ПО)	шт.	1	1	45000	50000	45000	50000
Принтер	шт.	1	-	7500	-		
Картридж	шт.	1	-	800	-		
Мышь	шт.	1	1	350	400		
Флешка	шт.	1	1	600	550		
Итого:						54250	50950

6.3.2 Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя (инженера) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{рд}$$

где $T_{рд}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = (Z_{м} \cdot M) / F_{д}$$

где $Z_{м}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

					Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 15 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число	366	366
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	88	88
- праздничные дни	30	30
Потери рабочего времени		
- отпуск	24	24
- невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	224	224

Оклад научного руководителя (в должности доцента) составляет 36 174 рублей. Оклад студента (инженера) принимается равным окладу соответствующего специалиста низшей квалификации, т.е. ассистента и составляет 18 426 рублей.

Месячный должностной оклад работника:

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

Z_b – базовый оклад, руб.;

$k_{пр}$ - премиальный коэффициент равный 0,3 (т.е. 30 % от Z_b) (определяется Положением об оплате труда);

k_d - коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15- 20 % от Z_b);

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

1) Расчет месячного должностного оклада:

$$Z_{m(рук.)} = 36174 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 70539,3 \text{ руб.}$$

$$Z_{m(инж.)} = 18426 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 35930,7 \text{ руб.}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

2) Расчет среднедневной заработной платы:

$$Z_{\text{дн. (рук.)}} = (70539,3 \cdot 11,2) / 224 = 3526,97 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{дн. (инж.)}} = (35930,7 \cdot 11,2) / 224 = 1796,54 \text{ руб.}$$

3) Расчет основной заработной платы:

$$Z_{\text{осн. (рук.)}} = 3526,97 \cdot 20,4 = 71950,19 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{осн. (инж.)}} = 1796,54 \cdot 86,6 = 155580,36 \text{ руб.}$$

Результат расчетов представлен в таблице 16.

Таблица 16 - Расчет основной заработной платы

Исполнители	З _б , руб.	к _{пр}	к _д	к _р	З _м , руб.	З _{дн} , руб.	Т _{рд} , раб. дн.	З _{осн} , руб.
Руководитель	36174	0,3	0,2	1,3	70539,3	3526,97	20,4	71950,19
Инженер	18426	0,3	0,2	1,3	35930,7	1796,54	86,6	155580,36
Затраты по заработной плате, руб.								227530,55

Таким образом, суммарные затраты на основную заработную плату составляют 227530,55 рублей.

6.3.3 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

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.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} \cdot k_{\text{доп}}$$

$k_{\text{доп}}$ - коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

$$Z_{\text{доп. (рук.)}} = 71950,19 \cdot 0,12 = 8634,02 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{доп. (инж.)}} = 155580,36 \cdot 0,12 = 18669,6 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{доп}} = 227530,55 \cdot 0,12 = 27303,6 \text{ руб.}$$

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

Таким образом, суммарные затраты на дополнительную заработную плату составляют рублей.

6.3.4 Расчет отчислений во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования, пенсионного фонда и медицинского страхования от затрат на оплату труда работников. Общая ставка взносов составляет в 2021 году – 30 % (ст.425, ст. 426 НК РФ) из них:

- 22 % – на пенсионное страхование;
- 5,1 % – на медицинское страхование;
- 2,9 % – на социальное страхование.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб.} = k_{внеб.} \cdot (З_{осн.} + З_{доп.})$$

$k_{внеб.}$ - коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

$$З_{внеб(рук.)} = 0,3 \cdot (71950,19 + 8634,02) = 24175,26 \text{ руб.}$$

$$З_{внеб(инж.)} = 0,3 \cdot (155580,36 + 18669,6) = 52274,98 \text{ руб.}$$

$$З_{внеб} = 0,3 \cdot (227530,55 + 27303,6) = 76450,24 \text{ руб.}$$

Таблица 17 – Расчёт дополнительной заработной платы и отчислений

Исполнители	$З_{доп.}$	$З_{внеб.}$
Руководитель	8634,02	24175,26
Инженер	18669,6	52274,98
Итого	27303,6	76450,24

6.3.5 Расчет накладных расходов

Накладные расходы – это расходы на прочие затраты, например, затраты на печать, ксерокопирование, оплата интернета и прочих услуг связи

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

и коммуникации, электроэнергии. Величина накладных расходов определяется по формуле:

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

Величина коэффициента накладных расходов принята в размере 16 %.

Рассчитаем накладные расходы на выполнение НИИ:

$$Z_{\text{накл. исп1}} = (909 + 54250 + 227530,55 + 27303,6 + 76450,24) \cdot 0,16 = 61830,94 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл. исп2}} = (1166 + 50950 + 227530,55 + 27303,6 + 76450,24) \cdot 0,16 = 61344,06 \text{ руб.}$$

6.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 18 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование	Сумма, руб.	
	Исп. 1	Исп. 2
Материальные затраты	909	1166
Затраты на специальное оборудование для научных работ	54250	50950
Основная заработная плата	227530,55	
Дополнительная заработная плата	27303,6	
Страховые взносы	76450,24	
Накладные расходы	61830,94	61344,06
Бюджет затрат НИИ	448274,33	444744,45

В результате полученных данных, был рассчитан бюджет затрат научно-исследовательской работы для двух исполнителей и видно, что

основная часть средств расходуется на заработную плату исполнителей.

6.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}}$$

где I_{ϕ}^p – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{\max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта.

$$I_{\phi}^{\text{исп } 1} = 448274,33 / 444744,45 = 1,01 \text{ и } I_{\phi}^{\text{исп } 2} = 444744,45 / 444744,45 = 1,00$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности определяется по формуле:

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

I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент проекта;

b_i – бальная оценка проекта, устанавливается экспериментальным путем по выбранной шкале оценивания.

					Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

$$I_{исп} = I_{р.исп} / I_{ф}^P$$

Расчет интегрального показателя эффективности исполнения разработки:

$$I_{исп 1.} = 4,9 / 1,01 = 4,85 \text{ и } I_{исп 2.} = 3,7 / 1,0 = 3,7$$

Из расчетов видно, что наиболее целесообразный вариант проекта разработки НТИ произведен в первом исполнении.

Сравнительная эффективность проекта рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{ср} = I_{исп 1.} / I_{исп 2.}$$

Сравнительная эффективность разрабатываемой системы приведена в таблице 19.

Таблица 19 – Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Разработка	
	Исп 1.	Исп 2.
Интегральный финансовый показатель	1,01	1,0
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,9	3,7
Интегральный показатель эффективности	4,85	3,7
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,00	1,31

Вывод по разделу

В результате проделанной работы были выполнены анализ и расчет основных параметров для реализации успешного конкурентоспособного проекта. В процессе было выбрано два исполнения для данной продукции, отличающихся используемым для изготовления материалом и финансовыми расходами. В процессе исследовательской работы был проанализирован рынок потенциальных потребителей для изготавливаемой продукции,

рассмотрены конкурентные решения, проведен SWOT–анализ, выявлен коммерческий потенциал разработки. Был обозначен календарный план-график выполнения работ и в соответствии с ним были посчитаны основная, дополнительная и обычная заработные платы для руководителя и инженера. Также были рассчитаны материальные затраты для двух исполнений и финансовая и ресурсоэффективность.

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		98

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При выполнении ремонтных работ магистрального нефтепровода нередко возникают проблемы, которые необходимо контролировать в этом помогают определённые правовые и нормативные акты и отраслевые регламенты.

Из большого списка хотелось бы выделить:

1. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
2. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования
3. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования
4. ФЗ «О специальной оценке условий труда» от 28.12.2013 N 426
5. Трудовой кодекс РФ, редакции от 01.01.2020

Трубопроводчики линейные относятся к профессиям, которые заняты на вредном и опасном производстве, именно они выполняют большую часть по капитальному ремонту нефтепровода. Им полагается надбавка к заработной плате за работу в ночное время суток, выходные и праздничные дни, а так же за сверхурочную работу. Необходимо отметить, что весь персонал получает дополнительный отпуск в размере одной календарной недели и надбавку в размере не меньше 4% от оклада. Это указано в ФЗ от 28.12.13 № 426 – ФЗ «О специальной оценке условий труда».

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	«Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта участка нефтепровода на примере объекта в Томской области»			
Разраб.		Тарасов Д.А.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.					99	116
Консульт.						ТПУ зр. 3-2Б71Т		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Так как тема моего дипломного проекта предусматривает ремонт магистрального нефтепровода на примере Томской области, то необходимо выделить условия работы в районах, приравненных к Крайнему Северу, рабочие компании имеют особые права и льготы про которые говорится в статье 313 «О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях» и т.д.

В связи с тем что основная часть сотрудников работает вахтовым методом ведется суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или за другой период не превышающий одного года это предусматривает статья 300 ТК РФ.

7.1.1 Производственная безопасность

Для обеспечения и поддержания безопасности к работе могут привлекаться лица не моложе 18 лет, имеющие профессиональные навыки, прошедшие обучение безопасным методам и приемам этих работ, получившие соответствующее удостоверение и ознакомленные с планом производства работ, правилами техники безопасности и пожарной безопасности. Все сотрудники должны быть обеспечены спецодеждой, спецобувью и средствами индивидуальной защиты, согласно следующему регламенту: «Типовые нормы бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам».

Каждый вид ремонтных работ проводимых на самом нефтепроводе или объектов, которые сопутствуют ему, регламентируются руководящими документами самой компании и правилами по охране труда для определённых видов работ. К примеру:

– РД 39-00147105-015-98. Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов;

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

- РД 39-00147105-011-97. Табель технического оснащения служб капитального ремонта магистральных нефтепроводов;
- РД 39-30-1119-84. Инструкция по заварке коррозионных язв металла нефтепроводов под давлением;
- РД 39-00147105-006-97. Инструкция по рекультивации земель, нарушенных и загрязненных при аварийном и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов.

Работы по выборочному ремонту дефектных участков линейной части магистральных нефтепроводов, относятся к категории сложных работ повышенной опасности.

Выполнение таких работ разрешается только при наличии проекта производства работ по выборочному ремонту, который в обязательном порядке должен включать в себя раздел с конкретными решениями по охране труда, промышленной и экологической безопасности.

Трубопроводчик линейный работает в тяжёлых и опасных условиях, где присутствуют вредные факторы приведены в таблице № 20 .

Таблица № 20 - Вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ	Нормативные документы
	Капитальный ремонт МН	
1. Превышение уровня шума	+	СН 2.2.4/2.1.8.562–96 ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ
2. Отклонение показателей микроклимата	+	СанПиН 2.2.4.548-96 ГОСТ 12.1.005-88
3. Недостаток необходимого естественного освещения	+	СП 52.13330.2016
4. Поражение организма электрическим током	+	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ
5. Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ

7.1.2 Превышение уровня шума

При производстве ремонтных работ повышенный уровень шума один из самых частых вредных факторов, так как рядом с рабочими постоянно работает различное оборудование и техника, как специализированная, так и гражданская.

Этот фактор влияет на всю центральную нервную систему, повреждает органы слуха и т.п. Уровень шума сильно влияет на работу замедляет реакцию и снижает внимание работника что приводит к чрезвычайным и травма опасным ситуациям.

Согласно требованиям ГОСТ 12.1.029-80 данного вида работа величина широкополосного шума должна не превышать 80 дБ, а тонального 75 дБ.

Для борьбы с шумом применяют следующие правила:

- Использование средств индивидуальной защиты, таких как наушники и беруши.
- Снижение уровня шума от источника.
- Размещение оборудования вне рабочей зоны.
- Перерывы при работе с оборудованием, у которого повышен уровень шума и вибраций.

7.1.3 Отклонения показателей климата на открытом воздухе

При работе на открытом воздухе показатель климата очень важен, поскольку в Западной Сибири зимой температура воздуха может достигать - 50 °С, а летом больше 40 °С, что может привести к травмам таких как обморожение, переохлаждение, тепловой удар и т.д. а так же оказывает существенное влияние на самочувствие, состояние здоровья и работоспособность человека. Наилучшие условия это когда выделение теплоты человеком равняется её отводу от человека, т. е. при наличие

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

теплового баланса. Такие условия называются комфортными, а параметры микроклимата оптимальными. В соответствии с СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах» не далее чем в 150 метрах от рабочих мест должны быть оборудованы места для обогрева. В целях нормализации теплового состояния работника температура воздуха в местах обогрева поддерживается на уровне 21 - 25 °С. Помещение следует также оборудовать устройствами, температура которых не должна быть выше 40 °С (35 - 40 °С), для обогрева кистей и стоп. Во избежание переохлаждения работникам не следует во время перерывов для отдыха находиться на холоде (на открытой территории) в течение более 10 минут при температуре воздуха до минус 10 °С и не более 5 минут при температуре воздуха ниже минус 10 °С.

Для избежания подобных ситуаций в СанПиН 2.2.4.548-96 рекомендуется применять следующие мероприятия:

- Выдача рабочим головных уборов и спец одежды для летнего и зимнего периода.
- Установка отопительных систем и кондиционеров.
- Установка вахтовых вагонов бытовок.
- Установка систем защиты от интенсивных тепловых излучений.

7.1.4 Недостаток необходимого естественного освещения

Поскольку ремонтные работы проводятся не только в дневное время, то недостаток относится к основным вредным факторам. Данный фактор значительно влияет на зрение человека что приводит к повышенной утомляемости, снижению работоспособности и ухудшению здоровья.

По нормам, освещённость места проведения ремонтных работ должна составлять не менее 75 лк.

Отталкиваясь от СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение для избежания проблем следует применять следующие меры:

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

- Установка фонарей и прожекторов по всей жилой и рабочей зоне.
- Выдача взрывобезопасных фонарей персоналу.

7.1.5 Поражение организма электрическим током

Основным источником опасности для работников занятых при ремонте нефтепроводов это поражение электрическим и статическим током. Этому может послужить неисправность оборудования или сетей электропитания, несоблюдения правил электробезопасности, ношение одежды несоответствующей нормам безопасности.

Влияние электрического тока на человека губительно и обширно. Конечный поражающий эффект зависит от величины проходящего тока и от собственного сопротивления пострадавшего. Поражение организма электрическим током ведет к разрыву внутренних и внешних тканей, образованию ожогов на теле, разрыву внутренних органов человека и электрическому удару. При поражении электрический ток проходит по всему телу пострадавшего, вызывая судороги с расстройством ритма дыхания, затем вызывает аритмию, а при смертельном токе, вызывает остановку сердца.

Для избегания опасных ситуаций все электрооборудование, а также используемые электроинструменты должны быть заизолированы и заземлены..

Правила электробезопасности регламентирует ГОСТ 12.1.019-2017. Для соблюдения правил электробезопасности применяют следующие меры:

- Установка по периметру оградительных устройств, предупреждающих плакатов и знаков безопасности.
- Защитное заземление спецоборудования.
- Изоляция всех частей оборудования, проводящих ток.
- Наличие системы сигнализации и блокировки.
- Снабжение сотрудников антистатической спецодеждой и средствами СИЗ.

					Социальная ответственность	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Наличие автоматического защитного отключения.
- Использование специализированного инструмента.

7.1.6 Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

Ремонтные работы всегда связаны с работой с механизмами и оборудованием, обладающими вращающимися или подвижными деталями. При работе с ними есть шанс получить легкую или тяжелую травму. К такому оборудованию относят: подъемные механизмы и устройства, оборудование, предназначенное для сверления или обработки деталей, насосное и компрессорное оборудование. Погрузо-разгрузочные работы должны производиться механизированным способом согласно ГОСТ 12.3.009-76 и «Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов», утвержденных Госгортехнадзором РФ.

Одни из самых распространенных травм связанных с таким фактором являются: ушибы, растяжения связок и сухожилий, переломы, порезы и другие механические травмы.

- Для исключения такого рода травм необходимо принять следующие меры: все оборудование имеющее подвижные и вращающиеся детали машин и механизмов должно снабжаться защитными кожухами и ограждений со знаками опасности.

- Работы выполняемые на такого рода оборудовании должны проводиться только при полной остановке.

- Ознакомление с техникой безопасности при погрузо-разгрузочных работах.

- Снабжение персонала средствами индивидуальной защиты(каска, перчатки и т.п.)

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

7.2 Экологическая безопасность

Охрана окружающей среды при производстве работ на действующих нефтепроводах одна из важнейших задач, от правильности решения которой зависит не только сохранность природной среды, но и в значительной мере надежность самих трубопроводов.

Основными видами вредных воздействий на окружающую среду при производстве ремонтных работ на трассе нефтепровода является: рубка кустарника, срезка грунта, нарушение путей, возможное загорание естественной растительности и торфяников, захламление территории строительными и другими отходами, развитие неблагоприятных рельефообразующих процессов.

Для того что бы избежать непоправимые последствия которые мы можем нанести литосфере нужно руководствоваться инструкцией ВСН 004-88, которая утверждает проектную планировку земляных работ на участке ремонта трубопровода, постановлением правительства РФ от 10.07.2018 N800 «О проведении рекультивации и консервации земель».

При ремонте магистральных нефтепроводов необходимо строго соблюдать требования по защите окружающей среды, сохранению ее устойчивого экологического равновесия и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством по охране природы

Организация, выполняющая ремонт, несет ответственность за соблюдение проектных решений ППР, связанных с охраной окружающей природной среды, а также за соблюдение государственного законодательства по охране природы.

При выполнении работ должны соблюдаться строгие требования к обеспечению чистоты местности. Запрещается сливать горюче-смазочные материалы иначе как в специальные емкости. Обязательна сдача этих отходов организациям Роснефтепродукта; недопустимо оставлять после окончания

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

работ строительный мусор, сбрасывать строительный мусор за пределы ремонтной зоны.

В ходе капитального ремонта нефтепровода не исключена ситуация разлива нефти в ближайшие водные объекты. В таком случае используют средства для локализации разлива на водной поверхности (оградительные боновые заграждения), а также при необходимости сбора большого объема возможно применение нефтесборного оборудования для сбора нефтяных пленок и устранения последствий разлива.

Для защиты атмосферы необходимо постоянно контролировать уровень ПДК, так как основную опасность представляет попутный и выхлопные газы. Основные химические элементы, выбрасываемые в атмосферу, являются соединения углеводорода.

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

7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Опыт работы специализированного управления по предупреждению и ликвидации аварий на магистральных нефтепроводах показывает, что при проведении планово-предупредительных ремонтов участков магистральных нефтепроводов наиболее вероятно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного характера – разливы нефти из нефтепровода, пожар в зоне проведения ремонтных работ. Если при вскрытии нефтепровода появилась течь нефти, необходимо:

- прекратить вскрышные и другие работы.
- заглушить экскаватор и работающие вблизи выхода нефти механизмы.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						107
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- персоналу выйти из опасной зоны.
- доложить о случившемся руководителю работ.

Место разлива нефти должно быть ограждено сигнальными флажками указателями ГОСТ 12.4.026.-76. ССБТ. Цвета сигнальные и знаки безопасности, а в ночное время необходимо выставить сигнальные фонарики (красные).

При растекании нефти необходимо принять меры (обвалование, устройство земляного амбара и др.) с целью недопущения ее попадания в водоемы и населенные пункты.

Обвалования должны устраиваться, начиная с пониженных мест со стороны жилых поселков, водоемов, рек, лесных массивов, дорог и др.

Нефть должна собираться всеми имеющимися способами и средствами (закачка в нефтепровод, земляной амбар, вывозка и т.п.).

При зачистке ремонтно-строительной площадки слой грунта, загрязненный нефтью, должен быть срезан бульдозером и вывезен за пределы огнеопасной зоны не менее 50 м ГОСТ 17.5.3.06-85. Охрана природы. Земли, Требования к определению норм снятия плодородного слоя почвы при производстве земляных работ.

Территория площадки загрязненная нефтью должна быть тщательно убрана и засыпана свежим грунтом.

Для продолжения работ котлован должен быть проветрен и провентилирован переносным вентилятором; из котлована должна быть взята проба воздуха для определения возможности проведения работ. К работе можно приступать если содержание паров и газов в воздухе не будет превышать:

- сероводорода в смеси с углеводородами, мг/м³ - 30;
- углеводорода (предельных в перерасчете на углерод), м³ - 300.

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

Выводы по разделу

В ходе данной работы были подробно рассмотрены и изучены решения по охране труда и промышленной безопасности, охране окружающей среды.

Это позволит максимально минимизировать несчастные случаи и чрезвычайные ситуации которые могут возникнуть в ходе ремонта нефтепровода, что позволит нам провести работы в более короткие сроки и с меньшими финансовыми затратами а самое главное это сохранение жизни и здоровья сотрудников компании.

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящем дипломном проекте:

1. Проанализированы исходные предпосылки перехода к новой технической политике в области технического обслуживания и капитального ремонта магистральных нефтепроводов. Установлено, что переход к этой политике был объективно необходим по ряду причин:

- вступление системы нефтепроводов в целом в III «износный» период эксплуатации;
- исчерпание возможностей традиционно применяемых методов по поддержанию безопасного уровня надежности и предотвращению аварий линейной части;
- сложившаяся к началу 90-х годов тяжелая экономическая ситуация в России.

2. Определено, что одними из наиболее перспективных по критерию экономической эффективности направлений создания системы обеспечения безопасной эксплуатации и продления срока службы магистральных нефтепроводов России в настоящее время являются два направления:

- совершенствование технологии выборочного ремонта по результатам внутритрубной диагностики;
- создание и внедрение системы непрерывного мониторинга технического состояния магистральных нефтепроводов по результатам периодически проводимых внутритрубных инспекций.

3. Произведены расчёты по определению толщины стенки трубопровода.

4. Разработан план производства работ по выборочному ремонту дефектного участка магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель» диаметром 1020 мм методом замены катушки.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	«Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта участка нефтепровода на примере объекта в Томской области»			
Разраб.		Тарасов Д.А.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.					110	116
Консульт.						ТПУ зр. 3-2571Т		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

5. Разработаны решения по охране труда и промышленной безопасности, охране окружающей среды.

6. Произведена сравнительная оценка материальных, трудовых и финансовых затрат на проведение исследовательских работ.

					Заключение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Материалы ежегодных отчетов о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору за 2010-2019 годы (http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/);
2. Джарджиманов А.С. Внутритрубная диагностика магистральных нефтепроводов // Безопасность труда. 1994, №7.-С.8-12.;
3. Быстров С.А., Щетинн В.В. и Мухин Р.С. Расчет остаточного ресурса трубопроводов по минимальной вероятной толщине стенки труб по результатам обследования Журнал Промышленная экологическая безопасность, охрана труда № 5 (102), июль, 2015, с.19.;
4. РД 153-39.4-067-04 Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов;
5. РД 39-0147105-015-98 «Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов»;
6. ОР-91.010.30-КТН-111-12 «Регламент разработки проектов производства работ на строительство, техническое перевооружение, реконструкцию и капитальный ремонт объектов магистральных нефтепроводов»;
7. РД-13.110.00-КТН-319-09 «Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов»;
8. ОР-23.040.00-КТН-089-12 «Порядок организации и планировании работ по техническому обслуживанию, ремонту оборудованию и сооружений линейной части магистральных нефтепроводов и технологических нефтепроводов нефтеперекачивающих станций»;
9. ВСН 31-81 «Инструкция в охранных зонах магистральных трубопроводов»;

					<i>«Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта участка нефтепровода на примере объекта в Томской области»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Томской области»</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Тарасов Д.А.</i>			Список используемой литературы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					112	116
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 3-2Б71Т		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

10. РД 39-00147105-015-98 «Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов»;

11. ОР-03.100.30-КТН-150-11 «Порядок организации огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах организаций системы «Транснефть» и оформления нарядов-допусков на их подготовку и проведение»;

12. ОР-13.100.00-КТН-030-12 «Порядок допуска подрядных организаций к производству работ по строительству, техническому перевооружению, реконструкции, капитальному и текущему ремонту, ремонтно-эксплуатационным нуждам объектов ОАО «Транснефть» ;

13. СП 45.13330.2012 «Земляные сооружения, основания и фундаменты»;

14. РД-75.180.00-КТН-399-09 «Технология освобождения нефтепроводов от нефти и заполнения после окончания ремонтных работ»;

15. РД 39-00147105-006-97 «Инструкция по рекультивации земель, нарушенных и загрязненных при аварийном и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов»;

16. РД-19.100.00-КТН-192-10 «Правила технической диагностики нефтепроводов при приемке после строительства и в процессе эксплуатации»;

17. ОТТ-25.160.00-КТН-068-10 «Технические решения по приварке к нефтепроводу и нефтепродуктопроводу вантузов, патрубков для приборов КИП, бобышек и термокарманов, катодных выводов для монтажа кабелей ЭХЗ»;

18. ОР-13.040.00-КТН-006-12 «Контроль воздушной среды на объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов»;

19. РД-75.180.00-КТН-362-09 «Технология освобождения нефтепроводов от нефти и заполнения после окончания ремонтных работ»;

					Список используемой литературы	Лист
						113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

20. ОР-75.180.00-КТН-367-09 «Требования к технологическим схемам нефтеперекачивающих станций, профилям и схемам линейной части магистральных нефтепроводов ОАО "АК "Транснефть»»;

21. РД-13.100.00-КТН-225-06 «Система организации работ по охране труда на нефтепроводном транспорте»;

22. РД-13.100.00-КТН-306-09 «Система организации работ по промышленной безопасности на нефтепроводном транспорте»;

23. РД-13.220.00-КТН-211-12 «Правила пожарной безопасности на объектах организаций системы «Транснефть»»;

24. ОР-19.100.00-КТН-010-10 «Порядок проведения дополнительного дефектоскопического контроля дефектов труб магистральных трубопроводов»;

25. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве»;

26. СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве»;

27. ОР-03.180.00-КТН-003-12 «Порядок организации обучения и проверки знаний работников организаций системы «Транснефть» по вопросам промышленной, пожарной безопасности и охраны труда»;

28. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения.

					Список используемой литературы	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ПРИЛОЖЕНИЕ А – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Длительность работ, дн.						Трудоёмкость работ по исполнителям, чел.дн			
	t _{min} чел.-дни		t _{max} чел.-дни		T _{ож} чел.-дни		T _{рд}		T _{кд}	
	Р.	И.	Р.	И.	Р.	И.	Р.	И.	Р.	И.
Составление и утверждение технического задания	4		7		5,2		5,2		8	
Анализ актуальности темы		5		9		6,6		6,6		10
Поиск и изучение материала по теме		12		16		13,6		13,6		20
Выбор направления исследований	3	6	7	9	4,6	7,2	4,6	7,2	7	11
Календарное планирование работ	5	6	7	8	5,8	6,8	5,8	6,8	9	10
Изучение литературы по теме		12		14		12,8		12,8		19
Подбор нормативных документов		10		13		11,2		11,2		17
Составление блок-схем, таблиц и проведение расчетов		8		11		9,2		9,2		14
Определение целесообразности проведения процесса	4	6	6	10	4,8	7,6	4,8	7,6	7	11
Составление пояснительной записки		7		9		7,8		7,8		12
Разработка презентации и раздаточного материала		3		5		3,8		3,8		6
Итого, дн:							20,4	86,6	31	130

Р. – Руководитель; И. – Инженер

