

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Организация работ по проведению капитального ремонта на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»

УДК 622.692.4.053-049.32

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Лопухов Г.Э.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Антропова Н.А.	К.Г.-М.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Клемашева Е.И.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Фех А.И.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Брусник О.В.	К.П.Н.		

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	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
	методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	
Р6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
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>
Р8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
Р9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.055" Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов".</i>

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

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
2Б7А	Лопухову Георгию Эдуардовичу

Тема работы:

«Организация работ по проведению капитального ремонта на участке магистрального нефтепровода Игольско-Таловое-Парабель»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№36-80/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 участок магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель» должен обеспечить транспортировку нефти в непрерывном режиме. Объект относится к технологическому сооружению повышенной опасности, требующему особых условий эксплуатации.</p>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> - изучение основных нормативных требований к капитальному ремонту подземных магистральных трубопроводов. - изучение видов капитального ремонта, а также содержания и последовательности работ при капитальном ремонте подземных трубопроводов - проведение технологических расчетов ремонтируемого участка магистрального нефтепровода; - анализ финансовых затрат, требующихся для проведения ремонта - анализ осуществления капитального ремонта магистральных нефтепроводов с точек зрения экологической безопасности и социальной ответственности.
--	--

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

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Клемашева Е.И., доцент ОСТН
«Социальная ответственность»	Фех. А.И., старший преподаватель ООД

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Антропова Наталья Алексеевна	К.Г.-М.Н,		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Лопухов Георгий Эдуардович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7А	Лопухову Георгию Эдуардовичу

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

Тема ВКР:

Организация работ по проведению капитального ремонта на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель».

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Рабочее место расположено на открытом воздухе. Трасса нефтепровода проходит в лесной зоне (тайга) Западной Сибири. Рельеф местности представляет собой слаборасчлененную заболоченную, покрытую смешанным лесом, равнину с абсолютными отметками от +80 до +140 м. Климат в районе работ резко-континентальный. При ремонте нефтепровода могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Оказывается, негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу)</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>В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. «Рабочее место при выполнении работ стоя». - Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда. - ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ Система стандартов безопасности труда. - ГОСТ Р 55435-2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов (эксплуатация и техническое обслуживание).
<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>Объекты газонепроводного транспорта, имеют опасные и вредные факторы и относятся к категории повышенной опасности.</p> <p>Вредные:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Отклонение параметров климата на открытом воздухе; 2. Повышенный уровень шума;

	<p>3. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды. Опасные:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования 2. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу 3. Пожароопасность 4. Взрывоопасность 5. Электробезопасность <p>Вредными производственными факторами называются факторы, отрицательно влияющие на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.</p>
3. Экологическая безопасность:	<p>При ремонте МН воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения. Ремонт трубопровода сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; - повреждением почвенно-растительного покрова;
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например:</p> <ul style="list-style-type: none"> -паводковые наводнения; -лесные пожары; -по причинам техногенного характера. <p>Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям. Возможными причинами аварий могут быть:</p> <ul style="list-style-type: none"> -ошибочные действия персонала при производстве работ; -отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии; -производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий; -старение оборудования (моральный или физический износ); -коррозия оборудования; -факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Лопухов Георгий Эдуардович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7А	Лопухову Георгию Эдуардовичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль: Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами не более 65000000 руб
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Районный коэффициент – 1,5 Накладные расходы – 40%
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Страховые взносы 30,4%; Налог на добавленную стоимость 20%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения технологий по капитальному ремонту магистрального нефтепровода.
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	График выполнения работ.
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет экономической эффективности при устранении дефекта методом замены труб.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Линейный календарный график выполнения работ</i>
--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Клемашева Елена Игоревна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Лопухов Георгий Эдуардович		

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

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

Форма представления работы:
 бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы: 17.06.2021г

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
05.04.2021	<i>Введение</i>	5
13.04.2021	<i>Обзор литературы</i>	20
20.04.2021	<i>Объект и методы исследования</i>	10
28.04.2021	<i>Расчеты и аналитика</i>	15
03.05.2021	<i>Результаты исследования</i>	15
10.05.2021	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
17.05.2021	<i>Социальная ответственность</i>	10
25.05.2021	<i>Заключение</i>	5
10.06.2021	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Антропова Н.А.	К.Г.-М.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	К.П.Н		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 116 с., 12 рис., 16 табл., 53 источников, 3 прил.

Ключевые слова: капитальный ремонт, магистральный нефтепровод, расчет, изоляционное покрытие, дефект, коррозия, нефть, вмятина.

Объектом исследования является: действующий магистральный нефтепровод «Игольско-Таловое-Парабель».

Методы исследования: изучение литературы, нормативно-правовой документации по тематике, теоретический анализ, сравнительный анализ.

Цель работы: расчет финансовых затрат, оценка экономического эффекта при проведении работ по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель».

В процессе исследования проводился: анализ этапов работ при устранении дефекта на нефтепроводе, расчет толщины стенки трубопровода на заданном участке, проверка выполнения условий прочности и устойчивости. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности при капитальном ремонте магистрального нефтепровода, охране окружающей среды, анализ финансовых и материальных затрат на проведение работ при капитальном ремонте магистрального нефтепровода.

В результате исследования: был выбран и проанализирован оптимальный способ капитального ремонта участка магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель» 104 км – 114 км, а именно, ремонт с заменой трубы путем укладки в совмещенную траншею вновь прокладываемого участка трубопровода рядом с заменяемым с последующим демонтажем последнего. Выбор данного метода был сделан с учетом опасного характера и большой площади распространения дефектов на действующем участке, а также технического состояния трубы рассматриваемого участка.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: организационные мероприятия, подготовительные работы, земляные работы, сварочные работы, изоляционные работы, контроль качества изоляционных покрытий трубопроводов, испытание отремонтированного участка трубопровода на прочность и проверка на герметичность, проведение очистки и диагностики замененного участка, подключение вновь поставленного участка к действующему нефтепроводу и пуск его в работу.

Экономическая эффективность/значимость работы: экономическая значимость заключается в существовании возможности импортозамещения материалов и оборудования, необходимых для капитального ремонта и обслуживания магистральных нефтепроводов. Высокие финансово-экономические затраты на обеспечение

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Лопухов Г.Э.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					10	116
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

бесперебойной работы магистральных нефтепроводов обуславливают высокую значимость вопроса выбора оптимальных технологий капитального ремонта, действующих объектов нефтепроводного транспорта, поэтому выполнение работ по полной замене дефектного участка магистрального нефтепровода позволит разово понести затраты, на ежегодное безопасное содержание трубопровода.

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

Abstract

Final qualification work 116 pages, 12 figures, 16 tables, 53 sources, 3 applications.

Keywords: major repairs, main oil pipeline, calculation, insulation coating, defect, corrosion, oil, dent.

The object of the study is: the current main oil pipeline «Igol'sko-Talovoe-Parabel».

Research methods: study of literature, legal documentation on the subject, theoretical analysis, comparative analysis.

The purpose of the work: calculation of financial costs, assessment of the economic effect when carrying out major repairs of the section of the Igol'sko-Talovoe-Parabel oil trunk pipeline.

In the course of the study, the following was carried out: analysis of the stages of work when eliminating a defect in an oil pipeline, calculation of the wall thickness of the pipeline in a given section, verification of compliance with the conditions of strength and stability. Measures for labor protection and safety during major repairs of the main oil pipeline, environmental protection, and analysis of financial and material costs for carrying out work during major repairs of the main oil pipeline are presented.

As a result of the study: the optimal method of major repairs of the section of the «Igol'sko-Talovoe-Parabel» oil trunk pipeline 104 km – 114 km was selected and analyzed, namely, repair with replacement of the pipe by laying the newly laid section of the pipeline next to the replaced one in a combined trench, followed by dismantling the latter. The choice of this method was made taking into account the dangerous nature and large area of distribution of defects in the current section, as well as the technical condition of the pipe of the considered section.

The main design, technological and technical-operational characteristics: organizational measures, preparatory work, earthworks, welding work, insulation work, quality control of insulation coatings of pipelines, testing of the repaired section of the pipeline for strength and leakproofness, cleaning and diagnostics of the replaced section, connecting the newly delivered section to the existing oil pipeline and putting it into operation.

Economic efficiency/significance of the work: the economic significance lies in the existence of the possibility of import substitution of materials and equipment necessary for major repairs and maintenance of main oil pipelines. The high financial and economic costs of ensuring the uninterrupted operation of the main oil pipelines determine the high importance of the issue of choosing the optimal technologies for major repairs, operating oil pipeline transport facilities, so the performance of work on the complete replacement of the defective section of the main oil pipeline will allow one-time incurring costs for the annual safe maintenance of the pipeline.

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Лопухов Г.Э.			Abstract	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					12	116
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

Нормативные ссылки

В работе использованы ссылки на следующие нормативные документы:

ГОСТ 34182-2017.	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения;
ГОСТ 32569-2013.	Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах;
ГОСТ Р 51164-9.	Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии;
СП 36.13330.2012.	Магистральные трубопроводы»;
ГОСТ 12.4.011-89.	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация; СНиП 12-03-2001. Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования;
ГОСТ 12.3.033-84.	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;
ГОСТ 12.1.044-89.	ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения; ГОСТ 12.4.103-83(2002). «ССБТ. Одежда специальная защитная, средства индивидуальной защиты ног и рук. Классификация»;
ГОСТ Р 51330.1-99 (МЭК 60079-1-98).	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 1. Взрывозащита вида "взрывонепроницаемая оболочка";
СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03.	Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов";

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Лопухов Г.Э.			Нормативные ссылки	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					13	116
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Дефект магистрального трубопровода: геометрическое отклонение параметра трубы, сварных швов, качества материала трубы, не соответствующее требованиям действующих нормативных документов, возникающее при изготовлении трубы, строительстве или эксплуатации трубопровода, а также недопустимые конструктивные элементы и соединительные детали, установленные на магистральные трубопроводы и обнаруживаемые внутритрубной диагностикой, визуальным или приборным контролем.

Дефект, подлежащий ремонту (ДПР): дефекты труб и сварных швов, а также конструктивные элементы и соединительные детали, установленные на магистральных и технологических нефтепроводах, которые не соответствуют требованиям нормативных документов и подлежат устранению.

Дефект первоочередного ремонта (ПОР): дефект, снижающий несущую способность нефтепровода и подлежащий ремонту в первую очередь.

Ремонт: комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности объекта и восстановлению ресурсов объекта или его составных частей.

Техническое состояние: совокупность определенных величин (параметров), характеризующихся в определенный момент времени признаками (свойствами объекта), установленными технической документацией.

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Лопухов Г.Э.			Определения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					14	116
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

Выборочный ремонт нефтепровода: локальный ремонт линейной части нефтепровода с целью ликвидации дефектов на ограниченном участке нефтепровода.

Замена участка: замена дефектного участка нефтепровода длиной более заводской длины трубы на трубы, отвечающие требованиям СП 36.13330.2012.

Капитальный ремонт нефтепровода: ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близко к полному восстановлению ресурса изделия с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые.

Катушка: Часть трубы длиной не менее диаметра и не более длины заводской секции трубы, ввариваемая в нефтепровод с помощью двух кольцевых стыков или вырезаемая из нефтепровода с помощью двух кольцевых резов.

Композитная муфта: стальная оболочка, не приваренная к телу трубопровода и заполненная композитным составом.

Околошовная зона: участок основного металла трубы шириной, равной четырем номинальным толщинам стенки трубы в каждую сторону от края сварного шва.

Ремонтная конструкция (секция), подлежащая ремонту: конструкция, установленная на нефтепроводе для ремонта дефектов.

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Обозначения и сокращения

- МН - магистральный нефтепровод;
 ВТД – внутритрубная диагностика;
 РД – Руководящий документ;
 НПС – нефтеперекачивающая станция;
 ПОР – первоочередной ремонт;
 ВСН – Ведомственные строительные нормы;
 ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль;
 ДПР – дефект, подлежащий ремонту
 ППР - Проект производства работ;
 ОРД – дефект ограничивающий рабочее давление;
 ВИП – внутритрубный инспекционный прибор
 НТД - Нормативно-техническая документация;
 КМ – конструкция металлическая;
 ИТР - Инженерно-технический работник;
 ВППБ - Ведомственные правила пожарной безопасности;
 СН - Строительные нормы;
 ПБ - Пожарная безопасность.

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое- Парабель»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Лопухов Г.Э.			Обозначения и сокращения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					16	116
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

<u>7.3 Экологическая безопасность</u>	92
<u>7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях</u>	98
<u>Заключение</u>	102
<u>Список используемых источников</u>	103
<u>Приложение А</u>	110
<u>Приложение Б</u>	112
<u>Приложение В</u>	114

Введение

В настоящее время транспортировка нефтепродуктов оказывает большое влияние на развитие промышленной отрасли России и других стран. Для осуществления данной цели можно использовать практически любой транспорт, автомобильный, железнодорожный, водный, однако наиболее широкое распространение получил именно трубопроводный.

Современная сеть магистральных нефтепроводов имеет значительную протяженность, большие диаметры, характеризуется высоким давлением перекачки и значительным возрастом.

Возрастной состав и высокие требования к экологической безопасности магистральных трубопроводов обуславливают необходимость обеспечения надежной, безотказной работы и предупреждения аварий нефтепроводной системы.

На сегодняшний день значительная часть трубопроводных систем исчерпала установленный ресурс, то есть начинается поток интенсификации отказов. Наиболее частой причиной аварий на технологических трубопроводных системах являются дефекты конструкций и коррозионные повреждения.

Цель выпускной квалификационной работы: расчет финансовых затрат, оценка экономического эффекта при проведении работ по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель».

Объект исследования: действующий магистральный нефтепровод «Игольско-Таловое-Парабель».

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Лопухов Г.Э.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					19	116
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

Предмет исследования: совокупность факторов, влияющих на безопасную эксплуатацию магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель» проложенного в неблагоприятных климатических условиях.

Практическая значимость: приведенные мероприятия способствуют повышению безопасности эксплуатации магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель», увеличению межремонтного периода, а также эффективной работы МН.

Результаты, полученные в технологических расчетах, показывают какая нагрузка действует на резервуар, и позволяют уменьшить потери нефти.

Задачи:

1. Изучение нормативной документации;
2. Определение основных факторов влияния на внешнее воздействие трубопровода;
3. Изучение видов капитального ремонта, а также содержания и последовательности работ;
4. Проведение технологических расчетов ремонтируемого участка МН;
5. Анализ финансовых затрат и экономический эффект при устранении дефектного участка.

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

1 Характеристика района работ и объекта капитального ремонта

В административном отношении район производства работ относится к Парабельскому району Томской области.

Рельеф магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель» представляет собой слаборасчлененную заболоченную, покрытую смешанным лесом, равнину с абсолютными отметками от плюс 80 до плюс 140 метров, поэтому нефтепроводу присущи следующие дефекты [1]:

- потеря металла (изменение номинальной толщины стенки трубы, которое характеризуется локальным утонением; возникает в результате механического или коррозионного повреждения, а также может быть обусловлено технологией изготовления);
- вмятины (уменьшение проходного сечения трубы длиной не более 1,5 номинального диаметра трубы, возникшее в результате механического воздействия, при котором не происходит излома оси нефтепровода);
- дефекты сварного шва (дефекты, обнаруженные непосредственно в сварном шве или в околошовной зоне: трещины, непровары, несплавления, поры, шлаковые включения, подрезы, превышения проплава и др.);
- комбинированные дефекты (различные комбинации из дефектов, приведенных выше).

В связи с этим принимается решение о необходимости проведения работ по капитальному ремонту данного участка.

В соответствии с классификацией СП 36.13330.2012 [2] рассматриваемый участок магистрального нефтепровода относится к I классу в зависимости от рабочего давления и ко II классу в зависимости от диаметра трубопровода.

Условный диаметр магистрального нефтепровода – 500 мм;

					Организация работ по проведению капитальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Лопухов Г.Э.			Характеристика района работ и объекта капитального ремонта	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					21	116
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

Рабочее давление – 6,3 МПа;

Общая протяженность трассы магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель» составляет 397 км.

1.1 Климатическая характеристика района работ

Климат в районе работ резко-континентальный с сурово зимой и жарким летом. Самый теплый месяц является июль с максимальной температурой до плюс 36°C, самым холодным – февраль, когда температура может понизиться до минус 54°C.

Таблица 1.1.1 - Средняя месячная и годовая температура воздуха в °С

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Температура	-20,7	-18,7	-10,8	-0,7	7,3	15,2	18	14,4	8,7	0,1	-11,4	-19,4	-1,5

Среднегодовая температура воздуха -1,5 °С, среднегодовое количество атмосферных осадков равно 598 мм в год.

Наибольшее количество осадков выпадает в августе, наименьшее в феврале.

Таблица 1.1.2 - Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха в г/м₃

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Влажность	80	77	73	66	60	68	74	79	78	78	82	81	75

Нормативная глубина промерзания:

- для песчаных грунтов – 2,55 м;
- для суглинистых грунтов – 2,10 м;
- для супеси – 2,60 м.

Высота снегового покрова достигает 82 см.

Среднемесячная скорость ветра от 2,8 м/с до 5,8 м/сек, среднегодовая – 3,8 м/сек.

Таблица 1.1.3 - Средняя месячные и годовые скорости ветра в м/сек

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Влажность	4,5	4,8	5,1	4	3,9	3,2	2,8	2,8	3,5	4,7	4,8	5,8	4,1

Преобладающее направление ветров – южное до 21%. Наибольшая среднегодовая скорость ветров наблюдается у ветров юго-западного направления до 5,8 м/сек.

Продолжительность неблагоприятного периода для производства работ 7 месяцев: с мая по ноябрь. В неблагоприятный период производится доставка в район производства материалов, техники и технологического оборудования.

					Организация работ по проведению катального ремонта на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

2 Виды и причины повреждений магистральных нефтепроводов

Эксплуатация нефтепроводов требует тщательного соблюдения правил безопасности, потому что разрыв трубы сопровождается выходом больших объемов нефти и загрязнением окружающей среды. Разливы нефти, как правило, трудно ликвидируемы и последствия аварий долго дают о себе знать [3]. После аварий приходится рекультивировать загрязненные почвы, удалять поверхностный слой земли с впитавшейся в него нефтью. Не менее опасны и последствия аварий, при которых нефть попадает в водоемы. В этом случае приходится ставить специальные боновые заграждения, препятствующие распространению нефтяных пятен по поверхности воды, а затем собирать с нее нефть. Еще более опасны попадания нефти в различные водотоки (реки, проливы, каналы). Как правило, изолировать нефтяное пятно на поверхности быстро текущей воды — задача не из простых, требующая применения специальных технических средств. Наилучший способ избежать крупномасштабных последствий от разрывов нефтепроводов — это принять меры, уменьшающие их вероятность.

Повреждения магистральных нефтепроводов вызываются действием двух групп факторов. Первая группа связана со снижением несущей способности нефтепровода, вторая – с увеличением нагрузок и воздействий. Снижение несущей способности нефтепровода происходит из-за наличия дефектов в стенке труб и старения металла [4]. Факторы второй группы появляются при эксплуатации действующего нефтепровода. В процессе эксплуатации на нефтепровод действуют целый ряд силовых факторов. К их числу относятся внутреннее давление, напряжения от воздействий температур перекачиваемой нефти и окружающего трубу грунта, давление слоя грунта над трубой, различные статические и подвижные нагрузки, деформации земной

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Лопухов Г.Э.			Виды и причины повреждений магистральных нефтепроводов	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					24	116
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

поверхности на подрабатываемых территориях. Эти факторы формируют в трубах кольцевые и продольные напряжения, способствуют перемещениям трубопровода в продольном и поперечном направлениях.

2.1 Коррозионные повреждения трубопроводов

Линейная часть магистральных нефтепроводов сооружается в основном в подземном исполнении.

Подземные стальные трубопроводы в той или иной степени подвержены коррозии. Коррозия — это разрушение металлических поверхностей под влиянием химического или электрохимического воздействия окружающей среды.



Рисунок 2.1.1 – Наружная, сквозная коррозия трубопровода

Подземные нефтепроводы могут подвергаться коррозии под воздействием почвы, блуждающих токов и переменного тока электрифицированного транспорта. Почвенная коррозия подразделяется на химическую и электрохимическую. Химическая коррозия обусловлена действием на металл различных действующих на металл, образуют на его поверхности пленку, состоящую из продуктов коррозии. При химической коррозии толщина стенки нефтепровода уменьшается равномерно, т.е. практически не возникают сквозные повреждения труб. Химической коррозии в большей степени подвергаются внутренние стенки нефтепровода. Это

					Организация работ по проведению катального ремонта на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

происходит из-за неполного заполнения трубы продуктом, при частичном опорожнении трубопровода или возникновении такого режима работы нефтепровода, при котором даже без остановки перекачки не происходит полного заполнения сечения трубы [5]. В образовавшиеся полости выделяются растворенные в нефти пары воды и сероводорода, которые являются мощными коррозионными агентами. На пониженных участках образуются застойные зоны из осажденной воды, которая вызывает так называемую строчную коррозию нижней части стенки трубы.

Электрохимическая коррозия обусловлена взаимодействием металла трубы с агрессивными растворами грунта. При этом металл выполняет роль электродов, а агрессивные растворы — электролитов. Под действием электрохимической коррозии в теле трубы образуются местные каверны и сквозные отверстия. Поэтому этот вид коррозии является более опасным, чем химическая коррозия.

Еще более опасна электрическая коррозия. Она возникает под действием на нефтепровод электрических токов. Эти токи называют блуждающими, так как они проникают в грунт обычно из рельсов электрифицированного транспорта и попадают на нефтепровод в тех местах, где он оголен или имеет поврежденную изоляцию. Двигаясь по трубопроводу, токи выходят из него близ тяговых подстанций. Участки входа тока в нефтепровод называют катодными, а участки выхода — анодными.

Наиболее опасны анодные зоны, так как токи выходят из нефтепровода в виде положительных ионов, что сопровождается интенсивным выносом частичек металла и образованием сквозных отверстий. Для питания электрифицированного транспорта применяется постоянный ток, причем вторым проводом служат рельсы. Хотя рельсы являются хорошим проводником, тем не менее часть тока, особенно в местах соединений рельсов, попадает в грунт. Двигаясь в грунте, токи имеют тенденцию возвращаться к своим источникам по путям наименьшего сопротивления. Один из таких путей

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

— подземные трубопроводы, имеющие поврежденную изоляцию. В местах повреждения изоляции блуждающие токи попадают на нефтепровод и выходят из него вблизи тяговой подстанции в виде положительных ионов металла. Таким образом начинается электролиз металла.

Коррозионный процесс разрушения металла под изоляционным покрытием протекает очень медленно и для подземных трубопроводов не представляет практической опасности. В зоне отслаивания изоляционного покрытия корродирование металла протекает также слабо; наиболее сильно коррозия развивается в дефекте покрытия.



Рисунок 2.1.2 – Наружная коррозия околошовной зоны, подверженная термическому воздействию

Коррозию наружной стенки трубы в зоне дефекта изоляционного покрытия можно разделить на три области: максимальной коррозии, резкого уменьшения коррозии и постепенного снижения эффективности коррозионного процесса. Первый участок имеет площадь, определяемую 1—2 диаметрами дефекта изоляционного покрытия; второй распространяется не более чем на 2—3 диаметра дефекта; третий занимает всю зону отслаивания изоляционного покрытия. Интенсивность коррозии металла в зоне дефекта зависит от размера дефекта, вида покрытия и коррозионной среды.

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

Анализ отказов отечественных МН показывает, что отказы нефтепроводов из-за наружной коррозии составляют 30—35% от общего их числа.

Подземная коррозия магистральных нефтепроводов наносит большой ущерб, приводя к их преждевременному износу, сокращению межремонтных периодов, авариям и потерям нефти. Поэтому защита нефтепроводов от подземной коррозии является важной народнохозяйственной задачей.

Магистральные нефтепроводы защищают от коррозии двумя способами:

- наложением на поверхность нефтепровода изолирующих покрытий;
- электрическими методами.

Для выбора способа защиты подземных нефтепроводов от коррозии необходимо определить коррозионную активность грунта и характер распространения блуждающих токов вдоль трассы нефтепровода.

Коррозионная активность грунта зависит от его состава, влажности, воздухопроницаемости и электропроводности. Влажные грунты воздействуют на металл более активно, чем сухие. Наибольшей коррозионной активностью обладают грунты при влажности 12—13%. Увеличение влажности свыше 24% приводит к снижению их коррозионной активности. Для оценки коррозионной активности грунта выбирают такую характеристику, которая одновременно учитывает все основные факторы. Такой основной характеристикой является удельное электрическое сопротивление грунта. Чем выше электрическое сопротивление грунта, тем меньше его коррозионная активность.

Основной способ защиты нефтепроводов от коррозии это качественная, надежная изоляция [6].

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

2.2 Влияние внешних воздействий на техническое состояние подземных трубопроводов

К внешним воздействиям на подземные трубопроводы относят возможные нагрузки при производстве различных работ вблизи нефтепровода, наезды тяжелого транспорта, оползни, лесные пожары, землетрясения, взрывы и др.



Рисунок 2.2.1 – Пожар вблизи нефтепровода

Результаты анализа отказов свидетельствуют о том, что одной из основных причин повреждений подземных трубопроводов является воздействие внешних сил, приводящее к образованию поверхностных вмятин, трещин, трещин во вмятинах, разрывов в сварных швах и по телу трубы. Если значительные механические повреждения, возникающие в период строительства трубопроводов, могут быть выявлены и устранены в результате гидравлической опрессовки трубопровода, то повреждения, возникающие после гидравлической опрессовки и обусловленные воздействием внешних сил, могут явиться причиной разрыва трубопровода не только непосредственно в момент его повреждения, но также через какой-то промежуток времени, продолжительность которого зависит от характера повреждения и степени нагружения трубопровода.

					Организация работ по проведению катального ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

Наиболее распространены повреждения, возникающие в результате проведения ремонтных или строительных работ в непосредственной близости от действующего трубопровода; они относятся к числу потенциально наиболее опасных [7]. Необходимо своевременно оценивать опасность таких повреждений и возможность дальнейшей эксплуатации поврежденного участка трубопровода. Из-за внешних воздействий на отечественных нефтепроводах происходит более 5% аварий от общего их числа, а по наносимому ущербу они занимают первое место.

Климатические изменения в атмосфере также влияют на состояние трубопровода. Изменения температуры наружного воздуха вызывают изменение температуры грунта, в котором уложен нефтепровод. При замерзании или оттаивании грунтов эти изменения иногда приводят к разрушению трубопровода. Замороженные влажные грунты при оттаивании дают значительную осадку как за счет происходящего уплотнения, так и вследствие понижения сопротивления сдвигу; при этом чем больше глинистых частиц в грунте, тем меньшим сопротивлением сдвигу он обладает. В результате неравномерной осадки грунта, возникающей под действием веса трубы, происходит изгиб трубопровода. Создание в трубопроводе дополнительных изгибающих напряжений при наличии других неблагоприятных факторов (например, плохого качества сварки), как правило, приводит к нарушению прочности отдельных стыков.

Для нефтепроводов, проложенных в горных условиях, наиболее опасны по внешнему воздействию оползни.

					Организация работ по проведению катального ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30



Рисунок 2.2.2 – Участок трубопровода, оголенный селевым потоком

Меры по устранению возможности активизации оползневых явлений должны намечаться уже при проектировании нефтепровода и уточняться в строительный и эксплуатационный периоды. Часть их должна выполняться при строительстве, другая — в период эксплуатации, так как опыт борьбы с оползнями показал, что только поэтапное осуществление комплекса противооползневых мероприятий дает наилучшие результаты.

Оползни грунтов приводят к силовому воздействию на трубопроводы, увеличивая их напряженное состояние, и при определенных условиях вызывают разрушение труб в виде полного или частичного разрыва.

Часто подземные нефтепроводы подвергаются внешнему воздействию от наездов на них тяжелой техники, при этом дефектами на теле трубы являются трещины, вмятины или порывы. Заполнение пространства между трубопроводом и стенками траншеи, а также под трубопроводом мягким грунтом с последующим его уплотнением значительно повышает сопротивление трубопровода таким внешним нагрузкам.

Магистральные нефтепроводы — сооружения большой протяженности, трассы которых пересекают леса, тундры, реки, озера, болота, овраги, железные и шоссейные дороги, подземные коммуникации и другие естественные и искусственные препятствия [8]. Имеются участки

					Организация работ по проведению катального ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

нефтепроводов, где используются наземная и надземная схемы укладки. Обезопасить их от внешних воздействий, могущих привести к повреждениям и авариям, задача огромной важности. Для обеспечения сохранности, безопасности и создания нормальных условий эксплуатации введены «Правила охраны магистральных трубопроводов». Согласно этим Правилам устанавливается так называемая охранная зона в виде полосы земли, ограниченной линиями, проходящими в 25 м от оси нефтепровода с каждой стороны. Она предназначена для проезда и обхода обслуживающего персонала по трассе нефтепровода, а также для проведения работ, связанных с поддержанием магистрального нефтепровода в исправном состоянии.

По всей трассе нефтепровода через каждый километр и в местах поворота устанавливаются постоянные знаки, которые должны указывать ось нефтепровода, километр и пикет трассы, а также номер телефона эксплуатирующей организации. Кроме того, на трассе должны быть знаки, запрещающие остановку на пересечениях нефтепровода с автомобильными и железными дорогами, у колодцев линейных задвижек, сборников нефти и в других опасных местах. Помимо постоянных знаков обслуживающий персонал во время проведения технического осмотра трассы нефтепровода должен иметь переносные предупредительные знаки для ограждения ремонтируемых участков, мест размыва нефтепровода и т.д.

Охранная зона магистрального нефтепровода должна быть отражена в картах землеустройства и землепользования.

В охранной зоне запрещается: возводить какие-либо постройки и сооружения, кроме сооружений, оговоренных в СП [2], и согласованных с организациями, эксплуатирующими магистральные нефтепроводы; производить всякого рода торные, карьерные, строительные, монтажные, взрывные и другие работы без соответствующего согласования. Объезд естественных и искусственных препятствий (овраги, небольшие речки, ручьи и тд), встречающихся по трассе нефтепровода, должен осуществляться по

					Организация работ по проведению катального ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

дорогам общего пользования, а там, где их нет, необходимо устроить земляные насыпи с водоспуском для проезда транспорта и аварийной техники.

В исполнительную документацию магистрального нефтепровода должны своевременно вноситься изменения, касающиеся строительства объектов в охранной зоне, пересечений нефтепровода трубопроводами и коммуникациями другого назначения, и конструктивные изменения объектов линейной части нефтепровода.

Трассу нефтепровода в пределах 3 м от оси крайнего нефтепровода необходимо периодически расчищать от поросли и содержать в надлежащем противопожарном состоянии. По всей трассе должна поддерживаться проектная глубина заложения нефтепровода, а на участках с глубиной заложения менее 0,8 м — предусматриваться дополнительные меры от влияния внешних воздействий. Линейная арматура, вантузы, врезки, выступающие над поверхностью земли, должны иметь ограждения и предупредительные знаки [9].

Для защиты от размыва траншеи и обнажения нефтепровода необходимо предусматривать соответствующие мероприятия: организацию стока поверхностных вод, укрепление оврагов и промоин, размываемых берегов водных преград. В местах пересечения нефтепроводами крутых склонов, промоин, оросительных каналов, кюветов следует устраивать глиняные (или из другого материала) перемычки, предотвращающие распространение воды по траншее и проток ее вдоль трубопровода.

2.3 Отказы нефтепроводов вследствие нарушения правил эксплуатации

Анализ причин отказов магистральных нефтепроводов показывает, что на долю отказов, происшедших из-за нарушения правил технической эксплуатации магистральных нефтепроводов, приходится от 2 до 7%. Сюда входят отказы по вине эксплуатационного персонала в связи с нарушением сроков и качества технического обслуживания и ремонта, несоблюдением

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

правил техники безопасности при обслуживании и ремонте нефтепроводов и тд [10].



Рисунок 2.3.1 – Повреждения трубопровода при изыскательских работах

К дополнительным внешним нагрузкам, возникающим вследствие нарушения правил эксплуатации и вызывающим разрушение трубопровода, относятся гидравлические удары. Они представляют большую опасность для трубопроводов. Гидравлические удары являются следствием внезапного отключения перекачивающих станций или неправильного переключения задвижек, а также образования в трубопроводе воздушных пробок, которые в ряде случаев могут вызвать толчки давления, подобные гидравлическому удару.

При переключении резервуаров, насосов или нефтепровода во время перекачки действующие задвижки необходимо закрывать только после открытия задвижек в новом направлении перекачки. Воздух, скапливающийся в трубопроводе, необходимо удалять через вантузы или потоком жидкости, скорость которого рассчитывают математически. Изменения давления в трубопроводе приводят к появлению и росту трещин, ухудшению механических свойств металла, усталостному разрушению.

На магистральных нефтепроводах всегда имеется большое количество различных дефектов. При статических нагрузках многие дефекты не приводят к авариям и повреждениям даже при длительной эксплуатации, но при

					Организация работ по проведению катального ремонта на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

изменениях давления в трубопроводе эти дефекты — потенциальный источник разрыва трубопровода. В целях повышения долговечности нефтепроводов и уменьшения усталостных повреждений необходимо стремиться к сохранению постоянства рабочего давления, избегая значительных колебаний, особенно остановок перекачки и полного сброса давления. Всякое нарушение режима перекачки связано с пропускной способностью нефтепровода. При увеличении объема перекачки нефти нужно проверить, не превысит ли фактическое давление в трубопроводе напряжение, допустимое для марки стали труб на данном участке.

Технологический режим перекачки должен быть разработан с учетом технологических карт эксплуатации резервуаров и установок. При каждом непредусмотренном изменении режима перекачки должны приниматься меры к немедленному устранению причин, вызывающих это изменение. Все работы по подготовке и проведению очистки нефтепровода с помощью скребков должны выполняться в соответствии с инструкцией по очистке магистральных нефтепроводов от внутренних отложений, так как эта операция сложная, трудоемкая и небезопасная.



Рисунок 2.3.2 – Выполнение работ по технологическим переключениям на работающем оборудовании МН

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

В случае застревания скребка или его поломки приходится останавливать перекачку, разрезать нефтепровод с поврежденным скребком. Все это вызывает не только сокращение перекачки, но и потери нефти. Для безаварийной работы нефтепровода обслуживающий персонал в своей деятельности должен руководствоваться «Правилами технической эксплуатации магистральных нефтепроводов и нормативными документами на данный нефтепровод» [5].

Ущерб от отказов по эксплуатационным причинам колеблется в широких пределах. Ущербов больших размеров связаны с разрывами нефтепровода вследствие неправильного переключения задвижек и повышения давления сверх указанного в технологической карте, а также наездов тяжелого транспорта на нефтепровод, которые происходят чаще всего из-за отсутствия предупредительных знаков. Эксплуатационный персонал обязан регулярно проверять наличие таких знаков и состояние всей трассы в целом.

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

3 Определение вида ремонта участка трубопровода

Для назначения методов ремонта дефектов нефтепроводов, обнаруживаемых при проведении внутритрубной диагностики (ВТД) участков, дочерним предприятием АО "Транснефть-Диаскан", а также при проведении других методов неразрушающего контроля. Определения классификации дефектов на действующих нефтепроводах и приоритета выполнения ремонта, определения необходимости проведения дополнительного дефектоскопического контроля (ДДК) конкретных типов дефектов, ПАО "Транснефть" разработан руководящий документ (РД) «Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов» (153-39.4-067-04) [1], который регламентирует применение постоянных и временных методов ремонта дефектов трубопроводов.

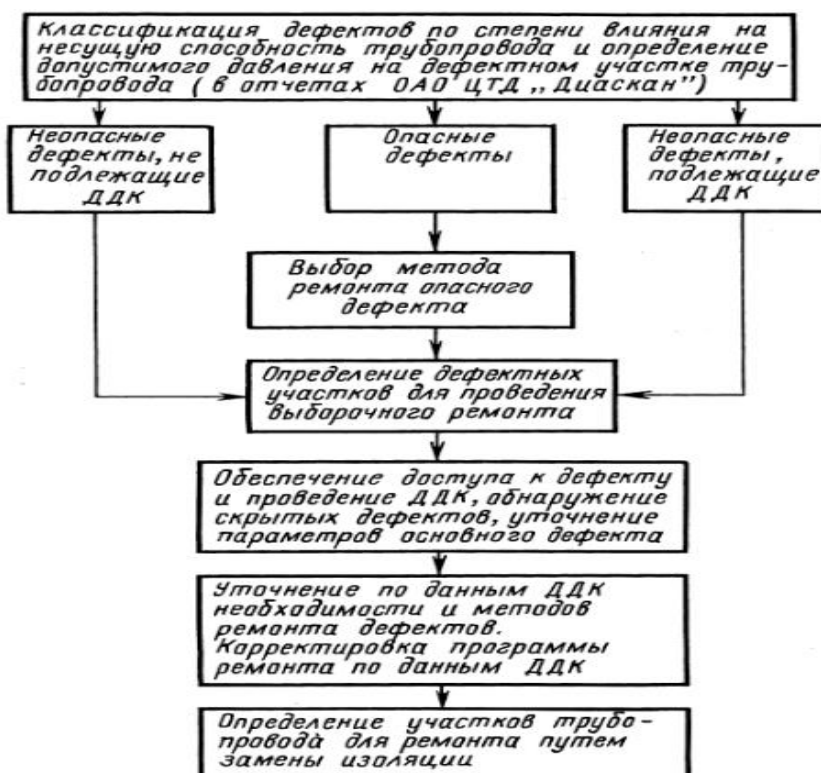


Рисунок 3 - Алгоритм определения методов ремонта дефектных участков нефтепровода

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Лопухов Г.Э.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.				37	111
Рук-ль ООП		Брусник О.В.			Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

Данный РД распространяется на все магистральные и технологические нефтепроводы. Его требования являются обязательными для АО МН ПАО «Транснефть», их эксплуатирующие, а также для подрядных организаций, которые выполняют работы по строительству, ремонту и диагностике нефтепроводов. При выполнении работ по выборочному и капитальному ремонту линейной части и технологических нефтепроводов НПС [11].

В основу его разработки положены результаты экспериментальных исследований, проведенных в лаборатории испытаний (полигоне) АО "Транснефть-Диаскан". Испытания проводились в соответствии с утвержденной ПАО "Транснефть" и согласованной Госгортехнадзором России "Программой прочностных испытаний различных методов ремонта дефектных участков магистральных нефтепроводов".

Режимы нагружения труб с дефектами и ремонтными конструкциями на испытательном стенде соответствовали максимально возможной нагруженности нефтепроводов при эксплуатации:

- внутренним давлением в сочетании с циклическим изгибом на базе 10000 циклов, что соответствует 30 годам эксплуатации нефтепровода;
- давление в цикле нагружения изменялось с размахом, соответствующим нормативному по СП 36.13330.2012 [2] рабочему давлению;
- моментные нагрузки определялись из условия максимально возможных напряжений в трубопроводе от упругого изгиба по СНиП Ш-42-80* [12], температурных перепадов, воздействия фунтов и нагрузок при капитальном ремонте с подъемом трубы в соответствии с "Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов" (РД 39-00147105-015-98) [11].

По результатам проведенных испытаний, методы ремонта и ремонтные конструкции, выдержавшие в полном объеме 10000 циклов нагружения и статические испытания, определены настоящим как постоянные методы ремонта.

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

К методам постоянного ремонта отнесены:

- композитная муфта, установленная по технологии КМТ;
- обжимная приварная муфта;
- галтельная муфта;
- заварка;
- наплавка;
- шлифовка;
- патрубок с эллиптическим днищем и усиливающей накладкой.

Перечисленные выше методы ремонта применяются для планового (выборочного и капитального) и для аварийного ремонта [1].

Ремонтные конструкции, которые выдержали менее 10000 циклов нагружения, настоящим РД определены для временного метода ремонта. К ним относятся:

- необжимная приварная муфта;
- муфта с коническими переходами.

Ремонтные муфты этих типов не разрешается применять для планового ремонта, но допускается их применение для аварийного ремонта и для ремонта гофр на срок не более одного года с обязательной последующей заменой на постоянные методы ремонта. Срок применения определен по результатам испытаний.

Ремонтные конструкции, испытание которых не проводилось, не допускаются для применения на магистральных и технологических нефтепроводах ПАО "Транснефть".

Дефекты подразделяются на дефекты, подлежащие ремонту (ДПР), из которых по степени опасности выделяются дефекты первоочередного ремонта (ПОР).

Дефектами, подлежащими ремонту, являются дефекты труб, соединительные детали, установленные на магистральных и технологических

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

нефтепроводах, параметры которых не соответствуют требованиям СНиП [12], ГОСТ [14], и других нормативных документов.

Дефектами первоочередного ремонта являются дефекты, представляющие повышенную опасность для целостности нефтепровода при его эксплуатации и подлежащие ремонту в первую очередь для восстановления несущей способности трубы.

Дефект считается примыкающим к сварному шву, если минимальное расстояние от границы дефекта до границы сварного шва не превышает 4-х толщин стенки трубы в районе дефекта.

Критерии классификации дефектов на ДПР и ПОР приведены в таблице 3.

Дефекты геометрии трубы - это дефекты, связанные с изменением ее формы. К ним относятся:

Вмятина - уменьшение проходного сечения трубы длиной не более 1,5 номинального диаметра трубы, возникшее в результате механического воздействия, при котором не происходит излома оси нефтепровода.

Гофр - чередующиеся поперечные выпуклости и вогнутости стенки трубы, приводящие к излому оси и уменьшению проходного сечения нефтепровода.

Вмятины, гофры глубиной от 1% до 3,5% от номинального диаметра по данным ВИП включаются в состав дефектов ПОР, и по результатам ДДК определяются параметры и наличие в них дополнительных дефектов и уточняется очередность и метод их ремонта

Овальность - дефект геометрии длиной 1,5 номинального диаметра трубы и более, при котором сечение трубы имеет отклонение от окружности, а наибольший и наименьший диаметры находятся во взаимно перпендикулярных направлениях

Дефекты в стенке трубы. К ним относятся:

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

Потеря металла - изменение толщины стенки трубы, характеризующееся локальным утонением в результате механического или коррозионного повреждения, или обусловленное технологией изготовления.

Дефекты сплошной коррозии длиной и шириной 100 мм и более включаются в состав дефектов ДПР независимо от глубины дефекта. При их расположении на участках трубопроводов, находящихся на расстоянии не более 3-х км от электрифицированных железных дорог, данные дефекты классифицируются как дефекты ПОР.

Точечные коррозионные дефекты (внешние потери металла), объединенные при интерпретации по результатам внутритрубной диагностики в единый дефект с размерами 100x100 мм и более включаются в состав дефектов ДПР. При их расположении на участках трубопроводов, находящихся на расстоянии не более 3-х км от электрифицированных железных дорог, данные дефекты классифицируются как дефекты ПОР.

Трубная секция, содержащая совокупность дефектов ДПР с общей площадью всех потерь металла 15% и более от площади наружной поверхности секции, классифицируется как секция, подлежащая ремонту и может быть отремонтирована только заменой всей секции.

Расчеты статической прочности труб с дефектами потери металла проводятся в соответствии с "Методикой определения опасности повреждений стенки труб магистральных трубопроводов по данным обследования внутритручными дефектоскопами" [18].

Расчеты допустимого срока эксплуатации (долговечности) труб с коррозионными дефектами стенки проводятся в соответствии с "Методикой оценки работоспособности и проведения аттестации магистральных нефтепроводов" [1]. В расчетах допустимого срока эксплуатации труб с коррозионными дефектами стенки используются скорости роста коррозионных дефектов.

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Риска (царапина, задир) - дефект поверхности в виде углубления с уменьшением толщины стенки трубы, образованный перемещающимся по поверхности трубы твердым телом.

Расслоение - внутреннее нарушение сплошности металла трубы в продольном и поперечном направлении, разделяющее металл стенки трубы на слои. Расслоение - внутренний дефект металла трубы технологического происхождения.

Расслоение с выходом на поверхность (закат, плена прокатная) - расслоение, выходящее на внешнюю или внутреннюю поверхность трубы.

Расслоение в околошовной зоне - расслоение, примыкающее к сварному шву (расстояние от сварного шва до края расслоения меньше 4-х толщин стенки трубы).

Расчеты статической прочности и допустимого срока эксплуатации (долговечности) труб с расслоениями проводятся в соответствии со Стандартом отрасли "Нефтепроводы магистральные. Кольцевые, продольные, спиральные швы с дефектами и трубы с расслоениями. Определение долговечности." [1].

Трещина - дефект в виде разрыва металла стенки трубы.

Дефекты сварного шва - это дефекты в самом сварном шве или в околошовной зоне, типы и параметры которых установлены нормативными документами.

К дефектам сварного шва относятся:

Трещина, непровар, несплавление - дефекты в виде несплошности металла по сварному шву, классифицируются как " несплошности плоскостного типа " поперечного/ продольного/спирального сварного шва.

Поры, шлаковые включения, наружные дефекты (утяжина, подрез, превышение проплава, наплывы, чешуйчатость, отклонения размеров шва от

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

требований нормативных документов) классифицируются как аномалии поперечного/ продольного/спирального сварного шва.

Смещение кромок - несовпадение уровней расположения внутренних и наружных поверхностей стенок, сваренных (свариваемых) труб (для поперечного сварного шва) или листов (для спиральных и продольных швов) в стыковых сварных соединениях, классифицируется как «смещение» поперечного/продольного/спирального сварного шва.

Расчеты статической прочности и допустимого срока эксплуатации (долговечности) сварных швов с дефектами проводятся в соответствии со Стандартом отрасли "Нефтепроводы магистральные. Кольцевые, продольные, спиральные швы с дефектами и трубы с расслоениями. Определение долговечности. [1].

К дефектам нефтепровода относятся недопустимые конструктивные элементы, соединительные детали, не соответствующие требованиям нормативных документов:

- тройники;
- плоские и другие заглушки и днища;
- сварные секторные отводы;
- переходники;
- патрубки с арматурой, не соответствующие действующим нормам и правилам;
- заплаты вварные и накладные всех видов и размеров;

Соединительные детали (тройники полевого изготовления, сварные секторные отводы, переходники), не соответствующие действующим нормативным документам, установленные на линейной части МН, технологических нефтепроводах НПС, а также заплаты всех видов и размеров, накладные элементы из труб (корыта) независимо от места их установки классифицируются как дефекты ПОР.

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Приварные элементы (вантузы, сигнализаторы пропуска средств очистки и диагностики, катодные выводы, отборы давления, «чопики» и др.), не соответствующие требованиям нормативных документов, на линейной части МН, нефтепроводах НПС и нефтебаз классифицируются как дефекты ПОР.

Дефекты, параметры которых не могут быть определены только по данным ВИП, а также в которых по данным ВИП могут быть не выявлены дополнительные дефекты должны, быть дополнительно обследованы неразрушающими методами контроля при проведении ДДК.

Таблица 3 - Классификация дефектов по критерию очередности ремонта

№	Описание дефекта	Дефекты, подлежащие ремонту	Дефекты первоочередного ремонта
1	Вмятина, гофр без дополнительных дефектов и примыкания к сварным швам	Глубиной равной или более 3 5% от номинального диаметра трубы	Глубиной равной или более 3,5% от номинального диаметра трубы
2	Вмятина, гофр, примыкающие к сварному шву или расположенные на сварном шве	Глубиной более 6 мм	Глубиной равной или более 1 % от номинального диаметра трубы, но не менее 6 мм
3	Вмятина, гофр в комбинации с дополнительным дефектом (риской, задиром, трещиной, потерей металла)	Все дефекты	Все дефекты
4	Овальность, овальность в сочетании со сварным швом	При значении d равном или меньшем приведенного в таблицах Приложения Б	При значении d равном или меньшем приведенного в таблицах Приложения Б
5	Овальность в сочетании с вмятиной	При значении d равном или меньшем приведенного в таблицах Приложения Б . глубине вмятины более 2%	При значении d равном или меньшем приведенного в таблицах Приложения Б , глубине вмятины более 2%
6	Овальность в сочетании с гофром	Все дефекты независимо от их геометрических параметров и месторасположения	Все дефекты независимо от их геометрических параметров и месторасположения
7	Овальность в сочетании с вмятиной, примыкающей к сварному шву или расположенной на сварном шве	Все дефекты независимо от их геометрических параметров и месторасположения	Все дефекты независимо от их геометрических параметров и месторасположения

8	Потеря металла (внешняя и внутренняя)	Глубиной равной или более 20 % от толщины стенки трубы	Глубиной равной или более 50% от толщины стенки трубы. Опасные по результатам расчета на статическую прочность или с допустимым сроком эксплуатации 1 год и менее
9	Дефекты сплошной коррозии длиной и шириной 100 мм и более и точечные внешние потери металла объединенные в единый дефект с размерами 100x100 мм и более на участках трубопроводов, находящиеся на расстоянии не более 3-х км от электрифицированных железных дорог	Все дефекты	Все дефекты
10	Дефекты сплошной коррозии длиной и шириной 100 мм и более и точечные внешние потери металла объединенные в единый дефект с размерами 100x100 мм и более на участках трубопроводов, находящиеся на расстоянии более 3-х км от электрифицированных железных дорог	Все дефекты	Глубиной равной или более 50% от толщины стенки трубы (одного и более дефектов, объединенных в группу) Опасные по результатам расчета на статическую прочность или с допустимым сроком эксплуатации 1 год и менее
11	Секция, подлежащая ремонту	Общая площадь всех потерь металла 15% и более от площади наружной поверхности секции	Общая площадь всех потерь металла 15% и более от площади наружной поверхности секции, с наличием на секции одного или более дефектов ПОР
12	Риска (царапина, задир)	Глубиной равной или более 0.2 мм	Глубиной равной или более 0.2 мм
13	Трещина по телу трубы или в сварном шве	Все дефекты	Все дефекты
14	Расслоение	Опасные по результатам расчета на статическую прочность	Опасные по результатам расчета на статическую прочность
15	Расслоение в околошовной зоне	Опасные по результатам расчета на статическую прочность или с допустимым сроком эксплуатации 1 год и менее	Опасные по результатам расчета на статическую прочность или с допустимым сроком эксплуатации 1 год и менее

16	Расслоение с выходом на поверхность	Все дефекты	Опасные по результатам расчета на статическую прочность или с допустимым сроком эксплуатации 1 год и менее
17	Аномалия поперечного сварного шва	Суммарной длиной по окружности равной или более $1/6\pi DN$ с размерами, превышающими допустимые значения по СНиП 111-42-80* и ВСН 012-88	Суммарной длиной по окружности равной или более $1/3\pi DN$ Опасные по результатам расчета на статическую прочность или с допустимым сроком эксплуатации 1 год и менее
18	Несплошность плоскостного типа поперечного сварного шва	Суммарной длиной по окружности равной или более $1/6\pi DN$ с размерами, превышающими допустимые значения по СНиП 111-42-80* и ВСН 012-88	Суммарной длиной по окружности равной или более $1/6\pi DN$ Опасные по результатам расчета на статическую прочность или с допустимым сроком эксплуатации 1 год и менее
19	Смещение поперечного сварного шва	С размерами, превышающими допустимые значения по СНиП Ш-42-80* и ВСН 012-88	Глубиной равной или более 25% толщины стенки трубы и длиной по окружности трубы равной или более $1/3\pi DN$ Опасные по результатам расчета на статическую прочность или с допустимым сроком эксплуатации 1 год и менее
20	Разнотолщинность в поперечном сварном шве	С соотношением толщин стенок стыкуемых труб, превышающим допустимые значения по СНиП Ш-42-80*, но не более 1,5. выполненные без специальной разделки кромок	С соотношением толщин стенок стыкуемых труб, превышающим 1,5
21	Аномалия продольного (спирального) шва	Один дефект длиной по оси трубы более 13 мм на длине 150 мм по оси трубы или 2 дефекта длиной по оси трубы более 7 мм на длине 150 мм по оси трубы.	Длиной по оси трубы равной или более $2\sqrt{D_H \cdot t}$ Опасные по результатам расчета на статическую прочность или с допустимым сроком эксплуатации 1 год и менее

22	Несплошность плоскостного типа продольного (спирального) шва	Один дефект длиной по оси трубы более 13 мм на длине 150 мм по оси трубы 2 или дефекта длиной по оси трубы более 7 мм на длине 150 мм по оси трубы или 2 дефекта длиной по оси	Длиной по оси трубы равной или более $2\sqrt{D_H \cdot t}$ при любой глубине. Опасные по результатам расчета на статическую прочность или с допустимым сроком эксплуатации 1 год и менее
23	Смещение продольного (спирального) шва	Глубиной равной или более 10% толщины стенки трубы	Длиной по оси трубы равной или более $3\sqrt{D_H \cdot t}$ при любой глубине смещения. Опасные по результатам расчета на статическую прочность или с допустимым сроком эксплуатации 1 год и менее
24	Недопустимые конструктивные элементы, соединительные детали, приварные элементы: а) тройники полевого изготовления, сварные секторные отводы, переходники; б) плоские и другие заглушки и днища; в) патрубки с арматурой, не соответствующие действующим нормам и правилам; г) заплаты вварные и накладные всех видов и размеров; д) накладные элементы из труб ("корыта"), приваренные на трубы и другие конструктивные элементы, не регламентированные нормативными документами.	Недопустимые конструктивные элементы, соединительные детали, приварные элементы: а) тройники полевого изготовления, сварные секторные отводы, переходники; б) плоские и другие заглушки и днища; в) патрубки с арматурой, не соответствующие действующим нормам и правилам; г) заплаты вварные и накладные всех видов и размеров; д) накладные элементы из труб ("корыта"), приваренные на трубы и другие конструктивные элементы, не регламентированные нормативными документами и классифицированные в соответствии с п. 4.2.8 настоящего РД;	Недопустимые конструктивные элементы, соединительные детали, приварные элементы: а) тройники полевого изготовления, сварные секторные отводы, переходники; б) плоские и другие заглушки и днища; в) патрубки с арматурой, не соответствующие действующим нормам и правилам; г) заплаты вварные и накладные всех видов и размеров; д) накладные элементы из труб ("корыта"), приваренные на трубы и другие конструктивные элементы, не регламентированные нормативными документами и классифицированные в соответствии с п. 4.2.8 настоящего РД;

		е) приварные элементы не соответствующие требованиям нормативных документов.	е) "чопики" (металлические пробки) с параметрами, не соответствующими требованиям "Правил ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах"; ж) сварные присоединения (ответвления) диаметром 50 мм и более при отсутствии усиливающих накладок или с размерами накладок менее 0.4 диаметра ответвления; при толщине накладки
25	Недопустимые настоящим РД ремонтные конструкции и методы ремонта. Временные ремонтные конструкции.	Недопустимые настоящим РД ремонтные конструкции и методы ремонта. Временные ремонтные конструкции при сроках эксплуатации превышающих, указанные.	Недопустимые настоящим РД ремонтные конструкции и методы ремонта. Временные ремонтные конструкции при сроках эксплуатации превышающих, указанные.

4 Методы ремонта

Капитальный ремонт магистрального нефтепровода – ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близко к полному восстановлению ресурса объекта с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые [11].

Капитальный ремонт является плановым ремонтом. Он должен выполняться в соответствии с рабочим проектом, который разрабатывается специальной проектной организацией, имеющей соответствующую лицензию. Кроме того, организацией, выполняющей ремонт, разрабатывается проект производства работ. Данный проект должен быть утвержден руководством эксплуатирующей организации. Техническое задание на ремонт магистрального трубопровода должно предусматривать достижение показателей, которые были у вновь построенного трубопровода (рабочее давление, пропускная способность и т.д.).

Капитальный ремонт трубопроводов производится после устранения обнаруженных в результате диагностики опасных дефектов. А потенциально опасные повреждения подлежат устранению в ходе капитального ремонта.

По характеру и технологии проведения работ выделяют следующие виды капитального ремонта нефтепровода:

1. Ремонт изоляции;
2. Ремонт методом шлифовки;
3. Ремонт методом заварки;
4. Ремонт методом установки ремонтных конструкций;
5. Ремонт дефекта вырезкой катушки (участка).

					Организация работ по проведению капитальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Лопухов Г.Э.			Методы ремонта	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					49	111
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

4.1 Ремонт с заменой изоляционного покрытия

Капитальный ремонт с заменой изоляционного покрытия

производится следующими способами:

- С подъемом трубопровода в траншее для нефтепроводов, которые имеют диаметр от 219 до 720мм.
- С подъемом и укладкой трубопровода на лежки в траншее для нефтепроводов, которые имеют диаметр от 219 до 720мм.
- Без подъема трубопровода с сохранением его положения для нефтепроводов, которые имеют диаметр от 820 до 1220мм.

Наглядно сравнительный анализ трех способов ремонта с заменой изоляционного покрытия можно увидеть в таблице 5.1.1.

Таблица 4.1.1 - Этапы технологических операций при ремонте с заменой изоляционного покрытия

№ п/п	Технологические операции при ремонте с заменой изоляционного покрытия		
	С подъемом трубопровода в траншее	С подъемом и укладкой трубопровода на лежки в траншее	Без подъема с сохранением положения трубопровода
1	Уточняется положение трубопровода		
2	Снимается плодородный слой почвы и перемещается во временный отвал. Планируется полоса трассы в зоне движения РСК		
3	До нижней образующей трубопровода разрабатывается траншея	Вскрывается трубопровод, разрабатываются боковые траншеи ниже нижней образующей трубопровода	
4	Предварительно осматривается техническое состояние трубопровода, определяются места расположения дефектов, обнаруженные ВИС и другими методами, а также производится их ремонт при необходимости		
5	Производится подъем трубопровода		Под трубопроводом разрабатывается грунт
6	Трубопровод очищается от старого изоляционного покрытия		
7	Наносится новое изоляционное покрытие	Трубопровод укладывается на лежки в траншее	Производится осмотр. На очищенном участке выявляются дефекты

8	Трубопровод укладывается на дно траншеи	Выполняются работы по устранению дефектов стенки трубы, на участке, уложенном на лежки	Выполняются работы по ремонту дефектов стенки трубы
9	Производится присыпка трубопровода. Траншея засыпается минеральным грунтом	Поднимается трубопровод	Наносится новое изоляционное покрытие
10	Производится техническая рекультивация плодородного слоя почвы	Очищается повторно трубопровод	Производится присыпка с подбивкой грунта под трубопровод на участках, определенных проектом производства работ (ППР). Засыпается траншея
11		Наносится новое изоляционное покрытие	Производится техническая рекультивация плодородного слоя почвы
12		На дно траншеи укладывается трубопровод	
13		Производится присыпка трубопровода. Траншея засыпается минеральным грунтом	
14		Производится техническая рекультивация плодородного слоя почвы	

Из таблицы видно, что все способы ремонта с заменой изоляционного покрытия начинаются с уточнения положения трубопровода, снятия плодородного слоя почвы, перемещения его во временный отвал и планировка полосы трассы в зоне движения РСК, а заканчиваются технической рекультивацией плодородного слоя почвы. самым трудоемким и сложным является капитальный ремонт магистрального нефтепровода с заменой изоляционного покрытия с подъемом и укладкой трубопровода на лежки в траншее, а наиболее простым – с подъемом трубопровода в траншее.

Ремонт трубопроводов с заменой изоляции в неблагоприятное время рекомендуется проводить в 3 этапа:

1. Работы, которые следует выполнять в теплое время года (пока не промерз грунт):

- уточнять положение трубопровода;
- снимать плодородный слой почвы, перемещать его во временный отвал, планировать ремонтную полосу в зоне движения РСК;
- разрыхлять зону разработки траншеи или проводить безотвальную вспашку;
- восстанавливать ось трассы трубопровода.

2. Работы, которые следует выполнять в зимнее время:

- очищать от снега зоны разработки траншеи и зоны прохода ремонтной техники на суточный объем выполнения ремонтных работ;
- разрабатывать траншею и очищать трубопровод от старого изоляционного покрытия;
- выполнять ремонтно-восстановительные работы;
- укладывать трубопровод на дно траншеи, присыпать его и засыпать траншею минеральным грунтом при ремонте с подъемом или присыпать с подбивкой грунта под трубопровод на участках, которые определены ППР;
- при ремонте без подъема осуществлять засыпку траншеи минеральным грунтом (с сохранением положения).

3. Работы, которые следует выполнять после оттаивания отвалов грунта:

- планировать зону засыпки траншеи;
- проводить техническую рекультивацию плодородного слоя почвы.

4.2 Ремонт методом шлифовки

Шлифовка используется для ремонта секций и соединительных деталей (отводы, тройники, переходники, заглушки и т.п.) с дефектами глубиной до 20% от номинальной толщины стенки трубы типа потеря металла

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

(коррозионные дефекты, риски), расслоение с выходом на поверхность, мелких трещин, а также дефектов типа "аномалии сварного шва" (чешуйчатость, поры выходящие на поверхность) с остаточной высотой усиления не менее значений, указанных в РД [24].

Шлифовка используется для ремонта во вмятинах дополнительных дефектов - риск, потерь металла, трещин, расслоений с выходом на поверхность.

Сварные соединения (места старых приварок контрольно-измерительных колонок, места приварок шунтирующих перемычек и другие наплавления металла), примыкающие к бездефектному поперечному или продольному сварному шву, зашлифовываются заподлицо с поверхностью трубы. трубопровод дефект непровар изоляционный

При шлифовке путем снятия металла должна быть восстановлена плавная форма поверхности, снижена концентрация напряжений. Максимальное допустимое давление в трубе при проведении выборочного ремонта методом шлифовки - не более 2,5 МПа. Зашлифованный участок должен подвергаться визуальному, магнитопорошковому контролю или контролю методом цветной дефектоскопии.

После шлифовки должна проверяться остаточная толщина стенки трубы методом ультразвуковой толщинометрии. Остаточная толщина должна быть не менее 80 % от номинальной толщины стенки.

При шлифовке трещин перед установкой глубина выбранного металла должна превышать глубину трещины не менее, чем на 5 % от номинальной толщины стенки. Остаточная толщина стенки после шлифовки трещин должна быть не менее 5 мм.

Ремонт шлифовкой:

- используется при коррозионных дефектах, рисках, расслоениях с выходом на поверхность, при мелких трещинах;

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

- максимальная глубина зашлифованного участка должна быть не более 20 % номинальной толщины стенки;
- зашлифованный участок должен подвергаться визуальному, магнитопорошковому контролю или контролю методом цветной дефектоскопии.

4.3 Ремонт методом заварки

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

В процессе ремонта с заменых труб при производстве сварочно-монтажных работ необходимо обеспечить соблюдение требований ВСН 006-89 [25] и другой нормативной документации, согласованной в установленном порядке.

Данный вид применяется для ремонта дефектов типа «потеря металла» (коррозионные язвы, риски) с остаточной толщиной стенки не менее 5 мм.

Максимальный линейный размер дефекта не должен превышает трех номинальных толщин стенки трубы, заварку разрешается проводить только на полностью заполненном нефтепроводе.

Максимальное допустимое давление в трубе при заварке должно определяться из условий:

$$P_{\text{зав}} \leq 0,4t_{\text{ост}} \text{ МПа при } t_{\text{ост}} \leq 8,75 \text{ мм};$$

$$P_{\text{зав}} \leq 3,5t_{\text{ост}} \text{ МПа при } t_{\text{ост}} \geq 8,75 \text{ мм},$$

где $t_{\text{ост}}$ – остаточная толщина стенки на месте заварки, мм; коэффициент 0,4 имеет размерность МПа/мм.

К выполнению сварочных работ допускаются сварщики, прошедшие ежегодную проверку квалификации.

Сварочно-монтажные работы при капитальном ремонте магистральных трубопроводов с заменых труб состоят из следующих операций:

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

- подготовки к сборным и сварным работам;
- сборки и сварки труб. в трубные секции на трубосварочных базах и в полевых условиях;
- сборки и сварки труб в сплошную нитку на трассе;
- контроля качества сварных соединений трубопроводов.

До выполнения работ по сборке и сварке труб на трубосварочной базе нужно провести последующие подготовительные операции:

- на специально подготовленной площадке производится монтаж трубосварочной базы;
- для трубоукладчика подготавливаются подъездные пути к приемному стеллажу сборочного стенда и стеллажу для складирования труб;
- коммуникации (силовые и сварочные кабели);
- размещение в зоне производства работ трубоукладчика;
- установление вагончиков для хранения инвентаря и сварочных материалов, а также печи для сушки флюса и прокалки электродов.

Далее работы выполняются ручной электродуговой сваркой, а количество наплавленных слоев (без учёта контурного шва) – не менее трёх.

4.4 Ремонт методом установки ремонтной конструкции

В основе метода лежит установка на участок трубопровода с дефектом композитно-муфтовой ремонтной конструкции, которая обеспечивает полное восстановление прочности и долговечности отремонтированного участка трубопровода до уровня бездефектной трубы при воздействии статических и циклических нагрузок.

Композитно-муфтовая ремонтная конструкция состоит из стальной муфты, сваренной из двух полумуфт, которая устанавливается на трубе по центру дефекта с кольцевым зазором от 6 мм до 40 мм. Большой допуск для кольцевого зазора позволяет ремонтировать трубопроводы с дефектами геометрии поперечного сечения и изгибом продольной оси. Концы кольцевого зазора заполняются затвердевающим

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

в течение часа герметиком. Образовавшийся объем между трубой и муфтой заполняется композитным составом, затвердевающим до требуемой прочности в течение 24 часов.

На время проведения ремонтных работ по композитно-муфтовой технологии проходное давление в зоне дефекта должно быть снижено из соображений безопасности при обследовании дефектных участков, установке ремонтной конструкции и на время отверждения композитного состава, а также из условия восстановления несущей способности отремонтированного дефектного участка трубопровода до уровня бездефектной трубы. Муфты, используемые для ремонта дефектов трубы, могут устанавливаться на прямые трубы, на трубы с изгибом с радиусом изгиба не менее $1,5D_n$.

Ремонтная муфта со сварным соединением полумуфт состоит из двух полумуфт, которые соединяются между собой сварными швами при монтаже муфты на трубопровод. При этом сама муфта к трубопроводу не приваривается. Боковые кромки обеих полумуфт имеют разделку под сварку кольцевым сварным швом.

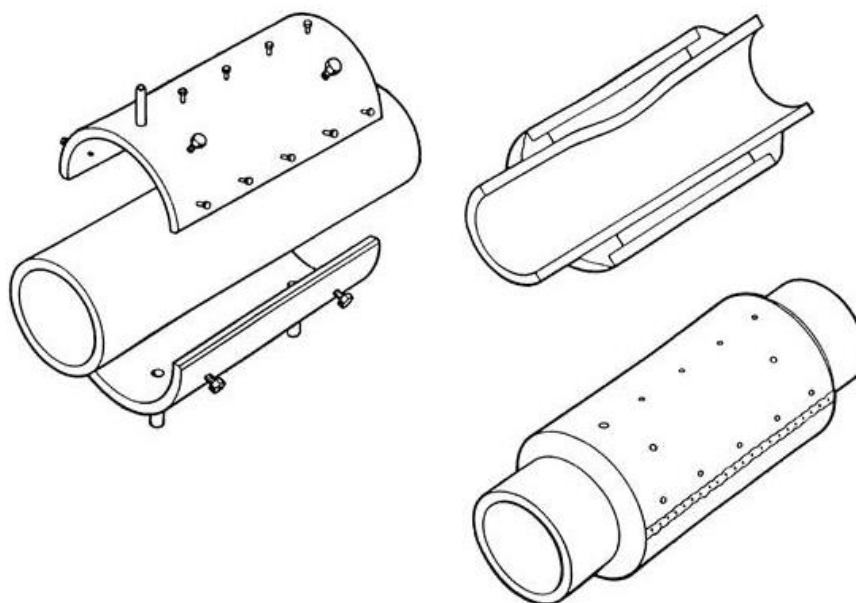


Рисунок 4.4.1 - Ремонтная муфта со сварным соединением полумуфт

В нижнюю полумуфту ввинчиваются два входных стальных патрубка, предназначенные для подсоединения к ним гибких шлангов, по которым будет подаваться композитный состав, при этом один патрубок является основным для подачи композитного состава, а другой является резервным (подключение к резервному патрубку производится в случае засорения основного).

В верхнюю полумуфту ввинчиваются два выходных стальных патрубка. Кроме того, в верхней полумуфте имеется три ряда контрольных отверстий с болтами, предназначенных для выпуска воздуха и контроля уровня композитного состава при заливке.

В обеих полумуфтах имеются по четыре резьбовых отверстия, в которые вворачиваются установочные болты, предназначенные для регулировки зазора между муфтой и трубой и выполняющие функцию опор при установке муфты на трубопровод.

Составная композитно-муфтовая ремонтная конструкция устанавливается на трубе симметрично по отношению к дефекту с кольцевым зазором от 6 мм до 40 мм. Концы кольцевого зазора заполняют герметиком с целью создания замкнутого объема между трубой и муфтой. Для герметизации боковых зазоров предусмотрено использование мастики герметизирующей «Дэмаст» по ТУ 2257-050-18563945-2003.

Образовавшийся объем между трубой и муфтой заполняется композитным составом «Дэка» ТУ 2257-051-18563945-2003 для передачи механических нагрузок с ремонтируемого участка трубопровода на муфту.

Организация и технологическая последовательность выполнения основных работ по ремонту дефектных участков трубы с применением ремонтных конструкций следующая:

- определить и обозначить местоположение дефекта на местности;
- снизить рабочее давление до 2,5МПа;

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

- вскрыть трубопровод до нижней образующей;
- доработать ремонтный котлован на глубину не менее 0,8 м от нижней образующей трубы;
- уточнить местоположение дефекта и положение трубопровода;
- отключить нефтепровод от системы электрохимзащиты;
- отремонтировать изоляционный слой трубопровода;
- провести ДДК;
- устранить дефект;
- восстановить изоляцию трубопровода;
- выполнить контроль качества выполненных изоляционных работ;
- подключить трубопровод к системе электрохимзащиты;
- засыпать котлован.

4.5 Ремонт с заменой катушки (участка)

Возможность проведения капитального ремонта с заменой дефектных участков новыми трубами позволяет полностью восстанавливать линейную часть, но ограничивается ввиду необходимости остановки перекачки продукта, длительности проведения подготовительных, собственно ремонтных работ и последующих испытаний трассы перед приемкой в эксплуатацию [27].

Существуют следующие способы капитального ремонта с заменой труб:

- Укладка в совмещенную траншею вновь прокладываемого участка трубопровода рядом с заменяемым с последующим демонтажем последнего.
- Укладка в отдельную траншею, в пределах существующего технического коридора коммуникаций, вновь прокладываемого участка трубопровода с последующим вскрытием и демонтажем заменяемого.
- Демонтаж заменяемого трубопровода и укладка вновь прокладываемого трубопровода в прежнее проектное положение.

					Организация работ по проведению капитальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

Технологические операции при ремонте с заменой труб любым из этих трех способов выполняются в два этапа. Наглядно этапы работы и их детальное описание при каждом из способов ремонта с заменой труб можно увидеть в таблице 4.5.1.

Таблица 4.5.1 - Этапы работ капитального ремонта с заменой катушки (участка)

Капитальный ремонт с заменой труб			
№ п/п	путем укладки в совмещенную траншею вновь прокладываемого участка трубопровода рядом с заменяемым с последующим демонтажем последнего	путем укладки в отдельную траншею, в пределах существующего технического коридора коммуникаций, вновь прокладываемого участка трубопровода с последующим вскрытием и демонтажом заменяемого	путем демонтажа заменяемого трубопровода и укладки вновь прокладываемого трубопровода в прежнее проектное положение
Первый этап			
1	Уточняется положение трубопровода	Трасса вновь прокладываемого трубопровода закрепляется на местности	Уточняется положение заменяемого трубопровода
2	Снимается плодородный слой почвы и перемещается во временный отвал	Снимается плодородный слой почвы и перемещается во временный отвал, планируются полосы трассы в зоне движения РСК	Снимается плодородный слой почвы и перемещается во временный отвал
3	Разрабатывается совмещенная траншея	На трубосварочной базе свариваются в секции одиночные трубы	Трубопровод вскрывается до нижней образующей

4	Планируется отвал грунта со стороны движения ремонтно-строительной колонны (РСК)	Секции труб вывозятся на трассу и раскладываются вдоль будущей траншеи	Трубопровод отключается
5	Свариваются одиночные трубы в секции на трубосварочной базе	Секции труб свариваются в нитку (допускается сварка одиночных труб в нитку на бровке траншеи)	Производится опорожнение и промывка заменяемого трубопровода
6	Секции труб вывозятся на трассу и раскладываются на бровке траншеи	Происходит разработка траншеи	Трубопровод поднимается, очищается от старого изоляционного покрытия. Производится укладка трубопровода на бровку траншеи
7	Секции труб свариваются в нитку (допускается сварка одиночных труб в нитку на бровке траншеи)	Трубы очищаются от изоляции, наносится новое изоляционное покрытие, а также производится контроль его качества	Трубопровод режется на части
8	Производится очистка, наносится изоляционное покрытие	Производится укладка трубопровода в траншею	Трубы транспортируются к месту складирования
9	Производится укладка трубопровода в траншею	Производится присыпка трубопровода, и траншея засыпается минеральным грунтом	Одновременно с демонтажем заменяемого трубопровода производится сварка новых одиночных труб в секции на трубосварочной базе
10	Уложенный трубопровод частично засыпается грунтом	Очищается внутренняя полость трубопровода	
11	Очищается внутренняя полость трубопровода	Трубопровод испытывается на прочность и герметичность	

12	Трубопровод испытывается на прочность и герметичность	Подключается электрохимзащита	
13	Подключается электрохимзащита	Заменяемый участок отключается, и к действующему нефтепроводу подключается новый участок (врезка)	
14	Заменяемый участок отключается, и к действующему нефтепроводу подключается (осуществляется врезка) новый участок	Производится техническая рекультивация плодородного слоя почвы	
Второй этап			
1	Заменяемый трубопровод опорожняется и промывается	Уточняется положение заменяемого трубопровода	Дорабатывается или разрабатывается траншея
2	Трубопровод поднимается, очищается от старого изоляционного покрытия. Производится укладка трубопровода на бровку траншеи	Отключенный участок трубопровода опорожняется и промывается	Секции вывозятся на трассу и раскладываются на бровке траншеи
3	Трубопровод режется на части	снимается плодородный слой почвы. Он перемещается во временный отвал	Секции труб свариваются в нитку
4	Трубы транспортируются к месту складирования	Трубопровод вскрывается до нижней образующей	Производится очистка, наносится изоляционное покрытие
5	Траншея засыпается минеральным грунтом	Трубопровод поднимается, очищается от старого изоляционного покрытия. Производится укладка	В траншею производится укладка трубопровода

6	Производится техническая рекультивация плодородного слоя почвы	Траншея засыпается минеральным грунтом	Производится присыпка трубопровода. Траншея засыпается минеральным грунтом
7		Трубопровод режется на части	Очищается внутренняя полость трубопровода
8		Трубы транспортируются к месту складирования	Трубопровод испытывается на прочность и герметичность
9		Производится техническая рекультивация плодородного слоя почвы	Подключается электрохимзащита
10			Новый участок подключается к действующему нефтепроводу (врезка)
11			Производится техническая рекультивация плодородного слоя почвы

5 Расчетная часть

5.1 Расчет толщины стенки участка (катушки)

Работы по устранению дефектов производятся при рабочем давлении в нефтепроводе не более 2,5 МПа.

Исходные данные:

Труба D=520 мм, Северостальского металлургического завода по ТУ 14-1-1950-89 из стали 17Г1С-У

Таблица 5.1.1 – Исходные данные

Температурный перепад Δt , °С	Категория грунта	Рабочее давление P, МПа	Номинальная толщина стенки δ_n , мм	Характеристики материала труб			Коэф. надежности по материалу K_1
				Марка стали	Временное сопротивление $R^H_1 = \sigma_{вр}$, МПа	Предел текучести $R^H_2 = \sigma_T$, МПа	
1	2	3	5	6	7	8	9
±80	II	6,3	8,0 - 10	17Г1С-У	540	365	1,34

Рассчитаем толщину стенки, предварительно расчетная толщина стенки δ трубопровода согласно п.8.22* СП 36.13330.2012 [2] определяется по формуле:

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Лопухов Г.Э.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					63	116
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

$$\delta = \frac{npD_H}{2(R_1 + np)} \quad (5.1.1)$$

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 6,3 \cdot 10^6 \cdot 520}{2(287,85 \cdot 10^6 + 1,15 \cdot 10^6)} = 6,52 \text{ мм}$$

Принимаем $\delta_H = 7$ мм – номинальная толщина стенки трубопровода, которая получается путем округления расчетной толщины δ в большую сторону до ближайшей из сортаментного ряда толщин, предусмотренных ГОСТами или ТУ заводов-изготовителей, м;

P – внутреннее рабочее (нормативное) давление в трубопроводе, значение которого устанавливается проектом (это наибольшее избыточное давление, как правило, на выходе из НПС или КС, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации трубопровода), Па;

D_H – наружный диаметр трубопровода, м;

$n_p = 1,15$ – коэффициент надежности от внутреннего рабочего давления в трубопроводе, принимаемый по табл.13 СП [2]:

$$R_2 = [\sigma_m] = \frac{R_2^H \cdot m}{K_2 K_n} = \frac{365 \cdot 0,75}{1,15 \cdot 1,05} = 226,71 \text{ МПа}$$

$$R_1 = [\sigma_{ep}] = \frac{R_1^H \cdot m}{K_1 K_n} = \frac{540 \cdot 0,75}{1,34 \cdot 1,05} = 287,85 \text{ МПа}$$

R_1 и R_2 - расчетные (допустимые) сопротивления основного металла труб и сварных кольцевых соединений растяжению (сжатию) и изгибу соответственно по временному сопротивлению на разрыв $\sigma_{вр}$ и по пределу текучести σ_T , Па;

R_1^H , R_2^H – нормативные сопротивления металла труб и сварных соединений растяжению (сжатию) и изгибу, принимаемые равными минимальным значениям соответственно временного сопротивления образца из данной марки стали на разрыв и предела текучести (напряжение, которое соответствует остаточному относительному удлинению образца после разгрузки, равному 0,2%) по государственным стандартам (ГОСТам) и техническим условиям (ТУ) заводов-изготовителей на трубную сталь, Па.

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

m – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по табл. 5.1.2:

Таблица 5.1.2 – Коэффициент условий работы трубопровода

Категория участка трубопровода	В	I и II	III и IV
m	0,6	0,75	0,9

K_1 и K_2 – коэффициенты надежности по материалу:

- K_1 учитывает качество материала труб с учетом реальной технологии их изготовления, допусков на толщины стенок, степени контроля сварных соединений (приведен в исходных данных в соответствии с ТУ на трубы);
- $K_2 = 1,15$ – коэффициент надежности по материалу, учитывает способ изготовления трубы и её прочностные характеристики.

$$\frac{R_2^H}{R_1^H} = \frac{365}{540} = 0,68 \leq 0,8 \quad k_2 = 1,15$$

- $K_H = 1,05$ – коэффициент надежности по назначению трубопровода

Определив в первом приближении расчетную толщину стенки δ , необходимо найти сумму продольных (осевых) напряжений в трубопроводе $\sigma_{ПР.N}$ от расчетных нагрузок и воздействий для прямолинейных участков подземных трубопроводов полностью заземленных грунтом (т.е. при отсутствии продольных и поперечных перемещений последнего в траншее, просадок и пучения грунта) от воздействия расчетного температурного перепада Δt и внутреннего давления P :

$$\sigma_{ПР.N} = \sigma_{ПР.P} + \sigma_{ПР.t} \quad (5.1.2)$$

где $\sigma_{ПР.P}$, $\sigma_{ПР.t}$ – расчетные продольные напряжения в прямолинейном или упруго изогнутом полностью заземленном подземном трубопроводе соответственно от внутреннего давления P (при наличии заглушек, задвижек или изгибе труб) и расчетного температурного перепада Δt (термическое

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

напряжение, определяемое по закону Гука при коэффициенте надежности $n_t=1,15$):

$$\sigma_{\text{ПР.}t} = \sigma_{\text{ПР.}t}^H = -\alpha_t E \Delta t, \quad (5.1.3)$$

$$\sigma_{\text{ПР.}t} = 2,497 \cdot (\pm 80) = 199,76 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{\text{КЦ}} = n_p \cdot \sigma_{\text{КЦ}}^H = n_p \cdot \frac{P \cdot D_{\text{ВН}}}{2 \cdot \delta}, \quad (5.1.4)$$

$$\sigma_{\text{КЦ}} = 1,15 \frac{6,3 \cdot 10^6 \cdot 0,504}{2 \cdot 0,007} = 260,82 \text{ МПа}.$$

кольцевые напряжения от внутреннего рабочего давления, действующие тангенциально поверхности трубопровода, Па;

$\sigma_{\text{ПР.}P}^H, \sigma_{\text{КЦ}}^H$ - нормативные продольные (от P) и кольцевые напряжения соответственно, Па;

$$\sigma_{\text{КЦ}}^H = 215,7 \text{ МПа}$$

α_t – коэффициент линейного теплового (термического) расширения металла трубы, равный для стали $\alpha_t=1,2 \cdot 10^{-5} \text{ 1/}^\circ\text{C}$;

E – модуль упругости металла трубы равный для стали $E=2,06 \cdot 10^{11} \text{ Па}$;

$\xi = 0,3$ – для участков подземного трубопровода;

$D_{\text{ВН}} = D_{\text{Н}} - 2\delta = 520 - 2 \cdot 7 = 504 \text{ мм} = 0,504 \text{ м}$ -внутренний диаметр трубопровода, м;

Приняв по вышеизложенному правилу $\delta_{\text{Н1}} \geq \delta$, вычисляем сумму

При $\Delta t = +36^\circ\text{C}$:

$$\sigma_{\text{ПР.}N} = -\alpha_t E \Delta t + 0,3 \cdot \frac{n_p P (D_{\text{Н}} - 2\delta_{\text{Н1}})}{2\delta_{\text{Н1}}} = -72,4 + 74,4 = 2 \text{ МПа} > 0,$$

При $\Delta t = -44^\circ\text{C}$:

$$\sigma_{\text{ПР.}N} = -\alpha_t E \Delta t + 0,3 \cdot \frac{n_p P (D_{\text{Н}} - 2\delta_{\text{Н1}})}{2\delta_{\text{Н1}}} = 72,4 + 74,4 = 146,8 \text{ МПа} > 0.$$

Полученная сумма $\sigma_{\text{ПР.}N} \geq 0$ при $\Delta t = \pm 80^\circ\text{C}$ (растягивающие напряжения, т.е. продольные напряжения от внутреннего давления гасят термические), окончательно принимаем в качестве номинальной ранее найденную толщину стенки $\delta_{\text{Н}} = \delta_{\text{Н1}} \geq 7 \text{ мм}$.

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

5.2 Регулирование режимов работы нефтепровода (при устранении дефектов)

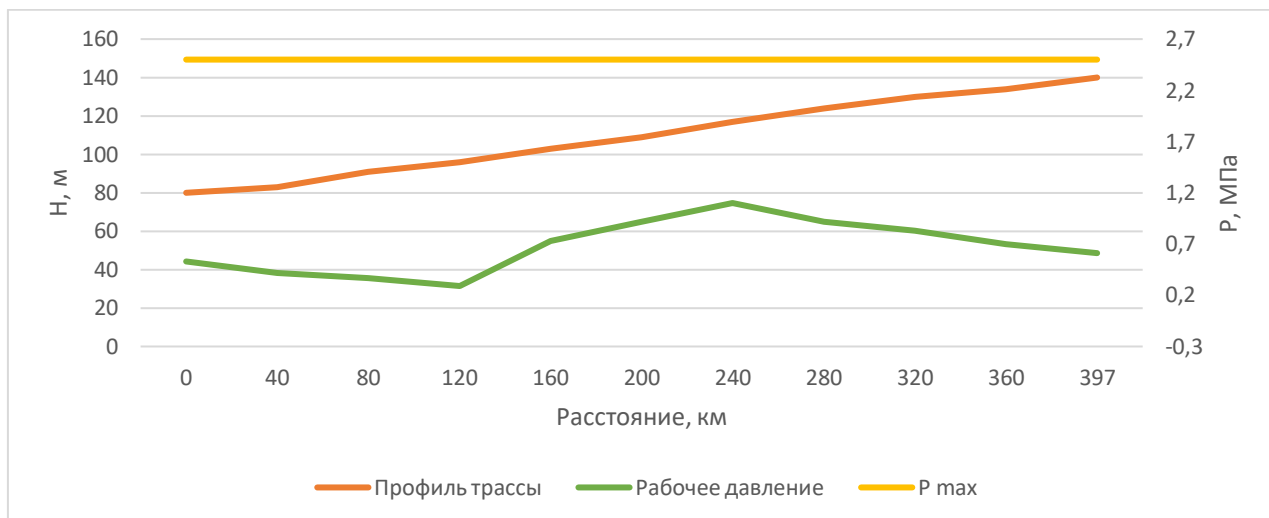


Рисунок 5.2.1 – Линейный график профиля и рабочее давление на всем участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»

В целях повышения долговечности нефтепроводов и уменьшения усталостных повреждений необходимо стремиться к сохранению постоянства рабочего давления, избегая значительных колебаний, особенно остановок перекачки и полного сброса давления. Для выполнения работ по устранению дефектов на участке нефтепровода, необходимо поддерживать определенный режим работы.

При устранении дефектов методом шлифовки, давление в месте производства работ должно не превышать 25 кгс/см^2 , а при установке муфты методом КМТ давление в месте производства работ не должно меняться в течении суток, для затвердевания композитного состава.

На графике на горизонтально оси нанесен профиль трассы нефтепровода, вертикальные оси отвечают за высотную отметку и давление в трубопроводе.

Рабочее давление на всем участке нефтепровода изменяется от 0,29 МПа до 1,1 МПа, следовательно, можно сделать вывод о том, что регулированием режимов работы нефтепровода (при устранении дефектов) на данном участке можно пренебречь.

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

5.3 Расчет минимального радиуса упругого изгиба

Магистральный трубопровод любого диаметра и назначения имеет криволинейный участок в горизонтальной и вертикальной плоскостях, что обусловлено необходимостью обхода различных препятствий, рельефом местности и наличием переходов через естественные и искусственные препятствия. В связи с этим возникает необходимость расчета радиуса упругого изгиба МН, в данном расчете, в целях упрощения проекта, не используются характеристики грунта. Исходные данные для расчета приведены в таблице 5.3.1.

Таблица 5.3.1 – Исходные данные

Температурный перепад Δt , °C	Рабочее давление Р, МПа	Номинальная толщина стенки δ_n , мм	Характеристики материала труб			Коэф. надеж ности по матери алу K_1	Коэффиц иент линейног о расшире ния, град ⁻¹ .
			Марка стали	Модуль упруг ости, МПа	Предел текучес ти $R^{H_2}=\sigma_T$, МПа		
±80	6,3	10	17Г1С-У	540	365	1,34	0,000012

Минимальный радиус упругого изгиба определяется по формуле:

$$\rho = \frac{E \cdot D}{2 \cdot \left(\Psi_3 \cdot \frac{\sigma_T}{k_H} + \left(0,15 \cdot \frac{P \cdot (D - 2 \cdot \delta)}{\delta} - \beta \cdot t \cdot E \right) \right)}, \quad (5.3.1)$$

где Ψ_3 - коэффициент, учитывающий двухосное напряжённое состояние металла труб, определяется по формуле:

$$\Psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{КЦ}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \sigma_T} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{КЦ}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_H} \sigma_T}, \quad (5.3.2)$$

где - кольцевые напряжения от нормативного давления, МПа, определяется по формуле:

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{p \cdot (D - 2 \cdot \delta)}{2 \cdot \delta}, \quad (5.3.3)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{6,3 \cdot (520 - 2 \cdot 10)}{2 \cdot 10} = 157,5 \text{ МПа},$$

Полученное значение подставим в формулу:

$$\Psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{157,5}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1,34} \cdot 365} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{157,5}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1,34} \cdot 365} = 0,45,$$

Используя формулы (34) определим радиусы изгиба при положительном и отрицательном перепаде.

При положительном:

$$\rho = \frac{200000 \cdot 520 \cdot 10^3}{2 \cdot \left(0,45 \cdot \frac{365 \cdot 10^6}{1,34} + \left(0,15 \cdot \frac{6,3 \cdot 10^6 \cdot (520 - 2 \cdot 10)}{10} - 0,000012 \cdot 36 \cdot 200000 \cdot 10^6 \right) \right)} = 624,3 \text{ м},$$

При отрицательном перепаде:

$$\rho = \frac{200000 \cdot 520 \cdot 10^3}{2 \cdot \left(0,45 \cdot \frac{365 \cdot 10^6}{1,34} + \left(0,15 \cdot \frac{6,3 \cdot 10^6 \cdot (520 - 2 \cdot 10)}{10} - 0,000012 \cdot (-44) \cdot 200000 \cdot 10^6 \right) \right)} = 190 \text{ м}.$$

По результатам расчетов можно сделать следующий вывод, в соответствии со СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» [2] минимальный радиус упругого изгиба должен быть не менее 1000Ду, поэтому принимаем радиус равный 625 метров.

5.4 Анализ финансовых затрат и экономический эффект при устранении дефектного участка

№ п/п	Методы ремонтов	Затраты на выполнение работ						
		Земляные работы	Материалы			Привлекаемая техника		
			Изоляция	Электроды	труба, РК	Экскаватор	ПС	ПНУ
1	Ремонт изоляции							
2	Ремонт методом шлифовки							
3	Ремонт методом заварки							
4	Установка ремонтных конструкций							
5	Вырезка катушки (участка)							

Рисунок 5.3.1 –График зависимости затрат на выполнение работ от выбранного метода

Данный график отображает основные затраты (работы и материалы) на выполнение работ по устранению дефектов определенными методами ремонта. Трудозатраты персонала не учитываются.

В данной таблице мы не оперируем денежными величинами, так как данная информация несет коммерческую тайну предприятия, поэтому данный этап рассмотрим схематично.

Этап земельных работ выполняется в каждом методе ремонта и для этого требуется экскаватор и изоляция.

Такой материал, как электроды требуется при заварке, установке РК и вырезке катушки.

Метод ремонта, при котором используется РК или вырезка участка «катушки» является самым затратным, кроме того для выполнения данных работ потребуются дополнительные технические средства. Но при этом данные методы ремонта являются самыми эффективными и долговечными от 30 до 50 лет.

В тоже время такие методы ремонта как шлифовка и ремонт изоляции являются самыми дешевыми, но при этом несущая способность трубопровода снижается за счет уменьшения толщины стенки в следствии влияния дефекта на трубопровод.

Планируя и прогнозируя работы по капитальному ремонту, реконструкции участка трубопровода или установлении оборудования на нем выбирается наименее трудозатратный из методов ремонта, однако не всегда самый дешевый метод, может являться наиболее эффективным, так как последующий ремонт может сравниться, а то и превысить затраченные средства ранее.

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

6 Финансовый менеджмент

6.1 Техничко-экономическое обоснование проведения работ

Подземные нефтепроводы подвергаются интенсивному воздействию внешних факторов, воздействию перекачиваемой нефти, что приводит к старению и износу труб.

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

Состав затрат в соответствии с их экономическим содержанием формируется по следующим элементам:

- материальные затраты;
- затраты на оплату труда;
- отчисления на социальные нужды;
- амортизационные отчисления;
- прочие расходы.

Планируется, что капитальный ремонт будет производиться на резервной нитке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель» (с заменой трубы) будет осуществлен в течение 10 месяцев.

На рисунке 6.1.1 представлен график выполнения работ.

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Лопухов Г.Э.			Финансовый менеджмент	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					71	116
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

№ п/п	Наименование работ	202... Год															
		октябрь	ноябрь	декабрь	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август					
1	Доставка строительной техники (водным тр.)	x															
2	Доставка материалов и оборудования	x	x	x	x												
3	Подготовка зимника для вдоль-трассового проезда		x	x													
4	Земляные работы по расчистке трассы		x	x	x												
5	Земляные работы по разработке траншеи			x	x	x											
6	Сварка плетей участка МН		x	x	x	x											
7	Транспортировка плетей участка МН			x	x	x											
8	Сварка участка МН				x	x	x										
9	Укладка участка МН в траншею					x	x	x									
10	Проведение гидравлических испытаний участка МН											x	x				
11	Проведение очистки участка МН												x	x			
12	Проведение профилометрии участка МН												x	x			
13	Вытеснение воды из участка МН												x	x			
14	Подключение вновь построенного участка МН												x	x			
15	Земляные работы по засыпке траншеи											x	x	x			
16	Вывоз отходов производства													x	x		
17	Вывоз строительной техники и оборудования													x	x		
18	Рекультивация нарушенных земель															x	x
19	Вывоз строительной техники и оборудования																x

Рисунок 6 – Линейный график выполнения работ на резервной нитке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель» (с заменой грубы)

6.2 Затраты на ГСМ

Потребность в основных строительных машинах и механизмах определена в целом по объекту на основании физических объемов работ и эксплуатационной производительности машин. Потребность в транспортных средствах определена на основании объема грузоперевозок, грузоподъемности транспортных средств и дальности перевозки грузов.

Расчет потребности в автотранспорте:

$$T_1 = \left(\frac{S_{\Gamma}}{V_{\text{CP}}} + \frac{S_{\Pi}}{V_{\text{CP},0}} + t_{\Pi} + t_{\text{B}} \right) \cdot k_{\Pi},$$

где T_1 – время одного полного рейса (туда и обратно);

k_{Π} – коэффициент, учитывающий простои, $k_{\Pi} = 1,3$;

S_{Γ} и S_{Π} – средневзвешенная дальность возки;

V_{CP} – средняя скорость груженого автотранспорта, принята - 25 км/ч;

$V_{\text{CP},0}$ – средняя скорость порожнего автотранспорта, принята - 40 км/ч;

t_{Π} – время, затрачиваемое на погрузку = 0,30 часа;

t_{B} – время, затрачиваемое на выгрузку = 0,20 часа.

Число рейсов (N_1), которые может сделать автотранспортное средство:

$$N_1 = \frac{T}{T_1},$$

Общее число необходимых рейсов для перевозки грузов в смену:

$$N = \frac{Q_{\text{CP}}}{q_1},$$

где Q_{CP} – общий объем перевозимого груза;

q_1 – объем перевозимого груза за один рейс.

Необходимое количество автотранспортных средств:

$$n_{\text{CP}} = \frac{N}{N_1},$$

Расчет потребности в автотранспорте выполнен из учета работы в одну смену с продолжительностью в 11 часов.

В таблице 6.2.1 приведен перечень основных машин, механизмов и транспортных средств, необходимых для выполнения капитального ремонта

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

участка магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель» (с заменой труб).

Таблица 6.2.1 – Ведомость потребности в основных строительных машинах и механизмах.

Наименование	Марка	Количество
Автогрейдер	ДЗ - 98	1
Автокран	Урал КС 45717-1 "Ивановец", г/п 25 т	1
Автокран	ЛIEBHERR LTM1160/1, г/п 160 т	1
Автосамосвал	УРАЛ 583100, г/п 10 т	1
Автосамосвал	IVECO, г/п 25 т	1
Бензопила	Stihl	1
Бортовая машина	УРАЛ 4320	1
Бульдозер	Б - 170	1
Вахтовый автобус	Камаз УСТ 54535	2
Водовозка	УРАЛ 4320-41	1
Дизельная электростанция	ДЭС - 100	2
Легковой транспорт	УАЗ 2206	2
Мотопила	МП 16/80	3
Пожарная машина	-	2
Топливозаправщик	Урал 4320	1
Трубовоз (с корзиной)	Урал 4320	2
Трубоукладчик	ТГ-301	1
Трубоукладчик	ТГ-121	1
Трубоукладчик	KOMATSU D355	1
Тягач трала	MAN TGS	1
Фронтальный погрузчик	LG380	1
Экскаватор	НITACHI ZX200	2
Бетононасос	БН-25(Д, Е)	1
Вагон - дом	Общежитие 8 мест.	15
Вагон - дом	Общежитие 4 мест.	4
Вагон - дом	Штаб	1
Вагон - дом	Столовая	1
Вагон - дом	Сауна	1

					Организация работ по проведению катального ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

Емкость (круглая в сечении) под бензин	10	1
Емкость (круглая в сечении) ДТ	25	1
Компрессор	-	1
Контейнеры (сварочное оборудование)	-	2
Монтажное полотенце	-	5
Пенообразователь	-	1
Сварочная установка	УСЭБ-100	1
Сварочная установка	УСЭБ-200	1
Трал	г/п 70т	1
Установка для резки труб	«МРТ»	2
Центратор внутренний	ЦВ54	4
Центратор наружный	ЦЗН-530	6

Рассчитаем затраты на топливо для используемой техники. Стоимость горюче-смазочных материалов приведена в Приложении А.

6.3 Расчет материальных затрат

Стоимость материалов, необходимых для капитального ремонта 104-114 км участка магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель» приведена в таблице 6.3.1.

Таблица 6.3.1 - Стоимость материалов, необходимых для капитального ремонта участка магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель».

Наименование материала	Единица измерения	Потребность в материале	Цена за единицу, руб.	Стоимость материалов, руб.
Труба 520x10	шт.	910	13254	12636840
Термоусаживающая манжета «Термо СТМП»	шт.	943	1700	1603100
Герметизирующие устройства Ду500	шт.	8	11500	92000

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

Пропан	кг.	72	40,5	2916
Кислород	баллон	8	839	6712
Круг отрезной	шт.	100	15	1500
Круг шлифовальный	шт.	200	25	5000
Мастика	кг.	100	58	5800
Электроды ОК74/70	кг.	100	204,5	20450
Электроды ОК74/70	кг.	130	134,4	17472
Электроды LB-52U	кг.	30	128,25	3847,5
Электроды LB-52U	кг.	20	131,7	2634
Итого:				14 398 271,5

6.4 Затраты на оплату труда и отчисления во внебюджетные фонды

Потребность в кадрах строителей определена в целом по объекту. Расчет численности работающих произведен исходя из объема строительномонтажных работ и сложившейся структуры работающих для данного вида капитального ремонта. Численность работающих на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель» представлена в таблице 7.3.1.

Таблица 6.4.1 - Численность рабочих и ИТР на участке магистрального нефтепровода

Количество рабочих и ИТР, чел		
Всего	Рабочих 87,5 %	ИТР 12,5 %
48	42	6

Общая численность рабочих и ИТР определена из потребности в кадрах строителей по основным категориям и указана в таблице 6.3.2.

Таблица 6.4.2 - Численность рабочих и ИТР

Наименование	Количество	Разряд
Водитель автосамосвала	2	6
Водитель бортового автомобиля	1	5

Водитель вахтового автобуса	2	5
Водитель водовозки	1	5
Водитель легкового автомобиля	2	4
Водитель пожарной машины	1	6
Водитель топливозаправщика	1	6
Водитель тягача	1	6
Газорезчик	2	5
Дефектоскопист	1	4
Изолировщик	3	4
Машинист автобетоносмесителя	1	5
Машинист автогрейдера	1	5
Машинист автокрана	1	6
Машинист бульдозера	1	6
Машинист крана трубоукладчик	3	6
Машинист экскаватора	2	6
Машинист электростанции	1	5
Машинист погрузчика	1	5
Монтажник	5	5
Трубопроводчик линейный	5	5
Электросварщик	4	6
Начальник ЛАЭС (ИТР)	1	9
Мастер ЛАЭС (ИТР)	1	8
Мастер ЦРС (ИТР)	1	8
Мастер ВЛ ЭХЗ (ИТР)	1	8
Инженер охраны труда (ИТР)	1	9
Главный инженер (ИТР)	1	10
Итого	48	

Расходы на оплату труда рассчитываются по данным о потребной численности работников на выполнение планируемого объема работы по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель» и величине среднемесячной заработной платы по формуле:

$$\Phi ЗП_{\text{яв}} = \sum \text{Ч}_i \cdot З_{\text{ср.м}} \cdot 12$$

где ФЗП_{яв} – годовой фонд заработной платы работников; Ч_і – численность работников *i*-й категории и профессии; З_{ср.м} – среднемесячная заработная плата *i*-й категории и профессии.

В ПАО «Транснефть» установлена система должностных окладов для всех работников. Данный подход оплаты труда определяется коллективным договором.

Среднемесячная заработная плата рабочих и ИТР, которые могут быть задействованы в капитальном ремонте участка магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель», рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{ср.м}} = O + D_{\text{к}} + \text{ПР} + D_{\text{рк}} + D_{\text{сев}} + D_{\text{доп}}$$

где O – оклад работника; D_к – компенсационные доплаты (за тяжелые и вредные условия труда, за работу в ночное время, работу в выходные и праздничные дни, за разъездной характер работы); ПР – премия (размер устанавливается в соответствии с Положением о премировании на предприятии); D_{рк} – доплата по районному коэффициенту; D_{сев} – доплата за работу в районах севера; D_{доп} – дополнительная заработная плата (доплата за вахтовый метод работы, время в пути).

Рассчитаем расходы ПАО «Транснефть» на оплату труда рабочих и ИТР. Результаты расчетов приведены в Приложении Б.

Рассчитаем страховые взносы во внебюджетные фонды, обязательное страхование от несчастных случаев, данные представлены в таблице 4.

Таблица 4 - Тарифы страховых взносов для плательщиков, не относящихся к льготной категории

Облагаемая база	ПФР	ФСС	ФСОМС	Итого
Не превышает предельную величину	22%	2,9%	5,1%	30%

$$5170200 \cdot 30\% = 1551060 \text{ руб.}$$

Страхование от несчастных случаев:

$$5170200 \cdot 0,4\% = 20680 \text{ руб.}$$

					Организация работ по проведению капитального ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

6.5 Амортизационные отчисления

Сумма амортизационных отчислений определяется линейным методом исходя из первоначальной (восстановительной) стоимости объекта амортизируемого имущества и срока полезного использования по формуле:

Сумма амортизационных отчислений за 2 месяца работ = Первоначальная (восстановительная) стоимость 1 единицы (руб.) / Срок полезного использования 1 единицы (мес.) * Количество единиц (шт.) * 2 мес.

Расчёт амортизационных отчислений приведён в приложении.

6.6 Прочие расходы. Определение общей суммы затрат

Прочие расходы, в число которых входят средства индивидуальной защиты, питание и перевозка бригады рабочих, составляют 10% от фонда оплаты труда:

$$5170200 \cdot 0,1 = 517020 \text{ руб.}$$

Кроме перечисленных затрат в составе затрат на проведение организационно-технического мероприятия учитываются накладные расходы, связанные с организацией, управлением и обслуживанием производства.

На основании вышеперечисленных расчётов затрат определяется общая сумма затрат (6.6.1).

Таблица 6.6.1 - Общая сумма затрат, необходимая для капитального ремонта участка магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель».

Состав затрат	Сумма затрат, руб.	Структура затрат, %
Материальные затраты	14398271,5	41,13
Затраты на оплату труда	5170200	14,77
Страхование от несчастных случаев	20680	0,06
отчисления на социальные нужды	1551060	4,43
Амортизационные отчисления	6350345,24	18,14
Прочие затраты	517020	1,48

Итого основных расходов	28007576,74	-
Накладные расходы	7001894,185	20,00
Всего затраты на мероприятие	35009470,93	100

ВЫВОД: в данном разделе описаны средства и материальные затраты на производство работ по замене дефектного участка магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель» с целью обеспечения его дальнейшей безопасной эксплуатацией.

Выполнения работ по полной замене дефектного участка магистрального нефтепровода позволит разово понести затраты, на ежегодную эксплуатацию:

- снижение себестоимости затрат при условии полной замены участка и обеспечения его гарантированной безаварийной работы в течении 30 лет, чем при постоянном частичном производстве работ по устранению дефектов на нем весь период этого времени;

- сокращение продолжительности ремонта и простоя нефтепровода при этом;

- обеспечение 100% безопасности при дальнейшей эксплуатации участка резервной нитки магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»;

- рациональное использование трудовых ресурсов, машин и оборудования;

- унификации технологических решений.

на проведение капитального ремонта участка магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель» в течение 10-ти месяцев потребуется 34 983 620,93рублей. Наибольший удельный вес (41,16%) в структуре затрат на проведение ремонтных работ занимают расходы на материальные затраты.

7 Социальная ответственность

Выпускная квалификационная работа посвящена исследованию магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель». В этой главе рассматриваются опасные производственные факторы, с которыми может столкнуться производственный персонал во время производства строительных работ по капитальному ремонту МН и планового обслуживания.

7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:

7.2 Производственная безопасность

При ремонте и обслуживании нефтепровода персонал попадает в зону действия следующих поражающих факторов, которые представлены в таблице 7.2.1.

Таблица 7.2.1. Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	Нормативные документы
1. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны	+	+	+	ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. ОПАСНЫЕ И ВРЕДНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ФАКТОРЫ.
2. Превышение уровня шума	+	+	+	ГОСТ 23337-2014 Шум. Методы измерения шума на селитебной территории и в помещениях жилых и общественных зданий.

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Лопухов Г.Э.						
Руковод.		Антропова Н.А.					81	116
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

3. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов [...]
4. Пожарная опасность	+	+	+	СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. [...]
5. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* (с Изменением N 1) [...]
6. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	+	+	+	ГОСТ Р 54578-2011 Воздух рабочей зоны
7. Воздействие движущихся, разлетающихся, вращающихся предметов и деталей	+	+	+	ГОСТ 12.0.004-90 "ООБТ. Воздействие движущихся, разлетающихся, вращающихся предметов и деталей.
8. Нервно-психические перегрузки, монотонность трудового процесса			+	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) [...]

Численность персонала определяется видами работ, выполняемых при капитальном ремонте и технологическом обслуживании проектируемого участка нефтепровода [27]. Ориентировочная численность производственного персонала, который может оказаться в зоне действия поражающих факторов в случае аварии на объекте во время планового обслуживания может составить около 2-3 человек, при проведении капитального ремонта – 90 человек.

7.2.1 Мероприятия по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов и предотвращению риска аварий на опасном производственном объекте

Все операции на каждой стадии ремонта должны проводиться под контролем (с обязательным присутствием) представителей технадзора.

При производстве работ в охранной зоне действующих нефтепроводов следует обратить особое внимание на обеспечение их безопасной эксплуатации, особенно при выполнении земляных работ и движения на объекте строительной техники.

Определение местоположения и технического состояния подземного (подводного) нефтепровода производится в границах зоны производства работ. До закрепления трассы знаками ведение работ НЕ ДОПУСКАЕТСЯ!

При выполнении работ по ремонту нефтепровода взрывопожаробезопасность обеспечивается соблюдением общих мер пожаробезопасности и применением взрывозащищенного оборудования в соответствии с ВППБ 01-04-98 [39].

Весь персонал подрядной организации должен иметь допуск к производству работ (аттестацию и проверку знаний промышленной безопасности). Аттестация персонала подрядчика проводится в аттестационных комиссиях территориального органа Ростехнадзора. Проверка знаний проводится в соответствии с требованиями нормативных правовых актов в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций, экологической безопасности и охраны труда, а также по вопросам, охватывающим непосредственную деятельность аттестуемого.

Все работающие на ремонте нефтепровода должны быть обучены правилам охраны труда и иметь удостоверения о сдаче экзаменов, кроме того, должны пройти инструктаж по технике безопасности на рабочем месте с учетом особенностей данного объекта [40].

При изменении условий труда непосредственный руководитель работ (мастер) должен вновь провести инструктаж по технике безопасности с учетом новых производственных условий.

					Организация работ по проведению катального ремонта на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

Перед началом работ в охранной зоне всем рабочим бригады выдается наряд допуск, в котором должны быть указаны мероприятия, обеспечивающие безопасность работ.

Все рабочие должны быть обеспечены спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты, в соответствии с Постановлением от 26.12.1997 № 67 «Об утверждении типовых отраслевых норм бесплатной выдачи работникам специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты» [40].

На месте производства работ должны быть выделены помещения или места для размещения аптечек с медикаментами, носилок, фиксирующих шин и других средств для оказания первой помощи пострадавшим.

Категорически запрещается допускать к работе заболевших и лиц в нетрезвом состоянии.

Применяемое электрооборудование должно быть выполнено во взрывозащищенном исполнении, уровень взрывозащиты должен соответствовать требованиям ПУЭ, а вид взрывозащиты – категории и группе взрывоопасных смесей. Во взрывоопасных зонах запрещается использование электрооборудования, электропроводок, инструмента и приборов, не соответствующих требованиям ПУЭ, с нарушениями элементов взрывозащиты и не имеющих знаков взрывозащиты.

Все грузоподъемные механизмы должны иметь непросроченное техническое освидетельствование на применение на весь период строительства согласно ПБ 10-382-00 [41]. Техническое освидетельствование должно проводиться согласно руководству по эксплуатации грузоподъемного механизма.

Эксплуатация машин и механизмов должна производиться в соответствии с инструкциями по их эксплуатации. На машинах и механизмах должны быть исправные огнетушители, лопаты, брезент и кошма.

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

При перевозке техники на трейлере до объекта необходимо соблюдать следующие требования:

- следить, чтобы не было посторонних лиц в зоне погрузки и выгрузки;
- поставить трейлер на тормоза и подложить под колеса инвентарные башмаки (клинья) при погрузке и выгрузке;
- подложить башмаки впереди и сзади под гусеницы заехавшего на платформу механизма;
- запрещается перевозить механизмы на трейлере в гололедицу;
- запрещается во время транспортировки механизма на трейлере кому-либо находиться на его платформе, а также на самом механизме;
- лица, участвующие при перевозке механизмов, должны ехать в кабине тягача или в отдельном автомобиле.

Персонал, занятый на ремонте нефтепровода, должен быть обучен правилам и приемам оказания первой (доврачебной) помощи. При несчастном случае необходимо оказать первую помощь пострадавшему, вызвать скорую медицинскую помощь, сообщить об этом непосредственному начальнику и сохранить без изменения обстановку на рабочем месте по расследованию, если она не создает угрозу для работающих и не приведет к аварии.

На месте работ по подъему, перемещению трубопровода не должны находиться лица, не имеющие прямого отношения к выполнению данных работ.

Персонал, участвующий в испытаниях, должен быть ознакомлен с порядком проведения работ и с мероприятиями по безопасному их выполнению.

К работе допускаются лица не моложе 18 лет и имеющие соответствующую квалификацию и выдержавшие экзамен по охране труда.

Во избежание аварии при укладке трубопроводов способом протаскивания перед началом работ следует выполнить проверочные расчеты с учетом:

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

- массы трубопровода с грузами;
- грузоподъемности трубоукладчиков;
- мощности тяговых средств.

В случае аварийной обстановки (повреждения трубопровода, балласта, обрыв тягового троса и т.п.) сигнальщик должен немедленно подать сигнал о прекращении укладки трубопровода.

Для проведения испытаний, при нахождении трубопровода на сварочно-монтажной площадке, устанавливается охранный зона следующих размеров (таблица 6 «Правила техники безопасности при строительстве магистральных стальных трубопроводов», 1982 г.):

- в обе стороны от оси трубопровода – 150 м;
- в направлении отрыва заглушки от торца трубопровода – 1500 м.

Соблюдение требований промышленной безопасности и пожарной безопасности обеспечивают безаварийность строительства и должно контролироваться производителем работ (лицом, назначенным по приказу), а также представителями эксплуатирующей организации.

7.2.2 Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

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

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -40 до -45 °С. При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже -25 °С работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, а также грузчикам, занятым на погрузочно-разгрузочных работах, и другим

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

работникам, ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру около +25 °С.

ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация [42].

Работающие, которые находятся в помещениях с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева.

7.2.3 Повышенный уровень шума

Источниками шума являются звуки, производимые работающими механизмами и агрегатами.

Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и на нервную систему.

Допустимый эквивалентный уровень звукового давления 80 дБ обычно не влияет на органы слуха.

Не должен превышать 85 дБ в соответствии с нормативными документами СН 2.2.4/2.1.8.562-96 и ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [19].

Основные методы борьбы с шумом:

- снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
- снижение шума на пути распространения звука;
- средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;
- использование средств автоматики для управления технологическими процессами;
- соблюдение режима труда и отдыха.

7.2.4 Поражение электрическим током

Опасность поражения электрическим током существует при работе с прорезными устройствами типа МРТ и при сварке.

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

Значение напряжения в электрической цепи должно удовлетворять схеме электрической цепи.

Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях:

- при прикосновении человеком, неизолированного от земли, к нетоковедущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением из-за замыкания на корпусе;
- при однофазном (однополюсном) прикосновении неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Защита от поражения электрическим током:

1. коллективная,
2. индивидуальная.

7.2.5 Пожаровзрывоопасность

При капитальном ремонте магистральных нефтепроводов необходимо осуществлять мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при проведении подготовительных и основных работ.

Опасность возгорания или взрыва высока вследствие работы с горючим углеводородным сырьем. В траншеях, где происходит непосредственно ремонт, может скапливаться газ, что чревато возникновением взрыва.

Организационные и технические меры по обеспечению пожарной безопасности при производстве работ:

1. Работы при замене дефектных участков на объектах магистральных нефтепроводов должны выполняться с соблюдением Правил пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов АО «АК «Транснефть» ВППБ 01-05-99, Правил пожарной безопасности в Российской Федерации ППБ 01-03 [53].
2. В соответствии с Положением о разграничении ответственности при проведении плановых работ на линейной части магистральных

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

нефтепроводов ответственность за производство огневых работ возлагается на главного инженера.

3. Все работники, занятые на ремонтных работах на линейной части магистральных нефтепроводов, должны пройти противопожарный инструктаж и сдать зачет по пожарно-техническому минимуму, знать и выполнять инструкции по пожарной безопасности на рабочем месте, уметь пользоваться первичными средствами пожаротушения.
4. Непосредственные исполнители огневых работ (электросварщик, газосварщик, газорезчик) должны иметь квалификационное удостоверение на право выполнения этих работ.
5. Проведение огневых работ при замене дефектного участка осуществляется согласно настоящего ППР, по нарядам-допускам, оформленных в соответствии с Регламентом.
6. На месте производства работ устанавливается противопожарный режим, определяются места размещения и допустимое количество горючих материалов, порядок проведения огневых работ.
7. Автомобили, спецтехника, оборудование и механизмы, а также технические средства, не используемые при работе, следует располагать по отношению к земляным амбарам и ремонтному котловану с наветренной стороны на расстоянии, не ближе 100 м.
8. Освещение рабочих площадок должно производиться светильниками и прожекторами во взрывозащитном исполнении.
9. Корпуса передвижных электростанций необходимо заземлить. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 25 Ом.
10. При проведении работ по замене дефектных участков на объектах магистральных нефтепроводов должно быть обеспечено круглосуточное дежурство пожарного расчета на автоцистерне.
11. На месте проведения огневых работ должны быть следующие первичные средства пожаротушения:

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

- кошма войлочная или асбестовое полотно размером 2х2 –2 штуки;
- огнетушители порошковые ОП-10, или углекислотные ОУ-10 – 10 штук или один огнетушитель ОП-100, ОУ-80 – 2 шт.;
- лопаты, топоры, ломы.

12. Перед началом основных работ в ремонтном котловане пожарная автоцистерна устанавливается не ближе 30 м от места производства работ.

7.2.6 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещенность в различных рабочих помещениях в РФ регламентирует СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03) [25] и СНиП 23-05-95.

Для общего и местного освещения рабочего места используется естественное и искусственное освещение.

Источниками искусственного освещения преимущественно устанавливаются осветительные приборы с цветовой корреляцией температур от 2400°К до 6800°К. Светодиодные лампы наиболее предпочтительны в современных условиях. При необходимости корректировки локального освещения, при недостаточности общего, могут быть использованы дополнительные индивидуальные приборы освещения. Оконные проемы обеспечивают естественное освещение рабочего помещения оператора товарного. Направление естественного света от окна к рабочему месту должно быть слева на право. Используется естественное освещение на протяжении светового рабочего дня. При его недостаточности включается искусственное освещение. Продолжительность и интенсивность искусственного освещения связана с климатическими условиями, сезонными условиями и продолжительностью светового дня.

Во время работы с экраном и с документами одновременно общая освещенность рабочего места оператора товарного должна составлять 500 лк.

Для обеспечения норм использования естественного освещения определяется график регулярного мытья окон в операторной. И, при

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

необходимости, обрезка веток, загораживающих прохождение солнечных лучей в оконные проемы. КЕО в зонах устойчивого снежного покрова должно составлять 1,2%, на других территориях 1,5%.

7.2.7 Воздействие движущихся, разлетающихся, вращающихся предметов и деталей

Скорость движения автотранспорта, по строительной площадке и вблизи мест производства работ не должны превышать 10 км/ч на прямых участках и 5 км/ч на поворотах. Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикосания к ним работающего или использованы другие средства (например, двуручное управление), предотвращающие травмирование. ГОСТ 12.0.004-90 "ООбТ.

Воздействие движущихся, разлетающихся, вращающихся предметов и деталей. Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право.

7.2.8 Нервно-психические перегрузки, монотонность трудового процесса

Нервно-психические перегрузки – совокупность таких сдвигов в психофизиологическом состоянии организма человека, которые развиваются после совершения работы и приводят к временному снижению эффективности труда.

Состояние утомления (усталость) характеризуется определенными объективными показателями и субъективными ощущениями.

Нервно-психические перегрузки подразделяются на следующие:

- умственное перенапряжение;
- перенапряжение анализаторов;
- монотонность труда;

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

- эмоциональные перегрузки.

При первых симптомах психического перенапряжения необходимо:

- дать нервной системе расслабиться;
- рационально чередовать периоды отдыха и работы;
- начать заниматься спортом;
- ложиться спать в одно и то же время;
- в тяжелых случаях обратиться к врачу.

Полностью исключить провоцирующие факторы из жизни вряд ли получится, но можно уменьшить их негативное воздействие, дав своей нервной системе отдохнуть.

7.3 Экологическая безопасность

Объектом исследования является магистральный нефтепровод. В связи с высокими требованиями к экологической безопасности были рассмотрены следующие нормативные документы:

- Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СНиП .21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г.
- Пожарная охрана предприятий. Общие требования. СП 232.1311500.2015 [52].
- ГОСТ 34182-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов (эксплуатация и техническое обслуживание) [5].

В период нормальной эксплуатации магистральный нефтепровод не оказывает воздействия на земельные угодья, потому что является герметичной системой, заглубленной в грунт.

В период нормального режима эксплуатации магистральные нефтепроводы не оказывают отрицательного воздействия на атмосферный воздух.

На период эксплуатации в связи с отсутствием загрязнения атмосферы нормативы предельно-допустимых выбросов (ПДВ) не назначаются.

					Организация работ по проведению катального ремонта на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

В период эксплуатации система трубопроводного транспорта нефти герметична и не оказывает негативное воздействие на поверхностные и подземные воды. Для эксплуатации магистрального нефтепровода использование воды не требуется. В связи с отсутствием водопотребления водоотведение отсутствует.

7.3.1 Воздействие на окружающую среду в период капитального ремонта

Для выполнения работ по капитальному ремонту нефтепроводов требуется выполнить отчуждение земель на период производства работ.

В зоне производства работ при строительстве произойдет негативное воздействие на почвенно-растительный покров и рельеф местности.

Тип воздействия – механическое разрушение, образование и размещение отходов производства и потребления.

Потенциальными источниками воздействия являются:

- расчистка полосы отвода от лесорастительности;
- передвижение строительной техники;
- земляные работы при разработке траншеи;
- устройство временных отвалов грунта;
- устройство проездов;
- устройство амбара для слива воды после гидроиспытаний;
- устройство площадки заправки техники;
- устройство временного жилого городка, бытовых помещений;
- загрязнение территории отходами производства.

Площадь земель, на которые будет оказано негативное воздействие, равна площади зоны производства работ. Границы рекультивируемых земель соответствуют границам отвода земель.

7.3.2 Воздействие на водную среду

Негативное воздействие на поверхностные и подземные воды может произойти при выполнении следующих работ:

					Организация работ по проведению капитальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

- земляные работы вблизи и на участках с высоким стоянием грунтовых вод;
- работы в русле и на пойме реки при демонтаже и монтаже трубопровода;
- передвижение и заправка техники;
- слив воды на водосборную площадь после использования для производственных целей;
- забор воды для проведения гидроиспытаний;
- размещение строительных и бытовых отходов.

При заправке техники загрязнение водной среды может произойти при устройстве площадки заправки без твердого покрытия, при хранении ГСМ на площадке, эксплуатации неисправной техники и в случае непредвиденного пролива ГСМ.

7.3.3 Последствия и мероприятия по снижению воздействия

Последствиями негативного воздействия на почвенно-растительный покров являются:

- изменение рельефа;
- уничтожение растительности;
- развитие безлесных ландшафтов.

Для снижения воздействия на поверхность земель в период производства работ проектной документацией предусмотрены следующие мероприятия:

- первоочередное строительство внутриплощадочных проездов;
- проезд строительной техники только в пределах зоны производства работ;
- своевременная уборка мусора и отходов для исключения загрязнения территории отходами производства;
- запрещение использования неисправных, пожароопасных транспортных и строительно-монтажных средств;

					Организация работ по проведению катального ремонта на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

- применение строительных материалов, имеющих сертификат качества;
- для исключения разлива ГСМ заправка техники осуществляется на временной площадке с твердым покрытием и обваловкой, после завершения работ площадка демонтируется;
- размещение отвалов грунта в пределах границ зоны производства работ;
- выполнение работ, связанных с повышенной пожароопасностью, специалистами соответствующей квалификации;
- планировка зоны производства после окончания работ для сохранения направления естественного поверхностного стока воды;
- рекультивация нарушенных земель.

Для снижения суммарных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период строительства предусмотрено:

- применение в процессе производства работ веществ, строительных материалов, имеющих сертификаты качества;
- запрещение разведения костров и сжигания в них любых видов материалов и отходов;
- проведение периодического экологического контроля выбросов автотранспорта и строительной техники силами подрядчика;
- исключение использования при ремонте материалов и веществ, выделяющих в атмосферу токсичные и канцерогенные вещества, неприятные запахи и т. д.;
- оперативное реагирование на все случаи нарушения природоохранного законодательства.

Проектной документацией предлагаются следующие природоохранные мероприятия, направленные на защиту атмосферного воздуха в зоне производства работ:

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

- контроль топливной системы механизмов, а также системы регулировки подачи топлива, обеспечивающих полное его сгорание (силами подрядчика) для удержания значений выбросов загрязняющих веществ от автотранспорта и строительной техники в расчетных пределах;
- допуск к эксплуатации машин и механизмов в исправном состоянии, контроль за состоянием технических средств, способных вызвать загорание естественной растительности.

В целях защиты поверхностных и подземных вод от загрязнения на период производства работ предусмотрены следующие мероприятия:

- соблюдение требований, предусмотренных Водным Кодексом Российской Федерации (в ред. от 21 октября 2013 г. N 282-ФЗ);
- соблюдение условий водопользования на основании заключенных договоров и решений на право пользования водным объектом;
- соблюдение правил выполнения работ в охранной зоне магистральных трубопроводов;
- планировка строительной полосы после окончания работ для сохранения естественного стока поверхностных и талых вод;
- проезд строительной техники в пределах зоны производства работ;
- оборудование рабочих мест и бытовых помещений контейнерами для бытовых отходов для предотвращения загрязнения поверхности земли, контейнеры для мусора размещены на площадке складирования материалов;
- своевременный вывоз промышленных отходов и бытовых отходов с площадки производства работ на санкционированную свалку или полигон;

Для исключения нежелательных последствий на окружающую среду предусмотрены следующие мероприятия:

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

1. Исключен слив воды на водосборную площадь без отстаивания, поскольку в котлован с водой могут поступить загрязняющие вещества, попавшие в трубопровод при транспортировке и монтаже. Загрязняющие вещества представлены частицами грунта, песка и незначительного количества продуктов коррозии металла. Удаление взвесей предусмотрено отстаиванием воды во временном котловане. После отстаивания качество воды в котловане будет практически соответствовать ее исходному состоянию, так как процесс испытаний происходит без изменения температуры и химического состава воды, а содержащиеся в воде взвешенные вещества легко выпадают в осадок при естественном отстаивании.

2. Предполагаемая концентрация взвешенных веществ в воде, сливаемой в котлован после проведения гидравлических испытаний, составит 641,89 г/м³, после отстаивания - не более 64,189 г/м³. Отстоявшуюся воду решено слить на водосборную площадь в пониженное место. Перед сбросом воды из котлована на водосборную площадь следует провести анализы на содержание взвешенных веществ и оксида железа.

3. Для исключения фильтрации воды через стенки котлована предусмотрена гидроизоляция днища и стенок полиэтиленовой пленкой, с последующим вывозом на полигон.

4. Расход воды, забираемый из реки Чибис для производственных нужд, соответствует производительности насосного агрегата и равен 0,007 м³/с. Это составляет 1,89 % ($0,007 \text{ м}^3/\text{с} \times 100\% / 0,37 \text{ м}^3/\text{с} = 1,89\%$) от минимального среднесуточного расхода воды 95 % обеспеченности в реке Б. Воровская в зимнюю межень. Влияние на гидрологический режим будет минимальным.

5. После окончания работ по забору воды предусмотрено восстановление береговой линии реки.

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

6. Котлован для слива воды после гидроиспытаний, размещен на строительной полосе. После опорожнения котлован предусмотрено засыпать местным грунтом, поверхность земли рекультивировать.

7. Очищенная вода после отстаивания сливается в лоток из половины трубы Ду 1420 мм, в котором просверлены отверстия для постепенного слива воды на водосборную площадь в пониженную местность.

7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например:

- паводковые наводнения;
- лесные пожары;
- террористические акты;
- по причинам техногенного характера (аварии) и др.

Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям.

Возможными причинами аварий могут быть:

- ошибочные действия персонала при производстве работ;
- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования;
- гидравлический удар;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).

Одними из примеров чрезвычайных ситуаций могут быть пожары или взрывы при проведении работ в газоопасных местах при капитальном ремонте магистрального нефтепровода. Данные пожары и взрывы относятся к чрезвычайным ситуациям техногенного характера. При взрыве паро– и

					Организация работ по проведению катального ремонта на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

газовоздушной смеси выделяют зону детонационной волны с радиусом (R_1), где происходит полное разрушение, и зону ударной волны, в которой происходят те или иные разрушения.

Радиус зоны детонационной волны определяется по формуле:

$$R_1 = 18,5 \cdot \sqrt[3]{Q} \text{ (м)},$$

где Q – количество газа, пара в тоннах.

Радиус зоны смертельного поражения людей определяется по формуле:

$$R_{\text{СПЛ}} = 30 \cdot \sqrt[3]{Q} \text{ (м)},$$

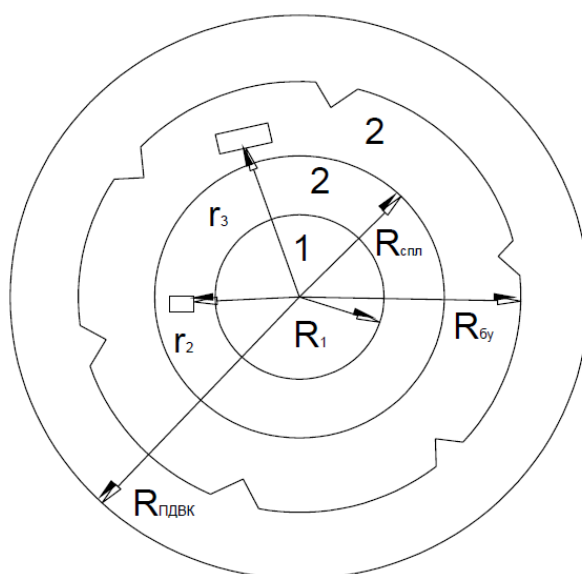


Рисунок 1 – Зона воздействия при взрыве паровоздушной смеси, где 1 – зона детонационной волны; 2 – зона ударной волны; R_1 – радиус зоны детонационной волны (м); $R_{\text{СПЛ}}$ – радиус зоны смертельного поражения людей; $R_{\text{бу}}$ – радиус безопасного удаления; $R_{\text{ПДВК}}$ – радиус предельно допустимой взрывобезопасной концентрации; r_2 и r_3 – расстояния от центра взрыва до элемента предприятия в зоне ударной волны.

С целью предотвращения чрезвычайных ситуаций, связанных с возникновением взрывов или пожаров необходимо применить следующие меры безопасности:

- перед началом работ в ремонтном котловане переносным газоанализатором проверяется уровень загазованности воздушной

среды, при этом содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно – допустимой концентрации по санитарным нормам; работа разрешается только после устранения опасных условий, в процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию;

- для обеспечения пожаро и взрывобезопасности работники должны быть оснащены спецодеждой, спец обувью и другие средства индивидуальной защиты (очки, перчатки, каски и т.д.), которые предусмотрены типовыми и отраслевыми нормами.

Вывод: в разделе «Социальная ответственность», рассмотрены факторы, с которыми могут столкнуться рабочие при выполнении строительных работ по капитальному ремонту на участке МН. Рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, в которых рассмотрены обязанности работодателя перед работником, согласно ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. «Рабочее место при выполнении работ стоя» [46].

Так же, рассмотрели производственную безопасность, согласно ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [47].

ВПФ – это производственный фактор, под воздействием которого у работника возможно появление профессиональных заболеваний из-за воздействия на него определенных условий, в которых происходит выполнение трудовых функций работником. В таблице 1 представили возможные опасные и вредные факторы, при выполнении работ на открытом воздухе согласно ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы.

Допустимый уровень шума в служебных помещениях разных категорий рабочих в РФ регламентируется следующим нормативным документом: ГОСТ 12.1.003.

					Организация работ по проведению капитальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны в РФ регламентирует ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [47].

Освещенность рабочего места в РФ регламентирует СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03) и СНиП 23-05-95 [13].

Работа линейного трубопроводчика предусматривает использование электрооборудования при сварочных, монтажных и других видах работ, где возможно поражение работника электрическим током. Электробезопасность на рабочих местах в различных условиях в РФ регламентирует ГОСТ 12.1.019-79 [50].

В период нормальной эксплуатации магистральный нефтепровод не оказывает воздействия на земельные угодья, водную среду и атмосферу, потому что является герметичной системой, заглубленной в грунт.

В разделе безопасность в чрезвычайных ситуациях были рассмотрены причины инцидентов и аварий на МН, а также была посчитана зона воздействия при взрыве паровоздушной смеси.

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

Заключение

- 1 В ходе выполнения ВКР была изучена НТД по теме моей работы;
- 2 Определены основные факторы влияния на внешнее воздействие трубопровода:
 - снижение несущей способности;
 - увеличение нагрузок и воздействий.
- 3 Были рассмотрены все основные методы устранения дефектов на нефтепроводе, а также содержание и последовательность работ;
- 4 Произведены технологические расчеты ремонтируемого участка МН;
- 5 Выполнен анализ финансовых затрат и экономический эффект при устранении дефектного участка. Выполнение работ по полной замене дефектного участка магистрального нефтепровода позволит разово понести затраты, на ежегодное безопасное содержание трубопровода:
 - снизить себестоимость затрат при условии полной замены участка и обеспечения его гарантированной безаварийной работы в течении, примерно 30 лет, чем при постоянном частичном производстве работ по устранению дефектов в течении всего периода эксплуатации;
 - сократить продолжительность ремонта и простоя нефтепровода при этом;
 - обеспечить 100% безопасность дальнейшей эксплуатации участка магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»;
 - рациональное использование финансов, трудовых ресурсов, машин и оборудования;
 - унификация технологических решений.

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Заключение								
Разраб.		Лопухов Г.Э.									Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.										102	116
Рук-ль ООП		Брусник О.В.							Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А				

Список используемых источников

1. РД 153-39.4-067-04. Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов (Положение): дата введения 2004-03-10. – URL: http://www.infosait.ru/norma_doc/45/45854/index.htm (дата обращения 27.03.2021). – Текст: электронный.

2. СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы»: дата введения 2013-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200103173> (дата обращения 27.03.2021). – Текст: электронный.

3. Гумеров А.Г., Азметов Х.А., Гумеров Р.С. и др. Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов / Под редакцией А.Г. Гумерова.- М.: ООО «Недра –Бизнесцентр», 1998.-271 с.

4. СП 16.13330.2017. Стальные конструкции: дата введения 2017-08-28. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/456069588> (дата обращения 15.04.2021). – Текст: электронный.

5. ГОСТ 34182-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения: дата введения 2018-03-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200146117> (дата обращения 10.04.2021). – Текст: электронный.

6. Гумеров А.Г., Зубаиров А.Г., Векштейн М.Г. Капитальный ремонт подземных нефтепроводов. - М: Недра, 2008. - 525 с.

7. РД 23.040.00-КТН-090-07 Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов: дата введения 2014.04.14. – URL: http://www.infosait.ru/norma_doc/54/54762/index.htm (дата обращения 10.04.2021). – Текст: электронный.

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Лопухов Г.Э.			Список используемых источников	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					103	116
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

8. ГОСТ Р 57512-2017. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения (Переиздание): дата введения 2018-04-01. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200146219> (дата обращения 10.04.2021). – Текст: электронный.

9. СНиП 112.13330.2011. Пожарная безопасность зданий и сооружений: дата введения 1998-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/871001022> (дата обращения 19.04.2021г.). – Текст: электронный.

10. ОР-03.100.50-КТН-415-06 Регламент планирования и устранения дефектов выборочным ремонтом на магистральных нефтепроводах ПАО «Транснефть»: дата введения 2017.02.14. – URL: https://www.transneft.ru/u/section_file/31171/or-03.100.00-ktn-094-17_s_izml.pdf (дата обращения 19.04.2021). – Текст: электронный.

11. РД 39-0147105-015-98. Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов: дата введения 1998-01-03. – URL: <https://docplan.ru/Data2/1/4293851/4293851047.pdf> (дата обращения 20.04.2021). – Текст: электронный.

12. СНиП Ш-42-80*. Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы: Дата введения 1981-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/871001209> (дата обращения 20.04.2021г.). – Текст: электронный.

13. СНиП 23-05-95*. Естественное и искусственное освещение: дата введения 1996-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/871001026> (дата обращения 20.04.2021г.). – Текст: электронный.

14. ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах: дата введения 2015-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200111138> (дата обращения 20.04.2021). – Текст: электронный.

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

15. ГОСТ 12.2.003 - 91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности: дата введения 1992-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901702428> (дата обращения 21.04.2021г.). – Текст: электронный.

16. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты: дата введения 2019-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200161238> (дата обращения 21.04.2021г.). – Текст: электронный.

17. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования: дата введения 1978-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200270> (дата обращения 21.04.2021г.). – Текст: электронный.

18. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. – Издательство стандартов: дата введения 1999-01.07. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200001879> (дата обращения 23.04.2021). – Текст: электронный.

19. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности: дата введения 2015-11-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения 21.04.2021г.). – Текст: электронный.

20. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод: дата введения 1983-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004387> (дата обращения 23.04.21 г.).

21. ГОСТ 17.5.3.04-83. Охрана природы (ССОП). Земли. Общие требования к рекультивации земель (с Изменением N 1): дата введения 1984-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003393> (дата обращения 26.04.21 г.).

22. ГОСТ Р 55990-2014. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования: дата введения 2014.04.1 – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200110076> (дата обращения 26.04.2021). – Текст: электронный.

					Организация работ по проведению катального ремонта на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

23. РД 153-39.4-113-01. Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов: дата введения 2002-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200032108> (дата обращения 02.05.2021). – Текст: электронный.

24. ОР 19.100.00-КТН-010-10. Порядок проведения ДДК дефектов труб магистральных трубопроводов: дата введения 2009-12-25.

25. ВСН 006-89. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов сварка: дата введения 1989-07-01. – URL: https://snip-info.ru/Vsn__006-89.htm (дата обращения 11.05.2021). – Текст: электронный.

26. Быков, Л.И. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов: учеб. пособие / Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков и др. – Санкт-Петербург: Недра, 2006. - 824 с.

27. Российская Федерация. Законы. Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов: Приказ Ростехнадзора № 784: [принят Государственной Думой 27.12. 2012 года]. URL: <https://legalacts.ru/doc/prikaz-rostekhnadzora-ot-27122012-n-784-ob/> (дата обращения 11.05.2021). – Текст: электронный.

28. РД 153-34.1-003-01. Сварка, термообработка и контроль трубных систем котлов трубопроводов при монтаже и ремонте энергетического оборудования: 2002-01.01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200026674> (дата обращения 11.05.2021). – Текст: электронный.

29. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 13.04.2021).

30. ПБ 09-563-2003. Об утверждении правил промышленной безопасности для нефтеперерабатывающих производств: дата введения 2003–05–29. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901865546> (дата обращения 17.05.2021г.). – Текст: электронный.

31. ППБ-01-03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации: дата введения 2003–06–18. – URL:

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_43497/0b93cc757b53bbc86c687d43202078da6ee812d4/ (дата обращения 17.05.2021г.). – Текст: электронный.

32. Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации № 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»: дата введения 2020–12–15. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573264184> (дата обращения 21.05.2021г.). – Текст: электронный.

33. Постановление Правительства Российской Федерации № 390 «Правила противопожарного режима РФ правительства РФ»: дата введения 2012–04–25. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/902344800> (дата обращения 17.05.2021 г.). – Текст: электронный.

34. Приказ Министерство труда и социальной защиты Российской Федерации № 915н «Об утверждении правил по охране труда при хранении, транспортировании и реализации нефтепродуктов»: дата введения 2020.12.16. – URL: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=380435> (дата обращения 17.05.2021г.). – Текст: электронный.

35. ГН 2.2.5.3532-18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны: дата введения 2018–02–13. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/557235236> (дата обращения 17.05.2021г.). – Текст: электронный.

36. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений: 1996–10–01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901704046> (дата обращения 17.05.2021г.). – Текст: электронный.

37. ППБО-85. Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/898902441> (дата обращения 19.05.2021г.). – Текст: электронный.

					Организация работ по проведению катального ремонта на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

38. Российская Федерация. Законы. Закон о защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера: Федеральный закон № 68-ФЗ: [Принят Государственной Думой 11 ноября 1994 года]. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_5295/ (дата обращения 19.05.21 г.).

39. Постановлением от 26.12.1997 № 67 «Об утверждении типовых отраслевых норм бесплатной выдачи работникам специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты». – URL: <https://docs.cntd.ru/document/58830371> (дата обращения 19.05.21 г.).

40. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация: Дата введения 1976-01-01. <https://docs.cntd.ru/document/5200224> (дата обращения 19.05.21 г.).

41. Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.). – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901738836> (дата обращения 19.05.21 г.).

42. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901807664> (дата обращения 19.05.21 г.).

43. Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/9046058> (дата обращения 19.05.21 г.).

44. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. «Рабочее место при выполнении работ стоя»: дата введения 1979-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200005187> (дата обращения 19.05.21 г.).

45. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»:

					Организация работ по проведению катального ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

дата введения 2017-03-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136071>
(дата обращения 19.05.21 г.).

46. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03: дата введения 2003-06-05. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901866260> (дата обращения 24.05.21 г.).

47. ГОСТ 12.1.019-79* Система стандартов безопасности труда электробезопасность Общие требования и номенклатура видов защиты: дата введения Дата введения 1980-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200302> (дата обращения 24.05.21 г.).

48. Инструкции по технике безопасности предприятия АО «Транснефть-Западная Сибирь».

49. Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59: дата введения 1996-04-04. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901711996> (дата обращения 11.05.21 г.).

50. ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»: дата введения 1983-07- 01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200310> (дата обращения 25.05.21 г.).

51. Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СНиП .21/2.11.567-96: дата введения 1996-31-10. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1400020> (дата обращения 25.05.21 г.).

52. Пожарная охрана предприятий. Общие требования. СП 232.1311500.2015: дата введения 2015-07-13. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200122147> (дата обращения 15.05.21 г.).

53. ВППБ 01-05-99 Правила пожарной эксплуатации магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть»: дата введения 1999-05-01. – URL: <http://gostrf.com/normadata/1/4293854/4293854484.htm> (дата обращения 25.05.21 г.).

					Организация работ по проведению катальному ремонту на участке магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

Приложение А
Стоимость горюче-смазочных материалов

№ п/п	Наименование	Марка	Кол-во	Норма расхода, л/ч, л/100км		Время работы (ч)	Пробег (км)	Потребность, л	Цена за единицу, руб-	Стоимость ГСМ, руб.
				АИ-92	Диз. топливо			Диз. топливо		
1	Автогрейдер	ДЗ-98	1		15	100		1500	21,40	32100,00
2	Автокран	Урал КС 45717-1 "Ивановец", г/п 25 т	1		49/9	40	320	156,8/360	21,40	11069,52
3	Автокран	LIEBHERR LTM1160/1, г/п 160 т, г/п 160 т	1		49/9	40	320	156,8/360	21,40	11069,52
4	Автосамосвал	УРАЛ 583100, г/п 10 т	1		36		740	266,4	21,40	5700,96
5	Автосамосвал	ГУЕСО, г/п 25 т	1		36		740	266,4	21,40	5700,96
6	Бензопила	Stihl	1		2	6		12	21,40	256,80
7	Бортовая машина	УРАЛ 4320	1		30		800	240	21,40	5136,00
8	Бульдозер	Б-170	1		18	336		6048	21,40	129427,20
9	Вахтовый автобус	Камаз УСТ 54535	2		35,8		800	572,8	21,40	12257,92
10	Водовозка	УРАЛ 432041	1		28		800	224	21,40	4793,60
11	Дизельная электростанция	ДЭС - 100	2		30	400		24000	21,40	513600,00
12	Легковой транспорт	УАЗ 2206	2	20			250	100	19,28	1928,00
13	Мотопомпа	МП 16/80	3		2	10		60	21,40	1284,00
14	Пожарная машина	-	2		27		100	54	21,40	1155,60
15	Топливозаправщик	Урал 4320	1		35,8		800	286,4	21,40	6128,96
16	Трубовоз (с корзиной)	УРАЛ 4320	2		56		400	448	21,40	9587,20
17	Трубоукладчик	ТГ-301	1		50	200		10000	21,40	214000,00
18	Трубоукладчик	ТГ-121	1		45	150		6750	21,40	144450,00
19	Трубоукладчик	KOMATSU	1		47	200		9400	21,40	201160,00
20	Тягач грала	MAN TGS	1		188		550	1034	21,40	22127,60

21	Фронтальный	LG380	1		15	100		1500	21,40	32100,00
22	Экскаватор	HITACHI ZX200	2		14	450		12600	21,40	269640,00
ИТОГО:										1634673,84

Приложение Б
Расчет оплаты труда работников

Наименование	Кол-во	Разряд	Оклад (О)> руб-	Компенсационные доплаты (Дк). руб.	Премия (П). руб.	Доплата по районному коэффициенту (РК=50%) (Дрк), руб.	Доплата за работу в районах севера (Дсев), руб-	Дополнительная заработная плата (Ддоп), руб-	Заработная плата 1 рабочего за месяц (ЗП), руб.	Заработная плата рабочего (их) за 2 месяца, руб.
Водитель автосамосвала	2	6	17 000	600	11 900	8 500	8 500	6 400	52 900	211 600
Водитель бортового автомобиля	1	5	16 000	600	11 200	8 000	8 000	6 400	50 200	100 400
Водитель вахтового автобуса	2	5	16 000	600	11 200	8 000	8 000	6 400	50 200	200 800
Водитель водовозки	1	5	16 000	600	11 200	8 000	8 000	6 400	50 200	100 400
Водитель легкового автомобиля	2	4	15 000	600	10 500	7 500	7 500	6 400	47 500	190 000
Водитель пожарной машины	1	6	17 000	600	11 900	8 500	8 500	6 400	52 900	105 800
Водитель топливозаправщика	1	6	17 000	600	11 900	8 500	8 500	6 400	52 900	105 800
Водитель тягача	1	6	17 000	600	11 900	8 500	8 500	6 400	52 900	105 800
Газорезчик	2	5	17 500	600	12 250	8 750	8 750	6 400	54 250	217 000
Дефектоскопист	1	4	16 000	600	11 200	8 000	8 000	6 400	50 200	100 400
Изолировщик	3	4	16 000	600	11 200	8 000	8 000	6 400	50 200	301 200

Приложение В

Амортизационные отчисления

№ п/п	Наименование	Марка	Ко-во	Первоначальная (восстановительная) стоимость 1 единицы, руб.	Срок полезного использования 1 единицы, мес.	Амортизационные отчисления единиц (ы) за 2 месяца, руб.
1	Автогрейдер	ДЗ-98	1	3 440 000,00	60	114 666,67
2	Автокран	Урал КС 45717-1 "Иваново ц", г/п 25 т	1	5 450 000,00	60	181 666,67
3	Автокран	LIEBHERR R LTM1160 /1, г/п 160 т	1	20 000 000,00	60	666 666,67
4	Автосамосвал	УРАЛ 583100, г/п 10 т	1	4 000 000,00	60	133 333,33
5	Автосамосвал	IVECO, г/п 25 т	1	5 000 000,00	60	166 666,67
6	Бензопила	Stihl	1	30 000,00	36	1 666,67
7	Бортовая машина	УРАЛ 4320	1	3 000 000,00	60	100 000,00
8	Бульдозер	Б-170	1	5 000 000,00	60	166 666,67
9	Вахтовый автобус	Камаз УСТ 54535	2	5 000 000,00	60	333 333,33
10	Водовозка	УРАЛ 4320-41	1	3 000 000,00	60	100 000,00
11	Дизельная электростанция	ДЭС - 100	2	1 600 000,00	120	53 333,33
12	Легковой транспорт	УАЗ 2206	2	900 000,00	60	60 000,00
13	Мотопомпа	МП 16/80	3	50 000,00	120	2 500,00
14	Пожарная машина	-	2	2 000 000,00	84	95 238,10
15	Топливозаправщик	Урал 4320	1	5 000 000,00	84	119 047,62
16	Трубовоз (с корзиной)	УРАЛ 4320	2	5 000 000,00	60	333 333,33
17	Трубоукладчик	ТГ-301	1	10 000 000,00	60	333 333,33
18	Трубоукладчик	ТГ-121	1	8 000 000,00	60	266 666,67
19	Трубоукладчик	KOMATS	1	15 000 000,00	60	500 000,00

		U D355				
20	Тягач трала	MAN TGS	1	12 000 000,00	84	285 714,29
21	Фронтальный погрузчик	LG380	1	3 000 000,00	84	71 428,57
22	Экскаватор	HITACHI ZX200	2	10 000 000,00	60	666 666,67
23	Бетононасос	БН-25(Д, Е)	1	30 000,00	36	1 666,67
24	Вагон-дом	общежитие 8 мест.	15	2 000 000,00	60	1 000 000,00
25	Вагон-дом	общежитие 4 мест.	4	2 000 000,00	60	266 666,67
26	Вагон-дом	штаб	1	2 000 000,00	60	66 666,67
27	Вагон-дом	столовая	1	2 000 000,00	60	66 666,67
28	Вагон-дом	баня	1	2 000 000,00	60	66 666,67
29	Емкость (круглая в сечении) под бензин	10 м ³	1	10 000,00	120	166,67
30	Емкость (круглая в сечении) под ДТ	25 м ³	1	25 000,00	120	416,67
31	Компрессор		1	50 000,00	60	1 666,67
32	Контейнеры (сварочное оборудование)		2	60 000,00	120	2 000,00
33	Монтажное полотенце		5	10 000,00	36	2 777,78
34	Пенообразователь	-	1	15 000,00	36	833,33
35	Сварочная установка	УСЭБ-100	1	20 000,00	36	1 111,11
36	Сварочная установка	УСЭБ-200	1	30 000,00	36	1 666,67
37	Трал	г/п 70т	1	3 000 000,00	60	100 000,00
38	Установка для резки труб	«Файн»	2	100 000,00	36	11 111,11
39	Центратор внутренний	ЦВ54	1	50 000,00	36	2 777,78
40	Центратор наружный	ЦЗН-530	2	50 000,00	36	5 555,56
Итого						6 350 345,24