

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»,
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Капитальный ремонт участка магистрального нефтепровода Игольско-Таловое-Парабель 104- 118км»

УДК 622.692.07

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Богомолов П.П.		23.05.2016 г

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Богданова Ю.В.	к.ф-м.н, доцент		23.05.2016 г

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Белозерцева О.В.	к.э.н, доцент		04.05.2016 г.

По разделу «Технологические расчеты»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О. В.	к.п.н		11.05.2016 г.

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гуляев М.В.	к.т.н, доцент		16.04.2016 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		12.05.2016 г.

**ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП
21.03.01 Нефтегазовое дело**

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	<i>исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли</i>	<i>25,ПК-26)</i>
Р10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р11	<i>Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой

_____ Рудаченко А.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21Т	Богомолов П. П.

Тема работы:

«Капитальный ремонт участка магистрального нефтепровода Игольско-Таловое-Парабель 104- 118км»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	20.04.2016 г. № 3075/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

23.05.2016 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

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

Объектом исследования является участок магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель 104-118км» должен обеспечить транспортировку нефти в непрерывном режиме. Объект относится к технологическому сооружению повышенной опасности, требующему особых условий эксплуатации

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><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»	Белозерцева О.В, к.э.н, доцент
«Социальная ответственность»	Гуляев М.В., к.т.н, доцент

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

--

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.10.2015 г
--	--------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Богданова Ю.В.	к.ф-м.н, доцент		29.10.2015 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Богомолов П.П.		29.10.2015 г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21Т	Богомолу Павлу Павловичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта».

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	-оценить стоимость работ и материально-технических ресурсов на капитальный ремонт 104-118 км участка магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель» с заменой труб
2. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Отчисления на социальные нужды 30% от ФОТ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	- оценить материальные затраты, расходы на оплату труда рабочих, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и прочие расходы, необходимые на капитальный ремонт 104-118 км участка магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»
2. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	-проанализировать общую стоимость и структуру затрат, необходимых для капитального ремонта 104-118 км участка магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель»

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Таблицы

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	04.03.2016 г.
--	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Белозерцева О.В.	к.э.н, доцент		04.03.2016 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Богомолу Павел Павлович		04.03.2016 г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 3-2Б21Т	ФИО Богомолу Павлу Павловичу
-------------------	---------------------------------

Институт	ИПР	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	210301 «Нефтегазовое дело» профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

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

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) Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

Объекты газонефтепроводного транспорта, имеют опасные и вредные факторы и относятся к категории повышенной опасности.

Вредные:

1. Отклонение параметров климата на открытом воздухе;
2. Повышенный уровень шума;
3. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.

Опасные:

1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования
2. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу
3. Пожароопасность
4. Взрывоопасность
5. Электробезопасность

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

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

<p>2. Экологическая безопасность:</p>	<p>При ремонте МН воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения.</p> <p>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;
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>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.</p> <p>Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например:</p> <ul style="list-style-type: none"> - паводковые наводнения; - лесные пожары; - террористические акты; - по причинам техногенного характера (аварии) и др. <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 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.).
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p>	<p>В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	16.03.2016 г.
--	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	к.т.н., доц.		16.03.2016 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-Б21Т	Богомоллов Павел Павлович		16.03.2016 г.

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»
 Уровень образования бакалавриат
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	23.05.2016г
--	-------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
11.04.2016	<i>Обзор литературы</i>	8
14.04.2016	<i>Общая характеристика района работ и объекта капитального ремонта</i>	10
18.04.2016	<i>Понятие и виды капитального ремонта магистрального нефтепровода</i>	11
20.04.2016	<i>Последовательность и содержание работ при капитальном ремонте линейной части магистральных нефтепроводов</i>	10
23.04.2016	<i>Возможность импортозамещения материалов, необходимых для капитального ремонта магистральных нефтепроводов</i>	12
30.04.2016	<i>Технологические расчеты</i>	13
04.05.2016	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	12
11.05.2016	<i>Социальная ответственность</i>	10
16.05.2016	<i>Заключение</i>	7
18.05.2016	<i>Презентация</i>	7
	<i>Итого:</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Богданова Ю.В.	к.ф-м.н, доцент		29.10.2015

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		29.10.2015

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 126 с., 10 рис., 8 табл., 40 источников, 3 прил.

Ключевые слова: капитальный ремонт, магистральный нефтепровод, расчет, изоляционное покрытие, дефект, этапы работ, прочность, устойчивость, контроль.

Объектом исследования является: процесс капитального ремонта 104-118км участка магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель».

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

Цель работы: выявление оптимальных технологий проведения капитального ремонта участка магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель» 104-118км.

В процессе исследования проводился: анализ видов и этапов работ, расчеты толщины стенки трубопровода на рассматриваемом участке магистрального нефтепровода, проверка выполнения условий прочности и устойчивости, проверка предотвращения недопустимых пластических деформаций. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности при капитальном ремонте магистрального нефтепровода, охране окружающей среды, анализ экономических затрат на проведение капитального ремонта.

В результате исследования: был выбран и проанализирован оптимальный способ капитального ремонта участка магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель» 104-118км, а именно, ремонт с заменой труб путем укладки в совмещенную траншею вновь прокладываемого участка трубопровода рядом с заменяемым с последующим демонтажем последнего. Выбор данного способа был сделан с учетом опасного характера и большой площади распространения дефектов, а так же 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, подключение отремонтированного с заменой труб 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. Современные экономические условия, а так же высокие финансово-экономические затраты на обеспечение бесперебойной работы магистральных нефтепроводов обуславливают высокую значимость вопроса выбора оптимальных технологий капитального ремонта, действующих объектов нефтепроводного транспорта.

В будущем планируется произвести анализ эффективности проведенного капитального ремонта на данном участке магистрального нефтепровода.

REFERET

Final qualification work of 126 pages, 10 drawings, 8 tables, 40 sources, 3 applications.

Keywords: capital repairs, main oil pipeline, calculation, insulating covering, defect, stages of works, durability, stability, control.

Object of research is: process of capital repairs of a site of the main Igolsko-Talovoye-Parabel oil pipeline by the 104-118th.

Research methods: theoretical analysis, comparative analysis, learning thematic materials.

Work purpose: identification of optimum technologies of carrying out capital repairs of a site of the main Igolsko-Talovoye-Parabel oil pipeline by the 104-118th.

In the course of research it was carried out: the analysis of types and stages of works, calculations of thickness of a wall of the pipeline on the considered site of the main oil pipeline, check of performance of conditions of durability and stability, check of prevention of inadmissible plastic deformations. Actions for labor protection and safety at capital repairs of the main oil pipeline, environmental protection, the analysis of economic costs of carrying out capital repairs are given.

As a result of research: the optimum way of capital repairs of a site of the main Igolsko-Talovoye-Parabel oil pipeline by the 104-118th, namely, repair with replacement of pipes by laying in the combined trench of again laid pipeline site near replaced with the subsequent demontazhy the last has been chosen and analysed. A choice of this way has been made taking into account dangerous nature and the big area of distribution of defects, and also technical condition of a pipe of the considered site.

Main constructive, technical and technical and operational characteristics: organizational actions, a preparatory work, earthwork, welding works, insulating works, quality control of insulating coverings of pipelines, test of the repaired pipeline site for durability and check on tightness, connection of the site repaired with replacement of pipes to the operating oil pipeline and his start-up in work.

Economic efficiency / importance of work: the economic importance consists in existence of a possibility of import substitution of the materials and the equipment necessary for capital repairs and service of the main oil pipelines. Modern economic conditions, and also high financial and economic costs of ensuring trouble-free operation of the main oil pipelines cause the high importance of a question of the choice of optimum technologies of capital repairs, the operating objects of petrowire transport.

It is in the future planned to make the analysis of efficiency of the carried-out capital repairs on this site of the main oil pipeline.

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), характеризующих в определенный момент времени признаками (свойствами объекта), установленными технической документацией.

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 СНиП 2 05.06-85*.

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.

Обозначения и сокращения

Ремонтно-строительное управление; РСУ

Нормативно-техническая документация; НТД

Проект производства работ; ППР

Ведомственные строительные нормы; ВСН

Руководящий документ; РД

Строительные нормы и правила; СНиП

Ремонтно-строительная колонна; РСК

Электрохимическая защита; ЭХЗ

Инженерно-технический работник; ИТР

Ведомственные правила пожарной безопасности; ВППБ

Строительные нормы; СН

Пожарная безопасность; ПБ

Оглавление

Введение.....	17
1 Обзор литературы	20
2 Общая характеристика района работ и объекта капитального ремонта.....	21
2.1 Краткая физико-географическая характеристика района работ.....	21
2.2 Климатическая характеристика района работ	21
2.3 Краткая инженерно-геологическая характеристика района работ.....	22
2.4 Общая характеристика объекта капитального ремонта	23
3 Понятие и виды капитального ремонта магистрального нефтепровода.....	26
3.1 Виды капитального ремонта магистрального нефтепровода	26
3.2 Капитальный ремонт с заменой труб	27
3.3 Капитальный ремонт с заменой изоляционного покрытия.....	30
3.4 Выборочный ремонт.....	33
3.5 Выбор вида капитального ремонта.....	35
4 Последовательность и содержание работ при капитальном ремонте линейной части магистральных трубопроводов	38
4.1 Организационные мероприятия	38
4.2 Подготовительные работы.....	41
4.3 Земляные работы	43
4.4 Снятие плодородного слоя почвы	44
4.5 Планировка полосы движения ремонтно-строительной колонны	45
4.6 Определение формы и габаритов траншей.....	45
4.7 Разработка траншеи и ремонтного котлована	47
4.8 Подъем, поддержание и укладка трубопроводов.....	48
4.9 Сварочные работы	49
4.10 Изоляционные работы.....	51
4.11 Контроль качества изоляционных покрытий трубопроводов	54
4.12 Укладка изолированного трубопровода в траншею	56
4.13 Засыпка траншеи и ремонтного котлована.....	56
4.14 Очистка полости трубопроводов	57

4.15	Испытание отремонтированного участка трубопровода на прочность и проверка на герметичность	58
4.16	Подключение отремонтированного с заменой труб участка к действующему нефтепроводу и пуск его в работу.....	60
5	Возможность импортозамещения материалов, необходимых для капитального ремонта магистральных нефтепроводов	64
6	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ...	71
6.1	Материальные затраты: потребность основных строительных машинах, механизмах, материалах и ГСМ	71
6.2	Потребность строительства в кадрах. Затраты на оплату труда и отчисления на социальные нужды	74
6.3	Амортизационные отчисления.....	77
6.4	Прочие расходы. Определение общей суммы затрат	78
7	Социальная ответственность	80
7.1	Производственная безопасность.....	80
7.2	Экологическая безопасность	88
7.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	93
7.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	96
	Заключение	97
	Список использованных источников	101
	Приложение А	105
	Приложение Б.....	107
	Приложение В.....	110

*В связи с наличием конфиденциальной информации раздел «Технологические расчеты» был удален.

Введение

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.

Подземные нефтепроводы подвергаются интенсивному воздействию внешних факторов, воздействию перекачиваемой нефти, что приводит к старению и износу труб. Магистральные трубопроводы практически не имеют резерва, и поэтому возникающие в процессе эксплуатации дефекты и их несвоевременное устранение могут привести к длительному простоею всего магистрального нефтепровода. В этой связи *актуальным* становится вопрос о проведении капитального ремонта действующих объектов нефтепроводного транспорта, обеспечивающего надежную и безотказную работу крупных транспортных систем.

В 2010г. на основе технических отчетов по внутритрубной диагностике магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель» на участке 104-118км было выявлено большое скопление дефектов (истончение номинальной толщины стенки трубы и изоляционного покрытия, обнаружение вмятин, образование трещин, пор и шлаковых включений на сварных швах и околошовной зоне).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					<i>Капитальный ремонт участка магистрального нефтепровода Игольско-Таловое-Парабель 104- 118км</i>			
Разраб.		Богомолов П.П.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Богданова Ю.В.					17	111
Консульт.		Брусник О. В.				ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

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. В этой связи основной *целью* данной работы является выявление оптимальных технологий проведения капитального ремонта данного участка магистрального нефтепровода.

Достижению цели способствует решение таких *задач* как:

- 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;
- анализ возможности импортозамещения необходимых материалов для обслуживания магистральных нефтепроводов;
- 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.

Предполагается, что капитальный ремонт с заменой труб является наиболее эффективным по восстановлению линейной части 104-118км участка эксплуатируемого нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель». Технико-экономическая целесообразность изучаемого вопроса заключается в определении опасного характера выявленных дефектов, плохом техническом состоянии данного участка трубопровода.

Теоретической и методологической основой данного исследования стали основные нормативные документы в области капитального ремонта магистральных нефтепроводов (РД 39-0147105-015-98 «Правила капитального

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

ремонта магистральных нефтепроводов», СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы» и др.), учебные пособия, аналитические статьи по изучению вопроса о возможности импортозамещения материалов и техники, статистические и технологические данные по объектам нефтепроводного транспорта АО «АК «Транснефть», а также интернет-ресурсы.

Обоснованность решения поставленных в данной работе задач проявляется в комплексном подходе к изучению капитального ремонта магистральных трубопроводов с использованием методов системного, логического и сравнительного анализа. Комплексный подход к изучению капитального ремонта магистральных трубопроводов, а также внутренняя логика работы определяются поэтапным решением основных задач научного исследования.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						19
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1 Обзор литературы

При выполнении исследования были использованы следующие основные источники литературы и нормативно-правовая документация:

- Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов (Положение) РД 153-39.4-067-04 Открытого акционерного общества "Акционерная компания по транспорту нефти " Транснефть"
- РД 39-0147105-015-98. Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов. - Уфа: ИПТЭР, 1998
- Гумеров А.Г., Зубаиров А.Г., Векштейн М.Г., Гумеров Р.С., Азметов Х.А., Капитальный ремонт подземных нефтепроводов
- СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы. - М: Минстрой России, 1997.
- ВСН 012-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов Контроль качества и приемка работ.
- ВСН 006–89. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка. - М.: ВНИИСТ, 1990.

					<i>Капитальный ремонт участка магистрального нефтепровода Игольско-Таловое-Парабель 104- 118км</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Богомолов П.П.</i>			Обзор литературы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Богданова Ю.В.</i>					20	111
<i>Консульт.</i>		<i>Брусник О. В.</i>				ТПУ гр. 3-2Б21Т		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

2 Общая характеристика района работ и объекта капитального ремонта

2.1 Краткая физико-географическая характеристика района работ

В административном отношении район производства работ относится к Парабельскому району Томской области. Участок капитального ремонта находится на 104-118 км участка магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель» в 60 км от г. Кедровый.

Город Кедровый расположен на северо-востоке Васюганской равнины, в долине р. Чузик (бассейн Оби). Район находится в полосе дискомфортности и приравнен к районам Крайнего севера. Расстояние до Томска – 480 км.

Рельеф местности представляет собой слаборасчлененную заболоченную, покрытую смешанным лесом, равнину с абсолютными отметками от плюс 80 до плюс 140 м.

2.2 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 2.2.1 - Средняя месячная и годовая температура воздуха

В °С

Метеостанции	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	XI	X	XI	XII	Год
Парабель	-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.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Богомолов П.П.			Общая характеристика района работ и объекта капитального		
Руковод.		Богданова Ю.В.					
Консульт.		Брусник О. В.					
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.					
					Лит.	Лист	Листов
						21	111
					ТПУ гр. 3-2Б21Т		

Наибольшее количество осадков выпадает в августе, наименьшее в феврале.

Таблица 2.2.2 - Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха

В г/м³

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	XI	X	XI	XII	Год
Среднее	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 2.2.3 - Средняя месячные и годовые скорости ветра

В м/сек

Скорость	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	XI	X	XI	XII	Год
Скорости м/сек	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 7,5 месяцев: с 5 октября по 20 мая. Работы выполняются в неблагоприятный период.

2.3 Краткая инженерно-геологическая характеристика района работ

Район работ по капитальному ремонту расположен в юго-западной части Томской области на территории Парабельдского района. В географическом отношении площадь работ находится в юго-восточной части Западно-сибирской низменности на участке Обь-Иртышского междуречья. В стратиграфическом отношении территория исследования относится к

					Общая характеристика района работ и	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		22

восточной подзоне Нюрольской фациальной зоны Обь-Иртышской фациальной области. В геологическом строении принимают участие карбонатные и терригеннокарбонатные образования доюрского фундамента и несогласно перекрывающие их слабодислоцированные отложения мезозойско-кайнозойского чехла.

Герасимовское месторождения расположено в Казанском нефтегазоносном районе Васюганской нефтегазоносной области.

Рельеф представляет собой плоскую, местами полого-увалистую, большей частью заболоченную поверхность, с незначительными, часто не выделяющимися уклонами к крупным водотокам. Гипсометрические отметки изменяются от 55 м до 146 м. Рельеф слабо расчленен, что способствует интенсивному заболачиванию поверхности. В целом, формирование современного рельефа данного района происходит под влиянием болотообразовательного процесса, типичного для Васюганской области торфонакопления.

Господствующее положение на рассматриваемой территории занимают болотные торфяные низинные и переходные почвы. Мощность торфяного слоя варьирует в широких пределах, от 0,5 до 1-2 м. Реже встречаются светло-серые лесные и дерново-подзолистые глеевые почвы. Заболоченные равнины составляют 21,7 % территории муниципального образования.

На территории имеются месторождения общераспространенных полезных ископаемых: торфа, строительного песка, кирпичной глины и керамзитового сырья.

2.4 Общая характеристика объекта капитального ремонта

					<i>Общая характеристика района работ и</i>	<i>Лист</i>
						23
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

На основе технических отчётов по ВТД в 2010г. МН «Игольско-Таловое-Парабель» на участке 104-118км. было выявлено большое скопление дефектов:

– 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 было принято решение произвести капитальный ремонт данного участка.

Дефект магистрального трубопровода – это 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 [1].

В соответствии с классификацией СНиП 2.05.06-85* рассматриваемый участок магистрального нефтепровода относится к I классу в зависимости от рабочего давления и ко II классу в зависимости от диаметра трубопровода.

Диаметр магистрального нефтепровода – 530x10 мм;

Рабочее давление – 6,3 МПа;

					<i>Общая характеристика района работ и</i>	<i>Лист</i>
						24
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Общая протяженность трассы ремонтируемого участка магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель» составляет 397 км, протяженность участка, на котором производился капитальный ремонт – 14 км (с 104 по 118 км).

					<i>Общая характеристика района работ и</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		25

3 Понятие и виды капитального ремонта магистрального нефтепровода

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

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.

3.1 Виды капитального ремонта магистрального нефтепровода

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

а) ремонт с заменой труб (заключается в полной замене дефектного участка трубопровода новым);

					<i>Капитальный ремонт участка магистрального нефтепровода Игольско-Таловое-Парабель 104- 118км</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Богомолов П.П.</i>				Понятие и виды капитального ремонта магистрального нефтепровода	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Богданова Ю.В.</i>						26	111
<i>Консульт.</i>	<i>Брусник О. В.</i>					ТПУ гр. 3-2Б21Т		
<i>Зав. Каф.</i>	<i>Рудаченко А.В.</i>							

б) ремонт с заменой изоляционного покрытия (заключается в полной замене изоляционного покрытия с восстановлением (при необходимости) несущей способности стенки трубопровода);

в) выборочный ремонт (локальный ремонт участков трубопровода с опасными и потенциально опасными дефектами стенки по результатам внутритрубных инспекционных снарядов (ВИС), а также ремонт сложных участков (мест пересечений с наземными и подземными коммуникациями и участков, которые примыкают к узлам линейной арматуры).

3.2 Капитальный ремонт с заменой труб

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.

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.

Технологические операции при ремонте с заменой труб любым из этих трех способов выполняются *в два этапа*. Наглядно этапы работы и их

					Понятие и виды капитального ремонта	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

детальное описание при каждом из способов ремонта с заменой труб можно увидеть в таблице 3.2.1.

Таблица 3.2.1 - Этапы работ капитального ремонта с заменой труб

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

Продолжение таблицы 3.2.1

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Продолжение таблицы 3.2.1

		трубопровода на бровку траншеи	
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

3.3 Капитальный 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 2.3.1.

					Понятие и виды капитального ремонта	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		30

Таблица 3.3.1 - 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	

Продолжение таблицы 3.3.1

		засыпается минеральным грунтом	
14		Производится техническая рекультивация плодородного слоя почвы	

Так, очевидно, 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 зимнее время рекомендуется проводить в 3 этапа:

Этап 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.

Этап 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).

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

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

3.4 Выборочный ремонт

На основании результатов оценки технического состояния планируются такие виды ремонта или реконструкции трубопровода как:

1. Ремонт коротких участков с вырезкой дефектных мест или труб с монтажом катушек или секций труб.

2. Выборочный ремонт коротких участков трубопровода с ремонтом стенки трубы и сварочных швов с восстановлением несущей способности труб (ремонт без вырезки) и заменой изоляции.

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

Технологические операции при выполнении выборочного ремонта следует выполнять в следующей последовательности:

- уточнить положение трубопровода;
- уточнить границы участка, который подлежит ремонту;
- снять плодородный слой почвы и переместить его во временный отвал;

					<i>Понятие и виды капитального ремонта</i>	<i>Лист</i>
						33
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- вскрыть трубопровод и разработать траншею ниже нижней образующей трубы;
- разработать грунт под трубопроводом (с грунтовыми опорами или без них);
- очистить трубопровод от старого изоляционного покрытия;
- визуально осмотреть дефектный участок трубопровода, а при необходимости дополнительно произвести контроль физическими методами;
- выполнить работы по ремонту дефектных мест (усилить или восстановить стенки трубы, смонтировать муфты кроме замены «катушки», трубы);
- нанести изоляционное покрытие и проконтролировать его качество;
- произвести присыпку с подбивкой грунта под трубопровод и засыпать траншею;
- произвести техническую рекультивацию плодородного слоя почвы.

При выполнении ремонта с заменой «катушки», трубы необходимо осуществить такие технологические операции как:

- вскрыть дефектный участок нефтепровода;
- разработать ремонтный котлован и, при необходимости, котлован для сбора нефти;
- осуществить врезку отводов в ремонтируемый и параллельный нефтепроводы для откачки нефти;
- остановить перекачку и отсечение ремонтируемого участка задвижками;
- осуществить опорожнение ремонтируемого участка от нефти путем закачки ее в параллельный нефтепровод, откачать в мягкие резервуары или в котлован для сбора нефти;
- осуществить врезку дефектной «катушки» (трубы);
- произвести герметизацию внутренней полости нефтепровода;
- подготовить концы нефтепровода под монтаж и сварку;
- подготовить и подогнать новые «катушки» (трубы) по месту;

					<i>Понятие и виды капитального ремонта</i>	<i>Лист</i>
						34
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- осуществить прихватку и вварку «катушки» в нефтепровод;
- подключить отремонтированный участок и возобновление перекачки;
- осуществить обратную закачку нефти из емкостей или котлована;
- очистить и произвести изоляцию нефтепровода;
- засыпать отремонтированный участок нефтепровода, котлован для сбора нефти;
- произвести техническую рекультивацию плодородного слоя почвы.

3.5 Выбор вида капитального ремонта

Основным документом, регламентирующим виды и способы капитального ремонта магистральных нефтепроводов в АО «АК «Транснефть», является РД 39-0147105-015-98 «Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов».

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

Анализ и оценка технического состояния нефтепровода проводятся на основании:

- результатов диагностики внутритрубными инспекционными приборами;
- данных обследования состояния изоляционного покрытия приборами и шурфованием;
- величин защитной разности потенциалов «труба-земля» за весь период эксплуатации;
- сведений о дефектах, которые были выявлены и устранены ранее;

					<i>Понятие и виды капитального ремонта</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		35

- данных технического паспорта нефтепровода (дата постройки и пуска в эксплуатацию, диаметр, давление, сертификат металла труб, информация о проведенных ремонтах и т.д.).

Выбор вида и способа ремонта зависит от таких показателей как:

- состояние изоляционного покрытия и стенки трубы;
- размеры и взаимное расположение коррозионных повреждений стенки трубы;
- количество и характер распределения опасных и потенциально опасных дефектов стенки трубы;
- конкретные условия пролегания трубопровода;
- фактические и прогнозируемые показатели загруженности нефтепровода;
- технико-экономические показатели по видам и способам ремонта [2].

Ранее было отмечено, что на 104-118 км участка магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель» по результатам диагностики внутритрубными инспекционными снарядами было обнаружено большое количество дефектов: номинальная толщина стенки трубы и изоляционного покрытия истончилась, на трубе были обнаружены вмятины, на сварных швах и околошовной зоне образовались трещины, поры, шлаковые включения. Данные дефекты являются опасными для функционирования данного магистрального нефтепровода и несвоевременное их устранение может привести к возникновению крупной аварии (учитывая протяженность участка с дефектами) на магистральном нефтепроводе, работа которого является стратегически важной для АО «АК «Транснефть». На устранение аварии на магистральном трубопроводе, а также всех последствий требуются значительные финансовые, трудовые, материальные и прочие затраты и ресурсы.

Учитывая опасный характер дефектов, их количество и значительную площадь распространения на 104-118 км участка нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель», необходимо произвести капитальный ремонт, заключающийся в полном восстановлении линейной части данного участка.

					<i>Понятие и виды капитального ремонта</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

Таким образом, капитальный ремонт с заменой изоляционного покрытия не подходит, он не позволит устранить все дефекты, и в будущем неполадки на данном участке будут возникать вновь. Выборочный ремонт производится как правило на коротких участках магистральных трубопроводов. Наиболее эффективным в данном случае является *капитальный ремонт с заменой труб* путем укладки в совмещенную траншею вновь прокладываемого участка трубопровода рядом с заменяемым с последующим демонтажем последнего.

Далее в работе будут описаны организационно-технические мероприятия, необходимые для реализации выбранного вида капитального ремонта, произведены технологические расчеты по соответствию вновь прокладываемых труб участку требованиям, предъявляемым к толщине стенки, прочности и устойчивости трубопровода, а также будет осуществлена проверка предотвращения недопустимых пластических деформаций. Кроме того, произведем анализ социально-экономических затрат капитального ремонта 104-118 км участка магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель» и проанализируем социальную ответственность, соблюдение которой должно обеспечиваться компанией для недопущения возможных рисков в процессе осуществления ремонта.

					<i>Понятие и виды капитального ремонта</i>	<i>Лист</i>
						37
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

4 Последовательность и содержание работ при капитальном ремонте линейной части магистральных трубопроводов

4.1 Организационные мероприятия

Организационные мероприятия проводятся Заказчиком (эксплуатирующей организацией) в несколько этапов. При капитальном ремонте магистральных нефтепроводов следует выполнить следующие организационные мероприятия:

- осуществить комплексную диагностику технического состояния трубопровода;
- на основании анализа результатов комплексной диагностики технического состояния трубопровода определить участки, которые подлежат капитальному ремонту;
- составить перспективный и текущий планы капитального ремонта трубопровода;
- провести изыскательские работы на участках, которые подлежат ремонту;
- уточнить положение в плане вантузов, задвижек, сооружений и сетей в техническом коридоре на основании проектной и эксплуатационной документации;
- составить ведомость пересечений и приближений сооружений и сетей, которые пересекают трассу или проходят рядом с ремонтируемым трубопроводом, а также указать пикеты пересечений или приближений, глубину заложения, владельцев коммуникаций и другие данные, имеющиеся в документации;
- разработать и утвердить задание на проектирование капитального ремонта;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Капитальный ремонт участка магистрального нефтепровода Игольско-Таловое-Парабель 104- 118км			
Разраб.		Богомолов П.П.			Последовательность и содержание работ при капитальном ремонте линейной части	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Богданова Ю.В.					38	111
Консульт.		Брусник О. В.				ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

- получить технические условия на проведение работ по капитальному ремонту от владельцев сооружений и сетей, которые пересекают нефтепровод или проходят с ним в одном техническом коридоре, в охранной зоне которых должны осуществляться ремонтные работы;

- разработать рабочий проект на капитальный ремонт;

- оформить документы по отводу земель с согласованием условий рекультивации;

- оформить финансирование;

- передать подрядчику (PCY) всю техническую и проектную документацию на капитальный ремонт с заменой труб и с заменой изоляции до 1 сентября года, предшествующего планируемому ремонту, а на выборочный ремонт - не менее чем за 2 месяца до начала производства работ.

При капитальном ремонте трубопровода, как правило, используют одностадийное проектирование - рабочий проект. Он разрабатывается проектной организацией, имеющей соответствующую лицензию.

Состав рабочего проекта должен учитывать особенности трубопровода как линейного объекта и требования НТД.

Рабочий проект включает в себя пояснительную записку, сметную документацию и рабочие чертежи.

В приложении к рабочему проекту должны быть представлены копии технических критериев на проведение работ по капитальному ремонту от собственников сооружений и сетей, что пересекают нефтепровод и проходят в одном техническом коридоре.

В пояснительной записке должны быть указаны технико-экономическое обоснование выбора видов и методов ремонтных работ, расчет на прочность и устойчивость ремонтируемого участка трубопровода, решения по технологии и организации ремонтных работ, мероприятия по технике безопасности, охране окружающей среды и пожарной безопасности, а также раздел технической рекультивации земель.

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
						39
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Организация, которая разрабатывает раздел проекта по рекультивации территорий, согласовывает его со всеми землепользователями, органами муниципального контроля за использованием и охраной земель, с предприятиями-владельцами инженерных сетей, сооружений, пересекающих ремонтируемый трубопровод и проходящих с ним в одном коридоре, в охранной зоне которых планируется производить ремонтные работы, а также с организациями, которые исполняют капитальный ремонт подземного трубопровода.

Разработка рабочих чертежей на капитальный ремонт выполняется с учетом действующих норм и с наибольшим применением типовых проектов, освоенных производством, с привязкой к районным условиям.

Рабочие чертежи включают в себя план и профиль трассы ремонтируемого участка, монтажные чертежи узлов линейной арматуры, временных сооружений, защитных сооружений, устройств и приспособлений и т.д.

Сметную документацию необходимо составлять по актуальным нормам, тарифам и расценкам, прейскурантам и калькуляциям.

Проекты на капитальный ремонт нефтепроводов регистрируются в региональных отделениях Госгортехнадзора.

Капитальный ремонт трубопроводов выполняется согласно проекту производства работ (ППР), который разрабатывается подрядчиком или специализированными проектными организациями и согласовывается с Заказчиком (АО МН).

ППР разрабатывается с учетом:

- задания на разработку ППР;
- рабочего проекта на капитальный ремонт;
- сведений о числе и типах намечаемых к использованию ремонтных автомашин и механизмов, а также о рабочих кадрах по профессиям;
- данных о местах размещения полевых городков;

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
						40
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- материалов топографо-геодезических исследований трассы ремонтируемого трубопровода;
- ведомости пересечений участка нефтепровода, подлежащего ремонтным работам с подземными коммуникациями, искусственными и природными препятствиями;
- сведений об условиях использования существующих дорог, инженерных коммуникаций иных предприятий;
- сведений об условиях безопасного производства работ по ремонту и охране окружающей среды.

ППР включает в себя:

- пояснительную записку;
- технологические карты (схемы производства работ);
- профиль трассы трубопровода, который подлежит ремонту, с ситуационным планом;
- график поступления автомашин, материалов и механизмов;
- график производства ремонта трубопровода;
- план ликвидации возможных аварий при производстве работ по ремонту.

Пояснительная записка состоит из:

- расчета продолжительности ремонта трубопровода;
- порядка и методов производства ремонта трубопровода по отдельным видам работ;
- описания мероприятий по охране труда и технике безопасности;
- описания мероприятий по охране окружающей среды.

4.2 Подготовительные работы

Подготовительные работы, выполняемые подрядчиком, состоят из:

- подготовки подъездных и вдольтрассовых (при необходимости - устройство) дорог, мостов для осуществления перебазировки и доставки машин, механизмов, материалов и людей к месту производства работ;

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
						41
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- размещения и обустройства полевых городков, решения вопросов питания и быта рабочих;
- оборудования пунктов погрузки и выгрузки;
- перебазировки ремонтных колонн к месту работы;
- организации пунктов хранения горюче-смазочных материалов;
- устройства временных складов;
- оборудования баз по приготовлению битумной мастики, а также пунктов технического обслуживания машин и механизмов;
- обеспечения РСК системой двухступенчатой связи: первая ступень - радиосвязь между мастером (прорабом) РСК, диспетчером РУМН (АО МН) и руководством подрядчика (РСУ); вторая ступень - радиосвязь между мастером (прорабом) РСК и отдельными бригадами, звеньями, экипажами машин;
- подготовки ремонтной полосы (совместно с Заказчиком).

При отсутствии возможности использования существующих дорог необходимо соорудить временные дороги. Конструкция временных дорог должна обеспечивать движение ремонтной техники и перевозку максимальных по массе и габаритам грузов.

Для подготовки ремонтной полосы следует определить оси трассы и глубину заложения трубопровода, обозначить на местности километраж и пикеты трассы и всех пересечений нефтепровода с инженерными коммуникациями, а также все параллельно пролегающие коммуникации.

Заказчик производит сдачу трассы трубопровода подрядчику после выполнения работ по подготовке ремонтной полосы. сдача трассы оформляется актом передачи до начала ремонтных работ.

После окончания организационно-технической подготовки и получения письменного разрешения от руководства АО МН на право производства работ допускается начинать производство ремонтных работ.

Перед началом работ исполнителем ставятся в известность местные органы надзора. Исполнитель сообщает им сроки проведения работ по капитальному ремонту нефтепровода [2].

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
						42
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

4.3 Земляные работы

Земляные работы при капитальном ремонте магистральных трубопроводов являются наиболее трудоемкими и значительными по объему.

Земляные работы при ремонте трубопроводов следует выполнять механизированным способом с учетом СНиП III-4280*, РД 39-00147105-015-98. Производство земляных работ допускается без понижения рабочего давления в трубопроводе, поэтому при проведении земляных работ большое внимание должно быть уделено мерам по обеспечению безопасной работы и предотвращению повреждений действующего трубопровода.

Разработка грунта в местах пересечения трубопровода с иными подземными коммуникациями допускается только при наличии письменного разрешения и в присутствии представителя организации, которая эксплуатирует эти подземные коммуникации (трубопроводы, линии связи, кабели и др.). Вызов представителя возлагается на подрядчика.

При пересечении трассы нефтепровода с действующими подземными коммуникациями разработка грунта механизированным способом допускается на расстоянии не ближе двух метров от боковой стенки и не менее одного метра над верхом коммуникации (трубы, кабеля и др.).

Оставшийся грунт дорабатывается вручную без применения ударных инструментов и с принятием мер, исключающих возможность повреждения этих коммуникаций.

Ремонт необходимо вести на полосе, которая отводится во временное пользование. Ширину полосы земель, отводимых для капитального ремонта трубопровода, следует устанавливать согласно таблице 4.3.1.

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
						43
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 4.3.1 – Нормы отвода земель

Диаметр трубопровода, мм	Ширина полосы земель, отводимых для одного подземного трубопровода, м	
	на землях несельскохозяйственного назначения или непригодных для сельского хозяйства и землях государственного лесного фонда	на землях сельскохозяйственного назначения худшего качества (при снятии и восстановлении плодородного слоя)
< 426	20	28
> 426-720	23	33
> 720-1020	28	39
> 1020-1220	30	42
> 1220-1420	32	45

Для ремонтируемого трубопровода на 104-118 км участка магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель» ширина полосы отводимых земель принимается равной 23 м.

4.4 Снятие плодородного слоя почвы

Работы по снятию и восстановлению плодородного слоя земли выполняются с учетом раздела рабочего проекта по рекультивации земель.

Плодородный слой почвы снимается и укладывается в отвал для применения его при восстановлении (рекультивации) нарушенных участков.

Для сохранения плодородного слоя рекомендуется увеличивать ширину полосы, с которой снимается плодородный слой, включая 0,5 м с одной стороны траншеи, зону разработки траншеи и отвала минерального грунта и зону работы бульдозера.

На основании материалов исследований рабочим проектом устанавливаются толщина плодородного слоя земли и места его снятия по трассе. Эти характеристики указываются в ППР.

Когда осуществляются работы по снятию, перемещению и хранению плодородного слоя почвы, нельзя смешивать его с подстилающими породами, загрязнять горюче-смазочными жидкостями и материалами. Кроме того, не

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
						44
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

допускается использование плодородного слоя земли для засыпки траншей, прямиков, котлованов и т.д.

После искусственного уплотнения минерального грунта в траншее, когда завершены непосредственно ремонтные работы, на рекультивируемую полосу наносят плодородный слой грунта и планируют его.

4.5 Планировка полосы движения ремонтно-строительной колонны

Полоса трассы в зоне движения машин и механизмов должна быть спланирована, а по оси трубопровода должны быть вновь забиты вешки в тех же местах, что и до планировки. Это обеспечит устойчивость и надежность работы машин и механизмов.

Для трубоукладчиков полоса должна планироваться с уклоном от траншеи - для более полного использования их грузоподъемности при минимальном вылете стрелы. Планировка выполняется параллельными проходами бульдозера в обе стороны.

4.6 Определение формы и габаритов траншей

В проектно-сметной документации устанавливаются поперечный профиль и размеры разрабатываемой траншеи или котлована. Они определяются в зависимости от принятого вида и способа ремонта, диаметра ремонтируемого трубопровода, габаритных размеров рабочих органов землеройных машин и механизмов.

Ремонтируемый трубопровод должен быть вскрыт до нижней образующей и расположен по центру траншеи. При механизированном

					Последовательность и содержание	<i>Лист</i>
						45
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

производстве очистных и изоляционных работ форма и размеры траншеи должны обеспечивать проход машин и механизмов, работающих в траншее.

Поскольку при ремонте трубопроводов часть работ выполняется в траншее людьми, особое внимание следует уделять вопросу предотвращения несчастных случаев от обвалов стенок траншей, устойчивость которых не превышает нескольких дней. Для этого, кроме максимально возможного сокращения разрыва между вскрытием трубопровода и остальными ремонтными работами, траншеи роют с откосами.

Максимальная глубина траншеи, которая должна быть вырыта для осуществления капитального ремонта 104-118 км участка магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель», составляет 1,5 м.

Для рытья траншей или ремонтного котлована большей глубины устраиваются откосы различного заложения в зависимости от состава грунта при уровне грунтовых вод ниже глубины выемки.

Допустимая крутизна откосов траншеи и ремонтного котлована в капитальном ремонте 104-118 км участка магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель», составляет 76 градусов.

При разработке рабочих котлованов, при строительстве и эксплуатации трубопроводов, возникает необходимость в оценке устойчивости грунтов в откосах. Устройство очень крутых откосов может вызвать нарушение его устойчивости и привести к авариям, пологие откосы значительно увеличивают стоимость строительства, поэтому задачей проектировщика является отыскание оптимальной крутизны откоса.

Размещение отвалов минерального и плодородного грунта относительно оси трубопровода бывает односторонним или двусторонним. При выборе схемы размещения грунта нужно учитывать взаимное расположение параллельно проложенных трубопроводов и других коммуникаций, а также возможное направление движения ремонтной колонны, рельеф местности и т.п.

Сильный приток грунтовых вод предусматривает искусственное водопонижение. В необходимых случаях принимаются меры по укреплению

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
						46
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

стенок траншеи или ремонтного котлована шпунтовыми креплениями, сваями или другими средствами.

4.7 Разработка траншеи и ремонтного котлована

Для капитального ремонта 104-118 км участка магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель», а именно для разработки траншеи и ремонтного котлована необходимо использовать одноковшовые экскаваторы, т.к. данная модель экскаватора применяется для рытья траншей в сыпучих, сильно влажных грунтах, где необходимо рыть траншею с большими откосами, в разрыхленных скальных грунтах, на всех переходах через балки, овраги, а также на углах поворота трубопровода.

На ремонте магистральных трубопроводов наиболее распространены одноковшовые экскаваторы с обратной лопатой емкостью ковша 0,5-1,5 м³.

Разработку траншеи целесообразно вести двумя экскаваторами ниже нижней образующей трубопровода. Один экскаватор снимает слой грунта над трубопроводом и разрабатывает грунт с одной его стороны на заданную глубину, укладывает грунт во временный отвал. Вторым экскаватором разрабатывается грунт с другой стороны на ту же глубину, а также укладывается грунт во временный отвал. Для обеспечения безопасности работы расстояние между работающими экскаваторами должно быть не менее 14 м. Грунт располагают не ближе 1,0 м от края траншеи, а с одной стороны траншеи – на максимальное расстояние, которое равно радиусу выгрузки ковша экскаватора. В дальнейшем грунт транспортируется бульдозерами на некоторое расстояние, позволяющее проходу ремонтной колонны. Чтобы избежать повреждения трубопровода расстояние между трубой и ковшом экскаватора должно быть не менее 0,15 м.

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		47

4.8 Подъем, поддержание и укладка трубопроводов

Во избежание аварии на трубопроводе работы по подъему и отпуску проводятся по технологическому процессу, тщательно разработанному на основе различных схем расстановки машин и механизмов, с учетом высоты трубопровода и возникающих в нем изгибающих моментов.

Работы по подъему и укладке трубопроводов должны производиться только в присутствии лица, ответственного за производство работ.

Перед подъемом трубопровода должны быть выполнены все операции, которые предусмотрены в проекте производства работ. Это обеспечит безопасность проведения подъема трубопровода и предотвратит аварийные ситуации.

Подъем трубопровода надлежит производить только после того, как ремонтируемый участок будет полностью вскрыт до нижней образующей трубы.

Перед началом подъемных операций вскрытый участок трубопровода очищают от грунта, так как грунт увеличивает вес трубопровода, а следовательно, создает дополнительные напряжения и нагрузки на подъемные механизмы.

Запрещается поднимать трубопровод одним трубоукладчиком.

Подъем трубопровода осуществляется по команде, плавно, без рывков. Динамометрами или индикаторами усилия на крюке контролируют величину усилий на крюках трубоукладчиков.

На время длительных установок и в конце смены трубопровод следует укладывать на лежки, опоры - крепи и др.

Трубопровод опускают плавно, не задевая стенок траншеи. При опуске металл труб нередко испытывает напряжение, близкое к пределу текучести, а в изоляционном слое возникают сложные растягивающие и сдвигающие усилия, которые могут нарушить его целостность. Для правильного распределения

					<i>Последовательность и содержание</i>	Лист
						48
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

напряжений трубопровод укладывается несколькими трубоукладчиками, число и расстановка которых также определяются расчетом.

Подъем и укладка трубопровода на лежки может производиться по двум схемам:

- 1) подъем и укладка сразу всеми трубоукладчиками, предусмотренными технологическим расчетом;
- 2) подъем и укладка с переходом одного трубоукладчика.

4.9 Сварочные работы

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 заменой труб при производстве сварочно-монтажных работ необходимо обеспечить соблюдение требований ВСН 006-89 и другой нормативной документации, согласованной в установленном порядке.

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

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

- 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:

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
						49
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- 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 прокалики электродов.

При сборке секций труб на трубосварочных базах следует выполнить следующие операции:

- очистить полость труб;
- подготовить кромки труб;
- собрать трубы на линии сборки труб (ЛСТ) при помощи внутренних центраторов;
- подогреть концы труб, если того требует технология сварки;
- произвести сварку корневого шва, швы зачистить;
- произвести сварку заполняющих и облицовочного слоев шва, нанести клеймо сварщика или бригады сварщиков, которые выполняли сварку стыка;
- проконтролировать сварные соединения;
- отремонтировать дефектные сварные стыки.

Перед сборкой и сваркой секций труб в нитку в условиях трассы необходимо выполнить следующие подготовительные работы:

- развезти и уложить секции труб на расстоянии не более 1,5 м от бровки траншеи под углом 15-20 градусов, к проектной оси траншеи;
- разместить в зоне производства работ трубоукладчики, сварочные агрегаты, бульдозер, центратор, емкости ГСМ, инвентарные лежки и другое необходимое оборудование и инструменты;
- установить на полосе отвода вагончики для обогрева людей, хранения инвентаря и сварочных материалов.

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50

Перед сборкой трубопровода должны быть выполнены следующие операции:

- конец трубопровода должен быть уложен на инвентарные лежки или на земляную тумбу;

- секция труб должна быть очищена от грязи и других посторонних предметов;

- кромки и прилегающие к ним наружные и внутренние поверхности секции должны быть зачищены до металлического блеска на ширину не менее 10 - 5 мм.

Работы по сборке и сварке трубопроводов выполняются в два этапа:

- 1 этап - центровка секции с ниткой трубопровода при помощи внутреннего или наружного центратора и сварка первого (корневого) слоя шва;

- 2 этап - сварка последующих слоев и контроль качества сварного шва.

В процессе сварки необходимо выполнить следующие операции:

- проверить состояние воздушной среды на месте проведения сварочных работ;

- произвести внешний осмотр, классифицировать дефекты, измерить толщину стенки труб нефтепровода в местах предполагаемой сварки;

- подготовить поверхности свариваемых деталей (снять фасок, зачистить поверхности труб);

- произвести сварочные работы;

- произвести контроль качества сварки.

4.10 Изоляционные работы

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
						51
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

При капитальном ремонте нефтепроводов с заменой труб рекомендуется применять труб с защитным покрытием, нанесенным в заводских или базовых условиях.

Изоляцию трубопровода выполняют изоляционными машинами, а места стыковки отремонтированного участка со «старым» участком, места установки ремонтных муфт, отводов, тройников, задвижек, вантузов – вручную.

Расстановка трубоукладчиков выполняется с соблюдением технологических параметров ремонтной колонны, согласно схемы прилагаемой к ПОС монтируется очистная машина и изоляционная машина, подготавливаются изоляционные материалы, заправляется изоляционная машина.

В зимний период времени перед производством изоляционных работ производится нагрев поверхности трубопровода газовой кольцевой печью до температуры не ниже плюс 10 °С.

Далее на трубу наносится грунтовка грунтовочной машиной МГ, которая входит в состав комплекса машин для изоляции горячей мастикой. Машина грунтовочная МГ предназначена для нанесения праймера (грунтовки) на очищенную от пыли, грязи и брызг металла наружную поверхность нефтепровода. В качестве праймера используется грунтовка «Транскор», толщина слоя которой после нанесения на трубопровод составляет 0,1 мм.

В местах установки муфт, задвижек производится вынужденная переустановка грунтовочной машины. Нанесение грунтовки в этих местах производится вручную.

Поверхность трубопровода при нанесении грунтовки должна быть сухой. Наличие влаги в форме пленки, капель, наледи или инея, а также следы копоти и масла не допускаются.

В случае образования на поверхности трубопровода влаги грунтовка и изоляционные покрытия наносятся только после предварительной просушки трубопровода сушильными устройствами, которые исключают возможность образования копоти и других загрязнений на поверхности трубопровода.

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
						52
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Слой грунтовки должен быть сплошным. Он не должен иметь сгустков, подтеков и пузырей.

Антикоррозионную изоляцию поверхности трубопроводов осуществляется покрытиями нормального или усиленного типа на базе битумных изоляционных мастик или же полимерных лент российского и импортного производства а также иных изоляционных материалов. Все изоляционные материал необходимо согласовывать к применению в установленном порядке в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164-98.

Изоляционные ленты наносятся на трубопровод по свеженанесенной невысохшей грунтовке.

После нанесения грунтовки осуществляется нанесение полимерно-битумной мастики «Транскор» с одновременным нанесением армирующего материала (стеклосетик ССТБ в рулонах) и термосуживающейся ленты ДРЛ-Л в два слоя. Общая толщина изоляционного покрытия в этом случае составит 5 мм. Все эти работы осуществляются изоляционной машиной МИАБ (машина изоляционная асмольно-битумная), предназначенной для нанесения пластичного изоляционного материала (мастики на основе битумов) методом экструдирования с одновременным нанесением защитной ленточной обертки.

Для расплавления мастики, поддержания в расплавленном состоянии и подачи ее в изоляционную машину при помощи гибкого обогреваемого рукава применяется котел асмольно-плавильный с электроподогревом КАПЭ 3300. Котел имеет механическую регулировку тепловых режимов, исключающее коксование мастики.

Изоляционные ленты и обертки должны наноситься без гофр, перекосов, морщин, отвисаний с величиной нахлеста для однослойного покрытия - не менее 3 см, для двуслойного - 50% ширины ленты плюс 3 см.

Чтобы обеспечить плотное прилегание лент и оберток по всей защищаемой поверхности и создать герметичность в нахлесте, необходимо постоянное натяжение материала с усилием. Усилие натяжения измеряют динамометром.

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
						53
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Нанесение изоляции в местах примыкания к существующему изоляционному покрытию выполнять следующим образом:

- очистить участок существующего изоляционного покрытия от посторонних примесей: земли, пыли, снега, льда и рваных частей покрытия;
- выполнить подогрев участка изоляции до температуры 70-80 °С горячим воздухом (техническим феном) или нагретым «паяльником», или другими способами, исключая подогрев открытым пламенем;
- нанести ручную грунтовку «Транскор», два слоя полимерно-битумной ленты «Литкор» и защитную обертку «ДРЛ-Л» с нахлестом 10 см по всему периметру.

Изоляционные покрытия сварных стыков (при использовании труб с заводской изоляцией), мест присоединения к трубопроводу запорной арматуры и т.п. по своим защитным характеристикам должны отвечать основному изоляционному покрытию трубопровода.

4.11 Контроль качества изоляционных покрытий трубопроводов

В общем случае все виды контроля можно разделить на три группы:

1. инспекционный;
2. входной;
3. операционный.

При *инспекционном контроле* проверяют:

- наличие нормативно-технической и проектной документации на производство изоляционных работ;
- техническое состояние машин, приборов, оборудования;
- наличие необходимого лабораторного оборудования, контрольно-измерительных приборов и инструментов и их соответствие требованиям ГОСТ, ТУ и других действующих нормативных документов;

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
						54
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- организацию входного контроля качества изоляционных и строительных материалов, изделий, деталей, порядок их хранения и транспортирования;

- ведение учета потерь от брака и рекламаций к поставщикам забракованных материалов и оборудования;

- организацию операционного контроля, а также работу технической инспекции по качеству;

- порядок ведения и оформления исполнительной документации, наличие записей проверяющих лиц и отметок об устранении обнаруженных нарушений.

Входной контроль производится организацией, получающей материалы, для проверки соответствия их качества техническим паспортам на них.

Входной контроль изоляционных материалов производится:

- при поступлении материалов на склад;

- на строительной площадке непосредственно перед применением изоляционных материалов.

К входному контролю относится проверка условий хранения и транспортировки материалов, которая должна производиться периодически 1 раз в месяц.

Операционный контроль предусматривает проверку отдельных операций и готового покрытия при изоляции трубопровода.

При нанесении изоляции на битумной основе контролируются следующие операции и параметры:

- качество очистки поверхности трубы;

- толщина грунтовки;

- адгезия (прилипаемость) слоя мастики;

- толщина изоляции;

- сплошность покрытия.

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
						55
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

4.12 Укладка изолированного трубопровода в траншею

После проверки качества изоляционного покрытия изолированный трубопровод укладывается в траншею. При этом необходимо смотреть за сохранностью покрытия. При наличии повреждений в покрытии осуществляется ремонт покрытия.

Изолированный участок трубопровода после укладки сразу засыпается либо присыпается грунтом. В скальных, каменистых, щебенистых, сухих, комковатых, глинистых и суглинистых грунтах под изолированный участок следует подсыпать мягкий грунт, толщина которого должна быть не менее 20 см.

Изолированный и присыпанный участок допускается оставлять незасыпанным грунтом не более 24 часов.

Контроль сплошности защитного покрытия на уложенном и засыпанном трубопроводе, который располагается в незамерзшем грунте, осуществляется при помощи искателя повреждений не ранее чем через 2 недели после его засыпки.

Все обнаруженные повреждения покрытия должны быть устранены. После засыпки вновь осуществляется контроль искателем дефектов.

4.13 Засыпка траншеи и ремонтного котлована

Засыпать траншею с уложенным отремонтированным трубопроводом следует непосредственно после укладочных работ в течение одной смены после подключения средств ЭХЗ.

Трубопровод начинают засыпать только после получения разрешения на засыпку.

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
						56
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

При засыпке трубопровода необходимо обеспечить сохранность труб и изоляционного покрытия, а также полное прилегание трубопровода ко дну траншеи.

Траншею надлежит засыпать минеральным грунтом с устройством валика по всей ширине траншеи с некоторым запасом по высоте на величину осадки. Величина засыпа зависит от вида грунта и глубины траншеи. Валику придают форму, обеспечивающую лучшие условия стока воды.

4.14 Очистка полости трубопроводов

При очистке полости трубопровода производятся следующие операции:

- удаляются грунт, вода и разные предметы, которые случайно попали внутрь при монтаже (сварке), а также поверхностный рыхлый слой ржавчины и окалины;

- путем пропуска поршня проверяется проходное сечение трубопровода, что обеспечивает возможность постоянного беспрепятственного пропуска очистных, инспекционных или иных особых приборов при последующей эксплуатации;

- достигается качество очистки полости, которое обеспечивает заполнение участка трубопровода транспортируемой нефтью без ее загрязнения и обводнения.

На трубопроводах, монтируемых без внутренних центраторов, осуществляется предварительная очистка полости. Очистка делается протягиванием очистных устройств в ходе сборки и сварки отдельных труб или секций в нитку.

Пропуск очистного или разделительного устройства по трубопроводу осуществляется под давлением воды или газа.

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
						57
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Впереди очистного или разделительного устройства для смачивания и размыва загрязнений заливают воду в объеме 10-15% от объема полости очищаемого трубопровода.

Чтобы обеспечить безостановочное устойчивое движение устройства, при промывке скорость перемещения очистного или разделительного устройства должна быть минимум 1 км/ч.

Когда очистное или разделительное устройство выйдет из трубопровода неразрушенным, промывка считается законченной.

4.15 Испытание отремонтированного участка трубопровода на прочность и проверка на герметичность

При капитальном ремонте трубопровода с заменой труб вновь прокладываемый участок перед его подключением в основную магистраль испытывают на прочность и проверяют на герметичность согласно НТД.

Испытание отремонтированного участка проводится гидравлическим (водой, незамерзающими жидкостями), пневматическим (воздухом) или комбинированным (воздухом и водой) способами.

Нефтепроводы испытывают, как правило, гидравлическим способом.

Для гидравлического испытания при заполнении трубопроводов водой из труб должен быть полностью удален воздух через воздухоспускные краны, которые устанавливаются в повышенных местах трассы.

В зависимости от категорий участков трубопровода этапы, величины испытательных давлений и продолжительность испытаний трубопроводов на прочность принимается со СНиП III-42-80:

- Категория В: $P_{исп} = 1,5P_{раб}$ – в верхней точке участка;
 $P_{исп} = P_{зав}$ – в нижней точке участка.
- I-II категории: $P_{исп} = 1,25P_{раб}$ – в верхней точке участка;

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
						58
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$P_{исп} = P_{зав}$ – в нижней точке участка.

- III-IV категории: $P_{исп} = 1,1P_{раб}$ – в верхней точке участка;

$P_{исп} = P_{зав}$ – в нижней точке участка.

При этом $P_{зав} = (2 \cdot \delta \cdot R) / D_{вн}$, где $R = 0,95R^H_2$.

При проверке 104-118 км ремонтируемого участка магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель» приняты следующие величины испытательных давлений:

а) $P_{исп} = 1,25P_{раб} = 1,25 \cdot 6,3 = 7,875$ МПа – в верхней точке участка;

б) $R = 0,95R^H_2 = 0,95 \cdot 353 = 335,35$ МПа;

$P_{зав} = (2 \cdot \delta \cdot R) / D_{вн} = (2 \cdot 10 \cdot 335,35) / 510 = 13,15$ МПа;

$P_{исп} = P_{зав} = 13,15$ МПа – в нижней точке участка.

Трубопровод подвергается повторяющемуся гидравлическому тестированию на прочность. Число циклов должно быть не менее 3-х, а величина испытательного давления (равного 0,95 нормативного предела текучести трубной стали), но не менее $P_{исп} = 1,1P_{раб}$ в верхней точке испытываемого участка (в рассматриваемом примере по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода $P_{исп}$ в верхней точке испытываемого участка должно быть не менее 6,93 МПа).

Время выдержки трубопровода под испытанием давлением должно составлять не менее 24 часов.

После испытания на прочность участка трубопровода и понижения испытательного давления до проектного рабочего проводится проверка на герметичность. Эта проверка осуществляется на протяжении времени, требуемого для осмотра трассы, но не менее 12 часов.

Если за время тестирования на прочность не произошло разрушение трубы, в пределах допустимых норм осталось давление, а при проверке на герметичность не были найдены утечки, трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность.

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
						59
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Если визуально, по звуку либо с помощью приборов выявлены разрывы, утечки, участок трубопровода ремонтируется и повторно испытывается на прочность и проверяется на герметичность.

После успешного испытания на прочность и проверки на герметичность вновь проложенный участок трубопровода подключается к главной магистрали и заполняется нефтью. Вытесняемый воздух удаляется через вантузы.

4.16 Подключение отремонтированного с заменой труб участка к действующему нефтепроводу и пуск его в работу

Концы отремонтированных участков нефтепровода должны лежать параллельно и рядом с действующим нефтепроводом, к которому подключается данный участок. При укладке в отдельную траншею подвод концов отремонтированного участка к действующему нефтепроводу необходимо совершать с помощью упругого изгиба в пределах не менее минимально возможного радиуса гнутых отводов либо их комбинации.

Подготовка к подключению участка начинается с подготовки заменяемого (отключенного) участка. Подготовка предполагает многократную очистку трубопровода щеточными скребками с целью удаления (уменьшения) внутритрубных отложений, которые осложняют работы при демонтаже отключенного участка и проверке герметичности отсекающих линейных задвижек.

В организационный период районным нефтепроводным управлением составляется план мероприятий по подключению отремонтированного участка к действующему нефтепроводу. В плане мероприятий последовательно указываются отдельные операции, требуемые технические средства, численность исполнителей и время выполнения. В итоге определяются время, которое потребуется для выполнения всего комплекса работ по совмещенному

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
						60
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

графику, технические средства и численность исполнителей с указанием источников комплектации. Если численности исполнителей и собственных средств не хватает, в акционерное общество подается заявка на все дополнительно необходимое, включая силы и средства исполнителей ремонтных работ.

До того, как начинаются работы, участки обеспечиваются двусторонней устойчивой связью, средствами укрытия и отдыха работников, пунктами питания и т.д.

Разрешение на начало комплекса планируемых работ дается исключительно после остановки перекачки и сброса давления. Опорожнение заменяемого участка считается наиболее продолжительной по времени, а порой и наиболее трудозатратой процедурой.

В первую очередь следует рассмотреть возможность сброса нефти с участка, который заменяется (отключается), в резервуарные емкости нефтеперекачивающих станций, нефтеперерабатывающих заводов, нефтепромыслов.

Если опорожнение участка путем сброса нефти в резервуарные емкости невыполнимо, а также если после сброса на участке есть остатки нефти, заменяемый участок отсекают ближайшими линейными задвижками (кранами) с дальнейшим опорожнением участка от нефти в точках намечаемого отключения.

На концах заменяемого участка вырезаются "катушки" протяженностью, необходимой для маневрирования на месте концами подключаемого участка. Вырезка «катушек» выполняется взрывным методом либо специальными машинками. Концы отключенного участка заглушаются сферическими заглушками.

При центровке труб перемещение концов действующего нефтепровода допустимо лишь после вскрытия его на длину, которая даст возможность выдержать минимальный радиус упругого изгиба. Кроме того, непременно выполняется визуальная проверка качества стыков.

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
						61
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Сварные стыки контролируются радиографическим методом.

Удаление воздуха из нефтепровода является следующей важной операцией. Для начала, удалить воздух необходимо попытаться выполнить в пределах опорожненного участка. Для этого в горной и гористой местности в верхних точках нефтепровода по профилю врезают воздухоспускные вантузы. Если по профилю имеются более высокие участки трубопровода с нефтью, то воздух вытесняют путем заполнения отсеченного участка нефтью с более высоких участков. В случае если нет возможности самотечного заполнения, нужно открыть отсекающие задвижки и возобновить перекачку при небольшом давлении и производительности.

На равнинной и слабохолмистой местности освобождение опорожненного участка от воздуха усложняется.

Чтобы полностью вытеснить воздух, как правило, в нефтепровод закладывают поршень-разделитель. Он закладывается в начале подключаемого участка по ходу потока либо в камере скребка предыдущей НПС. Заполнение участка нефтью осуществляется при закрытой задвижке на конце участка по потоку подпорными агрегатами предыдущих станций, насосными агрегатами типа ПНА, подачей нефти с других нефтепроводов либо с подключением одного основного агрегата с внутростанционным дросселированием на предыдущей станции с резервуарным парком. скорость потока должна быть минимальной, но не менее 1 км/ч.

Для предотвращения всплытия обводненных участков нефтепровода следует полностью удалить воздух до начала обводненных участков нефтепровода.

Для предотвращения деформации и затопления понтонов следует полностью удалить воздух до резервуаров с понтонами.

Перекачка нефти возобновляется в установленном технологическом режиме после того, трубопровод будет заполнен нефтью, также будет осуществлен осмотр подключенного участка.

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
						62
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Заполнение трубопровода нефтью является составной частью комплексного опробования участка, отремонтированного с заменой труб. Эта операция оформляется актом. Комплексное опробование нефтепровода с отремонтированным участком считается завершенным после 72 ч его работы в установленном режиме [3].

					<i>Последовательность и содержание</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		63

5 Возможность импортозамещения материалов, необходимых для капитального ремонта магистральных нефтепроводов

Сегодня во многих нефтяных компаниях на первом этапе, на этапе организационных и подготовительных работ, нередко решается вопрос об использовании отечественных материалов, т.е. вопрос об импортозамещении ранее используемой техники, материалов и приспособлений при капитальном ремонте магистральных нефтепроводов.

Что касается сварочной индустрии, то на территории РФ имеется 15 крупных предприятий-производителей сварочного оборудования для различных способов сварки и 30 производителей сварочных материалов. Обращает особое внимание практически полное отсутствие выпуска отечественных сварочных материалов для сварки высокопрочных трубных сталей (свыше К60), а также отсутствие производства самозащитной порошковой проволоки (Таблицы 5.1 и 5.2).

					Капитальный ремонт участка магистрального нефтепровода Игольско-Таловое-Парабель 104- 118км			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Богомолов П.П.</i>				Возможность импортозамещения материалов, необходимых для	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Богданова Ю.В.</i>						64	111
<i>Консульт.</i>	<i>Брусник О. В.</i>					ТПУ гр. 3-2Б21Т		
<i>Зав. Каф.</i>	<i>Рудаченко А.В.</i>							

Таблица 5.1 - Результаты анализа российских производителей сварочных материалов [4].

№	Наименование технологии сварки	Наличие российских сварочных материалов	Примечание
1	Ручная дуговая сварка покрытым электродом	+	Требуется проведение инспекции производства сварочных материалов с оценкой степени локализации производства продукции
2	Механизированная сварка плавящимся электродом в среде активных газов и смесях	+	
3	Механизированная сварка порошковой проволокой в среде активных газов и смесях	+	
4	Механизированная сварка порошковой проволокой в среде инертных газов и смесях	+	
5	Механизированная сварка самозащитной порошковой проволокой	+	
6	Автоматическая сварка плавящимся электродом в среде активных газов и смесях	+	
7	Автоматическая сварка порошковой проволокой в среде активных газов и смесях	+	
8	Автоматическая сварка самозащитной порошковой проволокой	+	
9	Автоматическая сварка под флюсом	+	

Таблица 5.2 - Импортозамещение сварочного оборудования на примере

источников питания для сварки [4]

Тип оборудования	Производители импортного оборудования	Производители отечественного оборудования
сварочные инверторы	Lincoln Electric Company, США Kemppi OY, Финляндия Miller Electric Mfg.Co., США Fronius, Австрия EWM, Германия	ЗАО «Уралтермосвар» ООО «НПП «Технотрон» ФГУП «ГРПЗ»
	Реализованные импульсные технологии сварки корня шва на весу: Kemppi OY, Финляндия Lincoln Electric Company, США Fronius, Австрия Miller Electric Mfg.Co., США EWM, Германия	Реализованные импульсные технологии: ООО «Технотрон» ЗАО «НПФ «ИТс»
сварочные агрегаты	Denyo Co., Ltd, Япония Miller Electric Mfg.Co., США Yamabico Corporation, Япония Lincoln Electric Company, США	ЗАО «Уралтермосвар» ООО «ЗсО «Искра» ЗАО «НПФ «ИТс»

Российские производители сварочного оборудования не выпускают высокопроизводительные сварочные комплексы для автоматической сварки кольцевых стыков трубопроводов, автоматические комплексы для сварки вертикальных и горизонтальных стыков стенок металлических вертикальных резервуаров.

В России отсутствуют аналоги сварочных автоматов для сварки внутренних слоёв шва при двухсторонней сварке CRC – Evans, США; AutoveldSystems, Великобритания.

Среди имеющихся способов восстановления несущей способности трубопроводов большое внимание уделяется применению безвырезных методов ремонта с использованием муфтовых технологий.

В настоящее время известно значительное количество конструкций для ремонта трубопроводов. Кроме металлических муфт, хорошо зарекомендовавших себя как надежное, относительно недорогое средство ремонта трубопроводов, наработан опыт применения в ремонтных конструкциях стеклопластиковых материалов. Кроме того, правительство Российской Федерации уже давно работает по обеспечению и поддержанию

импортозамещающих мероприятий в данной сфере. Так, 24 июля 2013 г. Распоряжением Правительства РФ № 1307-р был утвержден план мероприятий «Развитие отрасли производства композитных материалов».

Сегодня в ведущей корпорации трубопроводного транспорта нефти АО «АК «Транснефть» технология проведения работ по композитно-муфтовому ремонту магистральных трубопроводов получила широкое распространение. Однако, не на всех участках нефтепровода АО «АК «Транснефть» данный вид ремонта целесообразен: например, на нефтепроводе Уса-Ухта использование композитно-муфтовой технологии (КМТ) может привести к нарушению технического регламента, т.к. в условиях трассы не всегда возможно соблюдение температурных интервалов (от +3°С до +25°С) при заполнения муфты композитным составом. Также стоит уделить внимание зарубежному производству применяемых в КМТ материалов (компаунд) и оборудования (смеситель). Альтернативой КМТ может стать муфтовая ремонтная конструкция из стеклопластикового материала (СКМ), обладающая следующими преимуществами: возможность ремонта изогнутого участка, тройника; отсутствие необходимости снижения давления перекачиваемой среды; сокращение времени монтажа (не требуется устанавливать обогреваемое защитное укрытие палаточного типа над местом ремонта и ждать затвердевания композитного состава); небольшой вес СКМ исключает применение грузоподъемных механизмов и т.д. Все это ведет к значительному сокращению времени ремонта и задействованного персонала. А наличие в России опытного и мелкосерийного производства (ООО «Новые Трубные Технологии» г. Москва, ООО «Трубопроводспецстрой» г. Пермь, ОАО «Авангард» смоленская область, г. сафоново и др.) потенциально способного изготавливать муфтовые ремонтные конструкции из СКМ делает возможным обеспечение импортозамещения [5].

Что касается политики импортозамещения АО «АК «Транснефть», то компания столкнулась с необходимостью импортозамещения еще несколько лет назад, когда украинские поставщики насосов и сопутствующего

					<i>Возможность импортозамещения</i>	<i>Лист</i>
						67
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

оборудования стали срывать сроки поставок до 200 дней. Тогда начали вести работу с немецкими и японскими поставщиками, договорились о локализации их производств в России. Но санкции притормозили эту работу. Поэтому срочно пришлось искать в Европе производителя, который не боится санкций, и сейчас полным ходом идет создание производства насосов и электроприводов в Челябинске. Производство открыто, и уже с 2016-го компания надеется получить всю линейку насосного оборудования.

Кроме этого в Воронеже налажено производство специальных присадок, позволяющих снизить турбулентность потока нефти и, соответственно, увеличить объем прокачки за единицу времени. Эти присадки раньше производила только одна компания из США.

Что же касается инновационной составляющей, то здесь компания может гордиться успехами в диагностике трубопроводов. Дочернее предприятие «Транснефть-Диаскан» выпускает диагностические «снаряды». Данный прибор движется в потоке нефти и снимает со стенок трубы сразу 3 - 4 параметра, что снижает затраты на оценку ее технического состояния и поиск дефектов [6].

В целом, стоит отметить, что АО «АК «Транснефть» проводит активную работу по импортозамещению специализированного оборудования объектов магистральных нефтепроводов еще с момента своего учреждения Правительством РФ в 1993 году. По заказу компании были разработаны и освоены в производстве электроприводы для запорно-регулирующей арматуры; полный комплекс оборудования для систем автоматического пожаротушения; внутритрубные диагностические снаряды; очистные скребки; микропроцессорные системы автоматики для объектов и систем магистральных нефтепроводов; широкий ряд датчиков и контрольно-измерительной аппаратуры для контроля и управления технологическими процессами транспорта нефти; полный комплекс машин, оборудования и материалов для капитального ремонта изоляционных покрытий магистральных нефтепроводов; передвижные насосные установки откачки нефти; камеры приема-пуска

					<i>Возможность импортозамещения</i>	<i>Лист</i>
						68
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

средств очистки и диагностики; фильтры грязеуловители; запорно-регулирующая арматура, всего более 65 наименований оборудования и материалов.

Более 25 академических и научно-исследовательских институтов и 27 научно-производственных предприятий и заводов, в т.ч. 14 организаций, созданных на базе предприятий ВПК, РКА и Минатома России задействовано на конкурсной основе в разработках нового оборудования и технологий для систем магистрального нефтепроводного транспорта АО «АК «Транснефть» [7].

Значительный объем работ по импортозамещению материалов и оборудования в области строительства и капитального ремонта магистральных трубопроводов выполнен в ОАО «Газпром», АО «АК «Транснефть» и ОАО «АК «Транснефтепродукт» - строительство, реконструкция и эксплуатация объектов нефтегазотранспортной системы всё больше ведется с использованием отечественного оборудования, труб и материалов, финансируется их разработка и организация производства на российских предприятиях.

Реализация проектов по сооружению объектов трубопроводного транспорта должна стимулировать развитие смежных отраслей промышленности - машиностроения, металлургии, строительства, электротехники и других смежных отраслей для реализации повышенных требований к применяемым технологиям строительного производства, надежности применяемого оборудования и материалов. Всё это требует создание единого научного национального центра для координации и организации научных работ по созданию новых технологий и оборудования для нефтепроводной отрасли. В частности, требуется решение следующих задач:

- повышение качества продукции трубных заводов;
- повышение качества отечественной тяжелой строительной техники (бульдозеров, экскаваторов, трубоукладчиков), применяемой для строительства и ремонта объектов трубопроводов;

					<i>Возможность импортозамещения</i>	<i>Лист</i>
						69
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- освоение выпуска отечественными заводами продукции, востребованной магистральным трубопроводным транспортом, превышающей по своим характеристикам зарубежные аналоги.

					<i>Возможность импортозамещения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		70

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

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 104-118 км участка магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель» (с заменой труб) будет осуществлен в течение 2 месяцев.

6.1 Материальные затраты: потребность основных строительных машинах, механизмах, материалах и 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:

$$T_1 = \left(\frac{S_{\Gamma}}{V_{CP}} + \frac{S_{\Pi}}{V_{CP,0}} + t_{\Pi} + t_B \right) k_{\Pi}, \quad (5.1.1)$$

					Капитальный ремонт участка магистрального нефтепровода Игольско-Таловое-Парабель 104- 118км			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Богомолов П.П.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективност ь и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Богданова Ю.В.					71	111
Консульт.		Брусник О. В.				ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

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

k_{II} – коэффициент, учитывающий простои, $k_{II}=1,3$;

S_T и S_{II} – средневзвешенная дальность возки;

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

$V_{cp.o}$ – средняя скорость порожнего автотранспорта, принята - 40 км/ч;

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

t_B – время, затрачиваемое на выгрузку = 0,20 часа.

Число рейсов (N_1), которое может сделать одно автотранспортное средство:

$$N_1 = \frac{T}{T_1}, \quad (6.1.2)$$

Общее число необходимых рейсов для перевозки грузов в смену:

$$N = \frac{Q_{CP}}{q_1}, \quad (6.1.3)$$

где Q_{CP} - общий объем перевозимого груза;

q_1 - объем перевозимого груза за один рейс;

Необходимое количество автотранспортных средств:

$$n_{cp} = \frac{N}{N_1} \quad (5.1.4)$$

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

В таблице 6.1.1 приведен примерный перечень основных машин, механизмов и транспортных средств, необходимых для выполнения капитального ремонта 104-118 км участка магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель» (с заменой труб).

Таблица 5.1.1 - Ведомость потребности в основных строительных машинах и механизмах.

№ п/п	Наименование	Марка	Кол-во
1	Автогрейдер	ДЗ-98	1
2	Автокран	Урал КС 45717-1 "Ивановец", г/п 25 т	1
3	Автокран	ЛIEBHERR LTM1160/1, г/п 160 т	1
4	Автосамосвал	УРАЛ 583100, г/п 10 т	1
5	Автосамосвал	IVECO, г/п 25 т	1
6	Бензопила	Stihl	1
7	Бортовая машина	УРАЛ 4320	1
8	Бульдозер	Б-170	1
9	Вахтовый автобус	Камаз УСТ 54535	2
10	Водовозка	УРАЛ 4320-41	1
11	Дизельная электростанция	ДЭС - 100	2
12	Легковой транспорт	УАЗ 2206	2
13	Мотопомпа	МП 16/80	3
14	Пожарная машина	-	2
15	Топливозаправщик	Урал 4320	1
16	Трубовоз (с корзиной)	УРАЛ 4320	2
17	Трубоукладчик	ТГ-301	1
18	Трубоукладчик	ТГ-121	1
19	Трубоукладчик	KOMATSU D355	1
20	Тягач трала	MAN TGS	1
21	Фронтальный погрузчик	LG380	1
22	Экскаватор	НИТАСHI ZX200	2
23	Бетононасос	БН-25(Д, Е)	1
24	Вагон-дом	общежитие 8 мест.	15
25	Вагон-дом	общежитие 4 мест.	4
26	Вагон-дом	штаб	1
27	Вагон-дом	столовая	1
28	Вагон-дом	баня	1
29	Емкость (круглая в сечении) под бензин	10 м ³	1
30	Емкость (круглая в сечении) под ДТ	25 м ³	1
31	Компрессор		1
32	Контейнеры (сварочное оборудование)		2
33	Монтажное полотенце		5
34	Пенообразователь	-	1
35	Сварочная установка	УСЭБ-100	1
36	Сварочная установка	УСЭБ-200	1
37	Трал	г/п 70т	1
38	Установка для резки труб	«Файн»	2
39	Центратор внутренний	ЦВ54	1
40	Центратор наружный	ЦЗН-530	2

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

Стоимость материалов, необходимых для капитального ремонта 104-118 км участка магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель» приведена в таблице 5.1.2.

Таблица 5.1.2 - Стоимость материалов, необходимых для капитального ремонта 104-118 км участка магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель».

Наименование материала	Единица измерения	Потребность в материале	Цена за единицу, руб.	Стоимость материалов, руб.
Труба 530x10x11	шт.	120	105307	132686820,00
Термоусаживающая манжета «Термо СТМП»	шт.	3780	1700	6426000,00
Герметизирующие устройства Ду500	шт.	8	11500	92000,00
Пропан	кг.	72	40,42	2910,24
Кислород	баллон	8	838,70	6709,60
Круг отрезной	шт.	100	14,86	1486,00
Круг шлифовальный	шт.	200	25,12	5024,00
Мастика	кг.	100	58	5800,00
Электроды ОК74/70 Ø 3,2	кг.	100	204,5	20450,00
Электроды ОК74/70 Ø 4,0	кг.	130	134,35	17465,50
Электроды LB-52UØ 3,2	кг.	30	128,25	3847,50
Электроды LB-52UØ 2,2	кг.	20	131,70	2634,00
ИТОГО:				139271146,84

6.2 Потребность строительства в кадрах. Затраты на оплату труда и отчисления на социальные нужды

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 104-118 км

магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель» представлена в таблице 5.2.1.

Таблица 5.2.1 - Численность работающих.

Количество работающих, чел		
Всего	в том числе	
	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 5.2.2

Таблица 5.2.2 - 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	

К расходам на оплату труда относятся:

					Финансовый менеджмент,	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки в соответствии с принятыми на предприятии формами и системами оплаты труда;

- начисления стимулирующего характера, в том числе премии за производственные результаты, надбавки за профессиональное мастерство, достижения в труде и иные подобные показатели;

- начисления стимулирующего и (или) компенсирующего характера, связанные с режимом работы (за работу в ночное время, работу в многосменном режиме), условиями труда (тяжелые и вредные, особо вредные), за совмещение профессий, за работу в выходные и праздничные дни, за сверхурочную работу;

- единовременные вознаграждения за выслугу лет (надбавки за стаж работы по специальности) в соответствии с законодательством РФ;

- надбавки, обусловленные районным регулированием оплаты труда (по районным коэффициентам, надбавки за непрерывный стаж работы);

- оплата отпусков (основных и дополнительных);

- прочие выплаты в соответствии с действующим законодательством РФ.

Расходы на оплату труда рассчитываются по данным о потребной численности работников на выполнение планируемого объема работы по капитальному ремонту 104-118 км участка магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель» и величине среднемесячной заработной платы по формуле:

$$\Phi ЗП_{\text{ГВ}} = \sum Ч_i \cdot З_{\text{СР.М}} \cdot 12 \quad (5.2.1)$$

где $\Phi ЗП_{\text{ГВ}}$ – годовой фонд заработной платы работников; $Ч_i$ – численность работников i -й категории и профессии; $З_{\text{СР.М}}$ – среднемесячная заработная плата i -й категории и профессии.

					Финансовый менеджмент,	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		76

В АО «АК «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 104-118 км участка магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель», рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{СР.М}} = O + D_{\text{к}} + \text{ПР} + D_{\text{РК}} + D_{\text{СЕВ}} + D_{\text{ДОП}}, \quad (5.2.2)$$

где O – оклад работника; $D_{\text{к}}$ – 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); $D_{\text{РК}}$ – доплата по районному коэффициенту; $D_{\text{СЕВ}}$ – доплата за работу в районах севера; $D_{\text{ДОП}}$ – дополнительная заработная плата (доплата за вахтовый метод работы, время в пути).

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

Рассчитаем страховые взносы во внебюджетные фонды, обязательное страхование от несчастных случаев:

$$5\,170\,200 * 30\% = 1\,551\,060 \text{ руб.}$$

6.3 Амортизационные отчисления

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

					Финансовый менеджмент,	<i>Лист</i>
						77
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Сумма амортизационных отчислений за 2 месяца работ = Первоначальная (восстановительная) стоимость 1 единицы (руб.) / Срок полезного использования 1 единицы (мес.) * Количество единиц (шт.) * 2 мес. (5.3.1)

Расчёт амортизационных отчислений приведён в Приложении В.

6.4 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:

$$5\,170\,200 * 0,1 = 517\,020 \text{ руб.}$$

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 (таблица 5.4.1).

Таблица 5.4.1 - Общая сумма затрат, необходимая для капитального ремонта 104-118 км участка магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель».

Состав затрат	Сумма затрат, руб.	Структура затрат, %
Материальные затраты	140 905 820,68	65,15
Затраты на оплату труда	5 170 200,00	2,39
Отчисления на социальные нужды	1 551 060,00	0,72
Амортизационные отчисления	6 350 345,24	2,94
Прочие затраты	517 020,00	0,24
Итого основных расходов	154 494 445,92	-
Накладные расходы (40% от основных)	61 797 778,37	28,57
Всего затраты на мероприятие	216 292 224,29	100,00

ВЫВОД: на проведение капитального ремонта 104-118 км участка магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель» в течение 2-ух месяцев потребуется 216 292 224,29 рублей. Наибольший удельный вес (65,15%) в структуре затрат на проведение ремонтных работ занимают расходы на материальные затраты.

					<i>Финансовый менеджмент,</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		79

7 Социальная ответственность

Магистральный нефтепровод «Игольско-Таловое-Парабель», DN 530мм. пересекает р. Чибис на 108 км по трассе магистрального нефтепровода и предназначен для транспортировки нефти.

Техническая характеристика магистрального нефтепровода (МН):

- диаметр трубопровода и толщина стенки - 530x10мм;
- максимальное рабочее давление – 6,3 МПа;
- температура перекачиваемой нефти – от +5 до +30 °С.

На рассматриваемом участке нефтепровода постоянно действующего производственного персонала нет. Производственный персонал может находиться в зоне действия поражающих факторов во время производства строительных работ по капитальному ремонту МН и планового обслуживания.

7.1 Производственная безопасность

При ремонте и обслуживании нефтепровода персонал попадает в зону действия следующих поражающих факторов:

- движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции;
- повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					<i>Капитальный ремонт участка магистрального нефтепровода Игольско-Таловое-Парабель 104- 118км</i>			
Разраб.		Богомолов П.П.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Богданова Ю.В.					80	111
Консульт.		Брусник О. В.				ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

В случае аварий нефтепровода персонал попадает в зону действия следующих поражающих факторов:

- воздействие теплового излучения пожара;
- воздействие воздушной ударной волны (зона полных разрушений);
- токсическое действие нефти;
- поражающее действие осколков.

Численность персонала определяется видами работ, выполняемых при капитальном ремонте и технологическом обслуживании проектируемого участка нефтепровода. 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.

7.1.1 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

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						81
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

пожаробезопасности и применением взрывозащищенного оборудования в соответствии с ВППБ 01-04-98.

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.

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

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».

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.

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		82

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 (с попр. 2001). 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.

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 захватившего 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

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						83
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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:

- 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 охранная 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.

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						84
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

7.1.2. 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 12.1.003-8.

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.

7.1.3 Поражение электрическим током

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

Значение напряжения в электрической цепи должно удовлетворять схеме электрической цепи.

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

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						85
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- 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.

7.1.4 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.

2) В соответствии с Положением о разграничении ответственности при проведении плановых работ на линейной части магистральных нефтепроводов

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						86
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ответственность за производство огневых работ возлагается на главного инженера ЛПДС.

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:

- кошма войлочная или асбестовое полотно размером 2х2 –2 штуки;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		87

- 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 Экологическая безопасность

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.

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.

7.2.1 Воздействие на окружающую среду в период капитального ремонта

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						88
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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.

7.2.2 Воздействие на водную среду

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

- земляные работы вблизи и на участках с высоким стоянием грунтовых вод;
- работы в русле и на пойме реки при демонтаже и монтаже трубопровода;

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

- 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.

7.2.3 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;
- применение строительных материалов, имеющих сертификат

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

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:

– контроль топливной системы механизмов, а также системы регулировки подачи топлива, обеспечивающих полное его сгорание (силами подрядчика) для удержания значений выбросов загрязняющих веществ от

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						91
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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:

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

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		92

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.

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.

7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

- паводковые наводнения;

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						93
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- 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 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:

$$R_1 = 18,5 \cdot \sqrt[3]{Q(M)}, \quad (7.3.1)$$

где Q – количество газа, пара в тоннах.

Радиус зоны смертельного поражения людей определяется по формуле:

$$R_{СПЛ} = 30 \cdot \sqrt[3]{Q(M)} \quad (6.3.2)$$

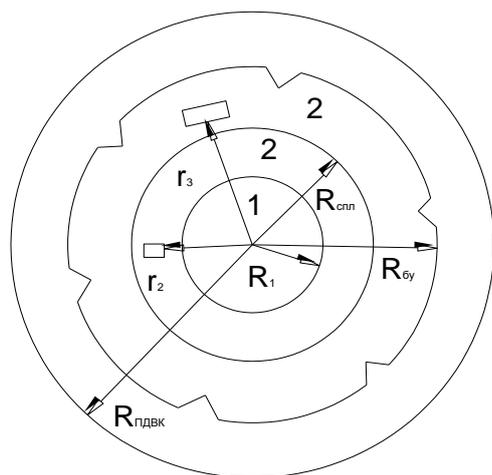


Рисунок 6.3.1 – Зона воздействия при взрыве паровоздушной смеси, где 1 – зона детонационной волны; 2 – зона ударной волны; R_1 – радиус зоны детонационной волны (м); $R_{спл}$ – радиус зоны смертельного поражения людей; $R_{бв}$ – радиус безопасного удаления; $R_{пдвк}$ – радиус предельно допустимой 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 должен быть оснащен спецодеждой, спец обувью и другие средства индивидуальной защиты (очки, перчатки, каски и т.д.), которые предусмотрены типовыми и отраслевыми нормами.

7.4 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:

- 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.).

- Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.

- Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014)

- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03

- Инструкции по технике безопасности предприятия.

- Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.

- ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»

- Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СНиП .21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г.

- Закон о пожарной безопасности №69-ФЗ, принят 21.12.1994 г (с дополнениями и изменениями от 22.08.1995 г, от 18.04.1996г, от 2.01.1998 г, от 11.2000 г. от 27.12.2000 г.).

- Пожарная охрана предприятий. Общие требования. НБТ - 201-96, утв. 01.03.1992г.

- Правила пожарной безопасности РФ ППБ-01-93. МВД РФ 14.12.1993 г., дополнения к ним от 25.07.1995 г.

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						96
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Заключение

Безаварийная работа и удлинение срока службы магистральных нефтепроводов в основном зависят от своевременно и качественно проведенного капитального ремонта.

В ходе работы был проанализирован капитальный ремонт магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель» на участке 104-118 км. Проведение капитального ремонта на данном участке обусловлено наличием большого количества опасных и потенциально опасных дефектов (потеря металла, вмятины, дефекты сварного шва). Было установлено, что на данном участке трубопровода необходимо произвести капитальный ремонт, заключающийся в полном восстановлении линейной части данного участка, то есть ремонт с заменой труб путем укладки в совмещенную траншею вновь прокладываемого участка трубопровода рядом с заменяемым с последующим демонтажем последнего. Данный выбор обусловлен тем, что капитальный ремонт с заменой изоляционного покрытия не позволит устранить все дефекты, и в будущем неполадки на данном участке будут возникать вновь. Выборочный ремонт производится как правило на коротких участках магистральных трубопроводов.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					<i>Капитальный ремонт участка магистрального нефтепровода Игольско-Таловое-Парабель 104- 118км</i>			
Разраб.		Богомолов П.П.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Богданова Ю.В.					97	111
Консульт.		Брусник О. В.				ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

Для проведения качественного капитального ремонта данного участка прежде всего необходимо полноценно выполнить организационные мероприятия (составить перспективный и текущий планы капитального ремонта трубопровода, разработать и утвердить задание на проектирование капитального ремонта, разработать рабочий проект на капитальный ремонт, оформить финансирование и т.д.), а также осуществить подготовительные работы (подготовить подъездные и вдольтрассовые дороги, разместить и обустроить полевой городок, перебазировать ремонтные колонны к месту работы, подготовить ремонтные полосы и т.д.). На этапе организационных и подготовительных работ, нередко решается вопрос об использовании отечественных материалов, т.е. вопрос об импортозамещении ранее используемой техники, материалов и приспособлений при капитальном ремонте магистральных нефтепроводов.

Сегодня существует хорошая возможность значительно сократить затраты на ремонт за счет импортозамещения материалов и техники. Так, АО «АК «Транснефть» уже длительное время используют в своей производственной деятельности более 65 наименований отечественного оборудования и материалов, являющихся аналогами зарубежных (внутритрубные диагностические снаряды, внутритрубные диагностические снаряды, полный комплекс машин, оборудования и материалов для капитального ремонта изоляционных покрытий магистральных нефтепроводов и т.д.). Однако, для полного импортозамещения материалов и оборудования сегодня необходимо решить такие проблемы как повышение качества продукции трубных заводов, повышение качества отечественной тяжелой строительной техники (бульдозеров, экскаваторов, трубоукладчиков), применяемой для строительства и ремонта объектов трубопроводов, а также освоение выпуска отечественными заводами продукции, востребованной магистральным трубопроводным транспортом, превышающей по своим характеристикам зарубежные аналоги.

					Заключение	<i>Лист</i>
						98
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Проведение земляных работ, подъем, поддержание и укладка трубопроводов, сварочные и изоляционные работы должны отвечать требованиям и нормам, установленным руководящими документами (РД 39-0147105-015-98. Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов), строительным нормам и правилам (СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы») и другим руководящим документам в области капитального ремонта магистральных трубопроводов. Все производимые работы должны подвергаться тщательному контролю, а восстановленный нефтепровод должен пройти испытание на герметичность, прочность, устойчивость и проверку предотвращения недопустимых пластических деформаций.

Реализация всех этапов ремонта должна обеспечиваться при строгом соблюдении производственной безопасности, в частности полноценно должны проводиться мероприятия по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов и предотвращению риска аварий на опасном производственном объекте. Также организация всех работ должна отвечать требованиям пожарной, экологической безопасности. Кроме того ведущие компании в нефтяной промышленности должны проводить мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду в период капитального ремонта.

Произведя технологические расчеты, было установлено, что для капитального ремонта на участке 104-118км магистрального нефтепровода «Игольско-Таловое-Парабель» необходимо использовать трубы с номинальной толщиной стенки 10 мм. Такая толщина стенки обеспечит более длительную защиту от коррозии, а также удовлетворяет все требованиям, предъявляемым к данному параметру СНиП 2.05.06-85* (толщина стенки должна быть не менее $1/100 D_n$ и не менее 4 мм, а также должно выполняться условие о том, чтобы величина гидростатического давления была не менее величины рабочего (нормативного) давления). Условие прочности также выполняется. Кроме того успешно пройдена проверка условий предотвращения недопустимых

					Заключение	<i>Лист</i>
						99
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

пластических деформаций и проверка общей устойчивости трубопроводов в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы.

Что касается социально-экономических затрат, то для осуществления капитального ремонта рассматриваемого участка нефтепровода в течение двух месяцев предположительно потребуется 42 рабочих под руководством 6 ИТР, использование порядка 72 единиц машин и механизмов. Общая сумма затрат на капитальный ремонт с заменой труб составит около 216 миллионов рублей. Наибольший удельный вес (65,15%) в структуре затрат на проведение ремонтных работ безусловно занимают расходы на материальные затраты.

Таким образом, в ходе работы была достигнута поставленная цель и решены задачи.

Современные экономические условия, а так же высокие финансово-экономические затраты на обеспечение бесперебойной работы магистральных нефтепроводов обуславливают высокую значимость вопроса выбора оптимальных технологий капитального ремонта, действующих объектов нефтепроводного транспорта.

					Заключение	<i>Лист</i>
						100
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Список использованных источников

1 РД 153-39.4-067-04. Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов (Положение).

2 РД 39-0147105-015-98. Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов. - Уфа: ИПТЭР, 1998.

3 Гумеров А.Г., Зубаиров А.Г., Векштейн М.Г., Гумеров Р.С., Азметов Х.А. Капитальный ремонт подземных нефтепроводов. - М: Недра, 2008. - 525 с.

4 Нефть и газ Сибири №1 (18) 2015 г. III Российская научно-техническая конференция «Актуальные вопросы нефтегазового строительства» [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <http://sib-ngs.ru/journals/article/191>, свободный. – Загл. с экрана – Яз. рус. Дата обращения: 12.04.2016 г.

5 Можегова О.В. Разработка конструкции муфты из стеклопластиковых материалов для ремонта нефтепровода без остановки перекачки // Ухтинский государственный технический университет [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: http://www.ugtu.net/sites/default/files/pages/konvent/mozhegova_o._v._ugtu_uhta_ruk._salnikos_a._v._razrabotka_konstrukcii_mufty_iz_stekloplastikovyh_materialov_dlya_remonta_neftepronefte_bez_ostanovki_perekachki.pdf, свободный. – Загл. с экрана – Яз. рус. Дата обращения: 18.04.2016 г.

6 Российская газета. Экономика. Из первых рук. Притяжение трубы. Россия теперь может маневрировать экспортными потоками нефти [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: <http://www.rg.ru/2015/05/13/tokarev.html>, свободный – Загл. с экрана – Яз. рус. Дата обращения: 18.04.2016 г.

7 Союз производителей нефтегазового оборудования. <http://www.derrick.ru/?f=n&id=6460>

8 Большая Энциклопедия Нефти Газа. Капитальный ремонт - магистральный нефтепровод. <http://www.ngpedia.ru/id398594p1.html>

9 http://edu.dvgups.ru/METDOC/ITS/EKON_S/EKON_PREDPR/METOD/EKON_PRED/Zem_2.htm

10 Ясин Э.М., Черников В.И. Устойчивость подземных трубопроводов. -М: Недра, 1967.

11 Ясин Э.М., Березин В.Л., Ращепкин К.Е. Надежность магистральных трубопроводов. - М: Недра, 1972.

12 Березин В.Л., Ращепкин К.Е. и др. Капитальный ремонт магистральных трубопроводов. - М: Недра, 1978.

13 Гумеров А.Г., Зайнуллин Р.С, Гумеров Р.С, Гаскаров Н.Х. Восстановление работоспособности труб нефтепроводов. - Уфа: Башкнигоиздат, 1992.

14 Гумеров А.Г., Зайнушин Р.С. и др. Старение труб нефтепроводов. - М: Недра, 1995.

15 Айбиндер А.Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость: Справ. пособие. - М.: Недра, 1991.

16 Кумылганов А.С. Состояние и перспективы капитального ремонта магистральных нефтепроводов // Трубопроводный транспорт нефти. - 1995. -№ 5.

17 Методика расчета на прочность и устойчивость ремонтируемого участка нефтепровода диаметром 219-1220 мм. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1976.

18 СН 452-73. Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов. - М: Госстрой СССР, 1973.

19 РД 39Р-0139600-0001-90. Инструкция на технологический процесс капитального ремонта подземных нефтепроводов диаметром 530 — 720 мм в зимнее время. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1990.

20 СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы. - М: Минстрой России, 1997.

21 СНиП III-42-80'. Магистральные трубопроводы. - М.: Минстрой России, 1997.

22 Правила охраны магистральных трубопроводов. - М.: Минтопэнерго РФ, 1992.

23 РД 39-0147105-015-98. Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов. - Уфа: ИПТЭР, 1998.

24 ВСН 004-88. Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация. - М.: ВНИИСТ, 1990.

25 ВСН 006-89. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка. - М.: ВНИИСТ, 1990.

26 ВСН 012-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов Контроль качества и приемка работ.

27 ВСН 008-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция. - М.: ВНИИСТ, 1990.

28 РД 153-39-030-98. Методика ремонта дефектных участков магистральных нефтепроводов по результатам внутритрубной диагностики. - М.: АК Транснефть, 1998.

29 РД 39-00147105-016-98. Методика расчета прочности и устойчивости ремонтируемых линейных участков магистральных нефтепроводов с учетом дефектов, обнаруженных при диагностическом обследовании. - Уфа: ИПТЭР, 1998.

30 СП 34-101-98. Выбор труб для магистральных нефтепроводов при строительстве и капитальном ремонте. — М.: АК Транснефть, 1998.

31 Инструкция по применению современных сварочных материалов и оборудования при капитальном ремонте магистральных нефтепроводов. -Уфа: Транстэк, 1998.

32 РД 102-011-89. Охрана труда. Организационно-методические документы. - М.: ВНИИСТ, 1990.

33 ВСН 014-89. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Охрана окружающей среды. - М.: ВНИИСТ, 1990.

34 ГОСТ 20295-85*

35 Коршак, А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебник для вузов / А.А. Коршак, А.М.Нечваль – М.: Недра, 2008

36 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

37 ГОСТ 20295-85. Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов.

38 СП 34-101-98 Выбор для труб магистральных нефтепроводов при строительстве и капитальном ремонте. Стандарт отрасли "Нефтепроводы магистральные Кольцевые, продольные, спиральные швы с дефектами и трубы с расслоениями Определение долговечности", 2003г.

39 Методика определения опасности повреждений стенки труб магистральных трубопроводов по данным обследования внутритрубными дефектоскопами, 1997г;

40 РД 153-394 Р-119-02* Методика оценки работоспособности и проведения аттестации магистральных нефтепроводов.

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			АИ-92	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	ЛIEBHERR LTM1160/1, 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	IVECO, 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 4320-41	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 D355	1		47	200			9400	21,40	201160,00
20	Тягач трала	MAN TGS	1		188		550		1034	21,40	22127,60
21	Фронтальный погрузчик	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 на оплату труда работников

Наименование	Кол ичес тво	Разря д	Оклад (О), руб.	Компенсиацион ные доплаты (Дк), руб.	Прем ия (П), руб.	Доплата по районному коэффицие нту (РК=50%) (Дрк), руб.	Допла та за работу в района х севера (Дсев), руб.	Дополнитель ная зарботная плата (Ддоп), руб.	Зарботн ая плата 1 рабочего за месяц (ЗП), руб.	Зарботн ая 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 топливозаправщи ка	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
Машинист автобетоносмесителя	1	5	16 000	600	11 200	8 000	8 000	6 400	50 200	100 400
Машинист автогрейдера	1	5	17 000	600	11 900	8 500	8 500	6 400	52 900	105 800
Машинист автокрана	1	6	18 000	600	12 600	9 000	9 000	6 400	55 600	111 200
Машинист бульдозера	1	6	18 000	600	12 600	9 000	9 000	6 400	55 600	111 200
Машинист крана трубоукладчик	3	6	18 000	600	12 600	9 000	9 000	6 400	55 600	333 600
Машинист экскаватора	2	6	18 000	600	12 600	9 000	9 000	6 400	55 600	222 400
Машинист электростанции	1	5	16 000	600	11 200	8 000	8 000	6 400	50 200	100 400
Машинист погрузчика	1	5	16 000	600	11 200	8 000	8 000	6 400	50 200	100 400
Монтажник	5	5	17 000	600	11 900	8 500	8 500	6 400	52 900	529 000
Трубопроводчик линейный	5	5	17 000	600	11 900	8 500	8 500	6 400	52 900	529 000
Электросварщик	4	6	18 000	600	12 600	9 000	9 000	6 400	55 600	444 800
Начальник ЛАЭС (ИТР)	1	9	20 000	600	14 000	10 000	10 000	6 400	61 000	122 000
Мастер ЛАЭС (ИТР)	1	8	19 000	600	13 300	9 500	9 500	6 400	58 300	116 600
Мастер ЦРС (ИТР)	1	8	19 000	600	13 300	9 500	9 500	6 400	58 300	116 600
Мастер ВЛ ЭХЗ (ИТР)	1	8	19 000	600	13 300	9 500	9 500	6 400	58 300	116 600
Инженер охраны труда (ИТР)	1	9	20 000	600	14 000	10 000	10 000	6 400	61 000	122 000

Приложение В

(обязательное)

Амортизационные отчисления

№ п/п	Наименование	Марка	Ко-л-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 "Ивановец", г/п 25 т	1	5 450 000,00	60	181 666,67
3	Автокран	ЛIEBHER 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	КОМАТС	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	НИТАЧИ 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	общежит ие 8 мест.	15	2 000 000,00	60	1 000 000,00
25	Вагон-дом	общежит ие 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