

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Капитальный ремонт магистрального нефтепровода методом врезки катушки

УДК 622.692.4.053-049.32

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Б	Иванущенко Илья Сергеевич		

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Беляев Д.В.	-		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Креницына З.В.	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и профессиональной деятельности безопасные условия в профессиональной деятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности

ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать заданные режимы эксплуатации нефтегазотранспортного оборудования и контролировать выполнение производственных показателей процессов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
ПК(У)-6	Способен проводить планово-предупредительные, локализационно-ликвидационные и аварийно-восстановительные работы линейной части магистральных газонефтепроводов и перекачивающих станций
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические основы и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности работы объектов трубопроводного транспорта углеводородов

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР

(Подпись) (Дата) Брусник О.В.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Б	Иванущенко Илье Сергеевичу

Тема работы:

Капитальный ремонт магистрального нефтепровода методом врезки катушки

Утверждена приказом директора (дата, номер)

14.02.2022 г. № 45-46/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

Объектом исследования является магистральный нефтепровод «Нижневартовск-Курган-Куйбышев», являющийся частью системы магистральных нефтепроводов, объединенных компанией «АК «Транснефть» и проводимый капитальный ремонт на участке 2119,5км-2130,9 км нефтепровода.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Изучить характеристику района проведения работ и объекта капитального ремонта; 2. Изучить теоретические основы капитального ремонта магистрального нефтепровода 3. Провести анализ выборочного ремонта дефектных участков по результатам диагностики 4. Провести разработку мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода 5. Произвести механический и гидравлический расчет нефтепровода
Перечень графического материала	- Рисунки; - Таблицы
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Креницына Зоя Васильевна Доцент (ОСГН, ШБИП), к.т.н.
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович Старший преподаватель
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	28.01.2022 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Беляев Д.В.	-		28.01.2022 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Б	Иванущенко И.С.		28.01.2022 г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Б	Иванущенко Илья Сергеевичу

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

Тема ВКР:

Капитальный ремонт магистрального нефтепровода путем врезки катушки	
Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Бюджет проекта – не более 1 000 000 руб., в т.ч. затраты по оплате труда – не более 150 000 руб.
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Районный коэффициент – 1,3
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30,2 %
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Описание потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ
Планирование и формирование бюджета научных исследований	Планирование работ, разработка диаграммы Ганта, формирование бюджета затрат.
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка сравнительной эффективности исследования.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
Карта сегментирования рынка Матрица SWOT График реализации проекта	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына З.В.	канд.тех.наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Б	Иванущенко Илья Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Б	Иванущенко Илья Сергеевич

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

Тема ВКР:

Капитальный ремонт магистрального нефтепровода путем врезки катушки	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: технология капитального ремонта нефтепровода. Область применения: магистральные нефтепроводы
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	1. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. 2. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования 3. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования 4. ФЗ «О специальной оценке условий труда» от 28.12.2013 N 4265. Трудовой кодекс РФ, редакции от 01.01.2020
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ потенциально вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: - Повышенный уровень шума - Отклонения показателей климата на открытом воздухе - Недостаток необходимого естественного освещения. Опасные факторы: - Движущиеся машины и механизмы - Производственные факторы, связанные с электрическим током - Пожаро-взрывоопасность

3. Экологическая безопасность:	1. Атмосфера:
	Загрязнение выбросами выхлопных газов от строительной техники при производстве работ. -испарение от нефти. 2. Литосфера: - сохранение плодородного слоя почвы после ремонтных работ. -роливы нефти в местах подземной и надземной прокладкинефтепровода. 3. Гидросфера: - разливы нефти и нефтепродуктов местах подводного перехода нефтепровода.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: лесные пожары, взрыв попутного газа в полости нефтепровода, разливы нефти в результате порыва нефтепровода, разгерметизация при ремонте участка нефтепровода. Наиболее типичная ЧС: утечки нефти и неполная откачка попутного газа.

Дата выдачи задания для раздела по линейному

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Б	Иванущенко Илья Сергеевич		

Определения

«Вмятина» – локальное уменьшение проходного сечения трубы в результате механического воздействия, при котором не происходит излома оси нефтепровода.

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

«Овальность» – дефект геометрии, при котором сечение трубы имеет отклонение от округлости, а наибольший и наименьший диаметры находятся во взаимно перпендикулярных направлениях.

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

«Риска» (царапина, задир) – потеря металла стенки трубы, происшедшая в результате взаимодействия стенки трубы с твердым телом при взаимном перемещении.

«Расслоение» – несплошность металла стенки трубы.

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

«Расслоение в околошовной зоне» – расслоение, примыкающее к сварному шву.

«Трещина» – дефект в виде узкого разрыва металла стенки трубы.

					Капитальный ремонт магистрального нефтепровода путем врезки катушки		
<i>Из</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис.</i>	<i>Лист</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Иванущенко И.С.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Риковод.</i>						9	130
<i>Рик. ООП</i>		<i>Бригник О.В.</i>			Определения Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8Б		

Реферат

Ключевые слова: нефтепровод, дефект, катушка, сварка, землеотвод..

В данном дипломном проекте рассматривается капитальный ремонт магистрального нефтепровода методом врезки катушки.

В первой части дана характеристика района проведения работ, включая данные по участку нефтепровода, дефектам. Представлены данные о затратах времени на производство работ, откачку нефти.

В расчетной части проведены механические расчеты, а также гидравлический поверочный расчет.

В третьей части рассмотрены работы, связанные с строительной частью, приведены общие положения по проведению подготовительных работ, сварочно-монтажных работ. Также проведен отбор проб воздушной среды.

В данном проекте учтены требования нормативной документации представленной в списке использованных источников.

Дипломный проект представлен в виде пояснительной записки и графической части.

Объем выпускной квалификационной работы составил 132 страницы.

					Капитальный ремонт магистрального нефтепровода путем врезки катушки			
<i>Из</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпис</i>	<i>Лист</i>				
<i>Разраб</i>		Иванущенко И.С.			Реферат	<i>Лист</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Риковад</i>							10	131
<i>Рик. ООП</i>		Брисник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8Б		

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	13
1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ	15
1.1 Характеристика района проведения работ	15
1.2 Характеристика объекта капитального ремонта	19
1.4 Характеристика устраняемых дефектов	19
1.5 Характеристика отключаемого участка	21
1.6 Обеспечение землеотвода для производства работ	21
1.7 Затраты времени на производство работ, откачку нефти, вывод нефтепровода на установленный режим работы	21
2 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	22
2.1 Механический расчет нефтепровода	22
2.2 Гидравлический поверочный расчёт	31
3 ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	36
3.1 Общие положения	36
3.2 Подготовительные работы	36
3.3 Остановка перекачки нефти на ремонтируемом участке	44
3.4 Откачка нефти из отключённого участка	45
3.5 Сварочно-монтажные работы	52
3.6 Засыпка трубопровода	61
3.7 Пуск и вывод МН «Нижевартовск-Курган-Куйбышев» на установленный режим	61
3.8 Перечень необходимой техники, оборудования и материалов	61
4 ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА	66
4.1 Очистка трубопровода от старой изоляции	66
4.2 Визуально-измерительный контроль	69

					Капитальный ремонт магистрального нефтепровода путем врезки катушки		
<i>Из</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис.</i>	<i>Лист</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Иванущенко И.С.</i>			<i>Лист</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Риковод.</i>		<i>Беляев Л.В.</i>				11	131
<i>Рик. ООП</i>		<i>Брисник О.В.</i>			Содержание		
					Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8Б		

4.3 Ремонтные сварочно-монтажные работы	72
4.4 Засыпка траншеи	89
4.5 Испытание отремонтированного участка нефтепровода	90
5. ОТБОР ПРОБ ВОЗДУШНОЙ СРЕДЫ	93
5.1 Выполнение отбора проб	93
6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	95
7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	119
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	129
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	130

					Содержание	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>		12

ВВЕДЕНИЕ

Нефтепровод «Нижневартовск-Курган-Куйбышев», введённый в эксплуатацию в 1969 г., является частью системы магистральных нефтепроводов, объединенных компанией «АК «Транснефть».

Старение металла труб, воздействие на их внутреннюю и наружную стенки коррозионно-агрессивной среды заставило эксплуатирующие организации заняться диагностикой трубопроводов с использованием внутритрубных инспекционных приборов. За это время профиломером «Калипер» и ультразвуковым дефектоскопом «Ультраскан-WM» обследовано 955 км нефтепровода. Нефтепроводы ОАО «АК «Транснефть», введенные в эксплуатацию до 1970 года, строились, в основном, без активной защиты от коррозии, а пассивная защита представляла собой битумную изоляцию низкого качества.

Результаты внутритрубной диагностики участка нефтепровода «Бугуруслан-Ерзовка» показали, что на некоторых участках нефтепровода имеются коррозионные повреждения значительной глубины, что уменьшает эксплуатационную надёжность нефтепровода. Диагностика состояния изоляционного покрытия показала необходимость в его замене на участке 2119,5км-2130,9км нефтепровода. Следовательно, вопрос капитального ремонта магистрального нефтепровода с вырезкой коррозионных участков и механизированной переизоляцией является актуальной задачей для бесперебойной и безаварийной перекачки нефти .

					Капитальный ремонт магистрального нефтепровода путем врезки катушки		
<i>Из</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис.</i>	<i>Лист</i>			
<i>Разраб.</i>		Иванущенко И.С.			<i>Лист</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Риковод.</i>		Беляев Л.В.				13	131
<i>Рик. ООП</i>		Брисник О.В.			Введение Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8Б		

1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1 Характеристика района проведения работ

Географическое положение района проведения работ

Участок «Бугуруслан-Ерзовка» магистрального нефтепровода «Нижневартовск-Курган-Куйбышев», диаметром 1220 мм км расположен на землях Бугурусланского района Оренбургской области .

Рельеф участка трассы представлен одним генетическим типом рельефа: денудационным, это – водораздельные поверхности и склоны долин с осложняющими их микрорельефами (овраги, промоины). Максимальные отметки рельефа наблюдаются в переходных зонах возвышенностей.

Для определения геологического строения и характеристик грунтов на участке капитального ремонта необходимо воспользоваться результатами геологического обследования участка капитального ремонта. Результат геологических изысканий представлен в виде инженерно-геологического разреза.

Современные аллювиальные (aQIV) представлены суглинком и песками различной крупности.

Нижне-среднечетвертичные отложения элювиально-делювиальные (e,dQI-III) представлены различными глинами. Данные отложения развиты на коренном правобережном склоне и водоразделе.

Нормативная глубина промерзания для суглинков и глин составляет 1,55 м, для мелких песков составляет 1,89 м.

Коррозионная агрессивность грунтов на глубине 1,5 - 2,0 м по отношению к стали – высокая.

					Капитальный ремонт магистрального нефтепровода путем врезки катушки		
<i>Из</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис.</i>	<i>Лист</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Иванцукенко И.С.</i>			<i>Лист</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Риковод.</i>		<i>Беляев Л.В.</i>				15	131
<i>Рик. ООП</i>		<i>Бриглиц О.В.</i>			Общая часть		
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8Б		

Атмосферные осадки данного района определяются, главным образом, циклонической деятельностью. Годовое количество осадков составляет в среднем 437 мм, на долю теплого периода приходится 251 мм (78,4% годовой суммы).

Средняя продолжительность осадков летом меньше, чем в холодный период, несмотря на то, что в это время выпадает максимальное количество осадков. Это объясняется большим влагосодержанием атмосферы в теплый период и преобладанием осадков ливневого типа (2-4 мм/мин). В осенне-зимний период наблюдаются осадки преимущественно обложного характера. Общая продолжительность выпадения осадков за год составляет в среднем 820 часов.

В большинстве случаев даты выпадения первого снега очень близки к осенней дате перехода температуры через 0°C. Если же осень продолжительная и теплая, то первый снежный покров может появиться лишь в последних числах ноября – начале декабря. Разрушение снежного покрова и сход его протекает в более сжатые сроки, чем его образование.

С образованием снежного покрова высота его постепенно увеличивается. К началу декабря она повсеместно составляет 4-6 см.

Устойчивое промерзание почвы на пахотный слой (20-30 см) происходит к декабрю. Полное оттаивание почвы наблюдается в среднем 15-20 апреля.

Средняя многолетняя продолжительность периода устойчивого промерзания почвы на глубину 0,8 м (м/ст. п. Урбах) – 74,4 дня. Данные наблюдений промерзания почвы указаны в таблице 1.3.

Нормативная глубина промерзания для суглинистых грунтов данной территории составляет 145 см; песчаных средних, крупных и гравелистых – 189 см; мелких, пылеватых – 177 см.

1.1 Обоснование производства работ

В результате проведения внутритрубной диагностики трубопровода были выявлены недопустимые при эксплуатации дефекты. На секциях №№ 37930 и 37940 потеря металла (коррозия) имеет недопустимое значение, и как следствие

					Общая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подпис	Дат		17

приводит остаточную толщину стенки к минимально-допустимой. Участок нефтепровода с 2119,5км, по 2130,9км имеет неудовлетворительное состояние изоляционного покрытия. Расшифровка результата обследования участка нефтепровода «Нижневартовск-Курган-Куйбышев», полученная при расшифровке данных с дефектоскопа «Ультраскан-WM» показана на рисунке 1.2.

Согласно полученным данным остаточная толщина стенки секции № 37930 (сканер на 12 часов, координаты дефекта: 6,75-6,94 м по дальности и 0,2-0,24 м по окружности), секции № 37940 (сканер 11 часов, координаты дефекта: 7,27-7,33 м по дальности и 0,4-0,58 м по окружности) ч+

Для предотвращения аварийной ситуации, а так же восстановления исходных параметров надежности и прочности необходимо произвести капитальный ремонт нефтепровода «Нижневартовск-Курган-Куйбышев» путем замены секции №№ 37930 и 37940 методом выреза дефектной секции и монтажа новой. Так же для восстановления изоляционного покрытия участка МН необходимо проведение переизоляции участка нефтепровода механизированным способом.

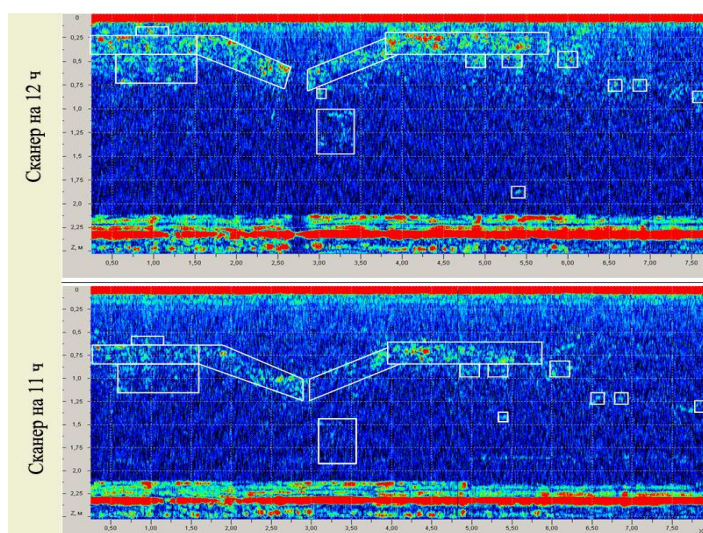


Рисунок 1.1 - Результат обследования секции №№ 37930, 37940 и участка 2119,5км -2130,9км «Бугуруслан-Ерзовка» нефтепровода «Нижневартовск-Курган-Куйбышев»

					Общая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подпис	Дат		18

1.2 Характеристика объекта капитального ремонта

Открытие крупнейших месторождений нефти в Западной Сибири в корне изменило приоритеты трубопроводного строительства. Транспортировка нефти из данного региона до существовавших промышленных центров была крайне затруднена. Расстояние от месторождений до ближайшей железнодорожной станции составляло более 700 км. Единственная транспортная магистраль — река Обь и впадающая в нее река Иртыш — судоходны не более 6 мес. в году. Обеспечить транспортировку все возрастающих объемов нефти мог только трубопроводный транспорт. В связи с этим началось ускоренное строительство нефтепроводов, для перекачки нефти с месторождений Западной Сибири. В 60-70-е годы на базе Западно-Сибирских месторождений были построены трансконтинентальные нефтепроводы Усть-Балык — Курган — Уфа — Альметьевск (1973 г.), Александровское — Анжеро-Судженск — Красноярск — Иркутск (1973 г.), Сургут — Горький — Полоцк (1979 г.) и .т.д. 13 октября 1976 года введен в эксплуатацию магистральный нефтепровод «Нижневартовск - Курган - Куйбышев». Нефтепровод имеет наружный диаметр 1220 мм. Рабочее давление в нефтепроводе $P = 5,0$ МПа. Годовая пропускная способность нефтепровода (G_r , т/г) равна $72\ 893 \cdot 10^3$.

1.4 Характеристика устраняемых дефектов

Ремонт коррозионной секции на 2130,9 км, а также механизированная переизоляция технологического участка 2119,5км-2130,9км «Бугуруслан-Ерзовка» магистрального нефтепровода «Нижневартовск-Курган-Куйбышев», диаметром 1220 мм, выполняется согласно утвержденного «Плана устранения дефектов на секциях выборочным ремонтом ОАО «Приволжскнефтепровод» методом вырезки катушки.

Повреждение целостности изоляционного покрытия участка 2119,5км-2130,9км МН выявлены внутритрубным диагностическим обследованием. Расшифровка результатов показала неудовлетворительное состояние (рисунок 1.3.). Длина вырезаемой катушки из секций №№ 37930 и 37940, которая, по

					Общая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подпис	Дат		19

Красной зоной отмечены участки очаговой коррозии. Толщина стенки в отмеченных зонах нефтепровода 7,68-8,16 мм.

1.5 Характеристика отключаемого участка

Отключается нефтепровод «Нижевартовск-Курган-Куйбышев» на участке «Бугуруслан-Ерзовка»; Пропускная способность трубопровода, с учетом остановки, составит 217.4 тыс. тонн/сутки.

В период плановых работ объекты не подключаются, вырезается катушка из секций №№ 37930 и 37940 на 2130,9 км технологического участка «Бугуруслан-Ерзовка» нефтепровода «Нижевартовск-Курган-Куйбышев», а взамен врезается новая катушка.

1.6 Обеспечение землеотвода для производства работ

Место производства работ находятся в границах Бугурусланского района Оренбургской области;

Амбар для откачки нефти из отключенного участка не требуется, т.к. откачка будет производиться через 2 шт. вновь врезаемые вантузы Ду150 на вырезаемом участке, а закачка - в параллельный нефтепровод «Бавлы-Куйбышев» через вновь врезаемый вантуза Ду150 на 160 км нефтепровода.

1.7 Затраты времени на производство работ, откачку нефти, вывод нефтепровода на установленный режим работы

Для производства работ по вырезке дефектного коррозионного участка требуется 72 часов. Из них 21 час – на переключения и откачку нефти и 60,5 часа – на производство строительного-монтажных работ.

Для полного заполнения опорожненного участка нефтепровода нефтью требуется 12 часов.

					Общая часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подпис	Дат		21

определяем по формуле:

$$\rho_p = \rho_3 - (1,825 - 0,001315 \rho_3) \cdot (t_p - t_3)$$
$$\rho_p = 865 - (1,825 - 0,001315 \cdot 865) \cdot (8 - 20) = 856,7 \text{ кг/м}^3.$$

Расчётное значение кинематической вязкости:

$$T_p = 273 + t_p,$$
$$\lg \lg(v_p + 0,8) = a + b \cdot \lg T_p$$
$$\lg \lg(v_p + 0,8) = 33,96 - 13,8 \cdot \lg 281,$$

откуда:

$$v_p = 10^{10^{33,9613,8 \lg 281} - 0,8} = 29,577 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с},$$

где коэффициенты a и b определены по формулам:

$$b = \frac{\lg \left\{ \frac{\lg(v_1 + 0,8)}{\lg(v_2 + 0,8)} \right\}}{\lg T_1 - \lg T_2} = \frac{\lg \left[\frac{\lg(25 + 0,8)}{\lg(6 + 0,8)} \right]}{\lg 282 - \lg 293} = -13,8,$$

$$a = \lg \lg(v_1 + 0,8) - b \cdot \lg T_1$$

$$a = \lg \lg(25 + 0,8) - (-13,8) \lg 293 = 33,96.$$

Расчетная пропускная способность трубопровода Q_p определяется, исходя из заданного годового расчетного времени работы трубопровода $Ч_p$ и годового планового задания по перекачке G_m , кг:

$$Q_p^y = \frac{G_m}{Ч_p \cdot \rho_p} = \frac{72893 \cdot 10^3}{8760 \cdot 856,7} = 9713 \text{ м}^3/\text{час} = 2,7 \text{ м}^3/\text{с},$$

где G_m – заданный массовый годовой план перекачки, кг;

ρ_p – расчетная плотность продукта, кг/м³;

$Ч$ – заданное время работы трубопровода в году, час.

Внутренний диаметр трубопровода D :

$$D = D_H - 2\delta = 1220 - 2 \cdot 12 = 1196 \text{ мм} = 1,196 \text{ м}.$$

Фактическая скорость перекачки определяем по формуле:

$$W = 4 \cdot Q_p^c / \pi D^2$$

									Лис.
									32
Изм	Лис	№ докум	Подпис	Дат				Расчетная часть	

- условие выполняется.

Коэффициент гидравлического сопротивления при этом режиме определяется по формуле Альтшулля:

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{68}{Re} + K_s \right)^{0,25} = 0,11 \left(\frac{68}{120594} + K_s \right)^{0,25} = 0,018$$

Определим гидравлический уклон по формуле:

$$i = \frac{\lambda}{D_{вн}} \cdot \frac{W^2}{2g} = \frac{\lambda}{D_{вн}} \cdot \frac{W^2}{2g} = \frac{0,018}{1,196} \cdot \frac{2,3^2}{2 \cdot 9,81} = 0,0063 \text{ мм}$$

Общий напор в трубопроводе вычислим по формуле:

$$H = (Z_2 - Z_1) + (h_{кп} - h_{нп}) + i \cdot L, \text{ м} = -66 + 45 + (1,02 \cdot 430) = 417,6 \text{ м}$$

где $h_{кп}$ – остаточный напор на конечном пункте трубопровода, равный 45 м.

Потери напора на данном участке вычислим по формуле:

$$h_{пот} = 0,0063 \cdot 68 \cdot 10^3 = 430 \text{ м};$$

Основные магистральные насосы выбираем по расчетной пропускной способности $Q^н_p = 9713 \text{ м}^3/\text{ч}$: магистральные насосы НМ 10 000-210;

При расчетной подаче напор, развиваемый магистральными насосами, равны:

$$h_M = 2 \cdot 210 = 420 \text{ м}$$

Вследствие того, что БКНС «Бугуруслан» является промежуточной станцией, на которую нефть поступает с напором 20 м, подпорный насос использовать не будем и при дальнейших расчётах данную величину напора будем использовать, как величину $h_{под}$.

Рабочее давление, развиваемое перекачивающей станцией при последовательном соединении двух магистральных насосов, определим по формуле:

$$P = \rho_p \cdot g m_{рм} \cdot h_M \cdot 10^{-6} \leq \{P\}, \text{ МПа},$$

									Лис.
Изм	Лис	№ докум	Подпис	Дат				Расчетная часть	34

3 Техническая часть

3.1 Общие положения

При разработке данного раздела использованы следующие нормативные документы:

- СНиП 12-01-2004 «Организация строительства».
- СНиП 3.02.01-87 «Земляные сооружения и фундаменты»
- СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы»
- СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы»
- ВСН 012-88 «Сварка трубопроводов. Контроль качества и приемка работ»
- ВСН 006-89 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка.
- РД 39-00147105-015-98 Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов.
- РД 153-30.4R-130-02 Регламент по вырезке и врезке «катушек», соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистрального нефтепровода.
- РД 75.180.00-КТН-399-09 Технология освобождения нефтепровода от нефти и заполнения после окончания работ.

3.2 Подготовительные работы

Подготовка линейных задвижек и проверка их герметичности:

согласно Актам проверки запорной арматуры на герметичность, задвижки №№ 17, 35, 36 и 42 по результатам плановых проверок признаны герметичными;

При проведении подготовительных работ необходимо:

					Капитальный ремонт магистрального нефтепровода путем врезки катушки			
<i>Из</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис.</i>	<i>Лист</i>				
<i>Разраб.</i>		Иванущенко И.С.				<i>Лист</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Риковод.</i>		Беляев Л.В.					36	131
<i>Рик. ООП</i>		Брисник О.В.			Техническая часть			
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8Б			

Испытания проводить согласно «Инструкции на проведение гидравлических испытаний»:

- на прочность - давлением $P = 6,25$ МПа в течение 24 часов;
- на герметичность - давлением $P = 5,0$ МПа в течение 12 часов;

Акт гидравлических испытаний составить согласно приложения В2 «АКТ гидравлического испытания на прочность и плотность трубы аварийного запаса для изготовления катушек»;

Так же на данном этапе необходимо согласовать производство работ с владельцами коммуникаций, находящихся в одном техническом коридоре с магистральным нефтепроводом: кабель связи и ВЛ-10кВ; Установить ширину полосы земель, отводимых для капитального ремонта трубопровода, 45 м, согласно таблице 3.1;

Таблица 3.1 - Ширина полосы земель , отводимых для капитального ремонта трубопровода.

Диаметр трубопровода	Ширина полосы земель, отводимых для одного подземного трубопровода, м	
1	2	3
	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)

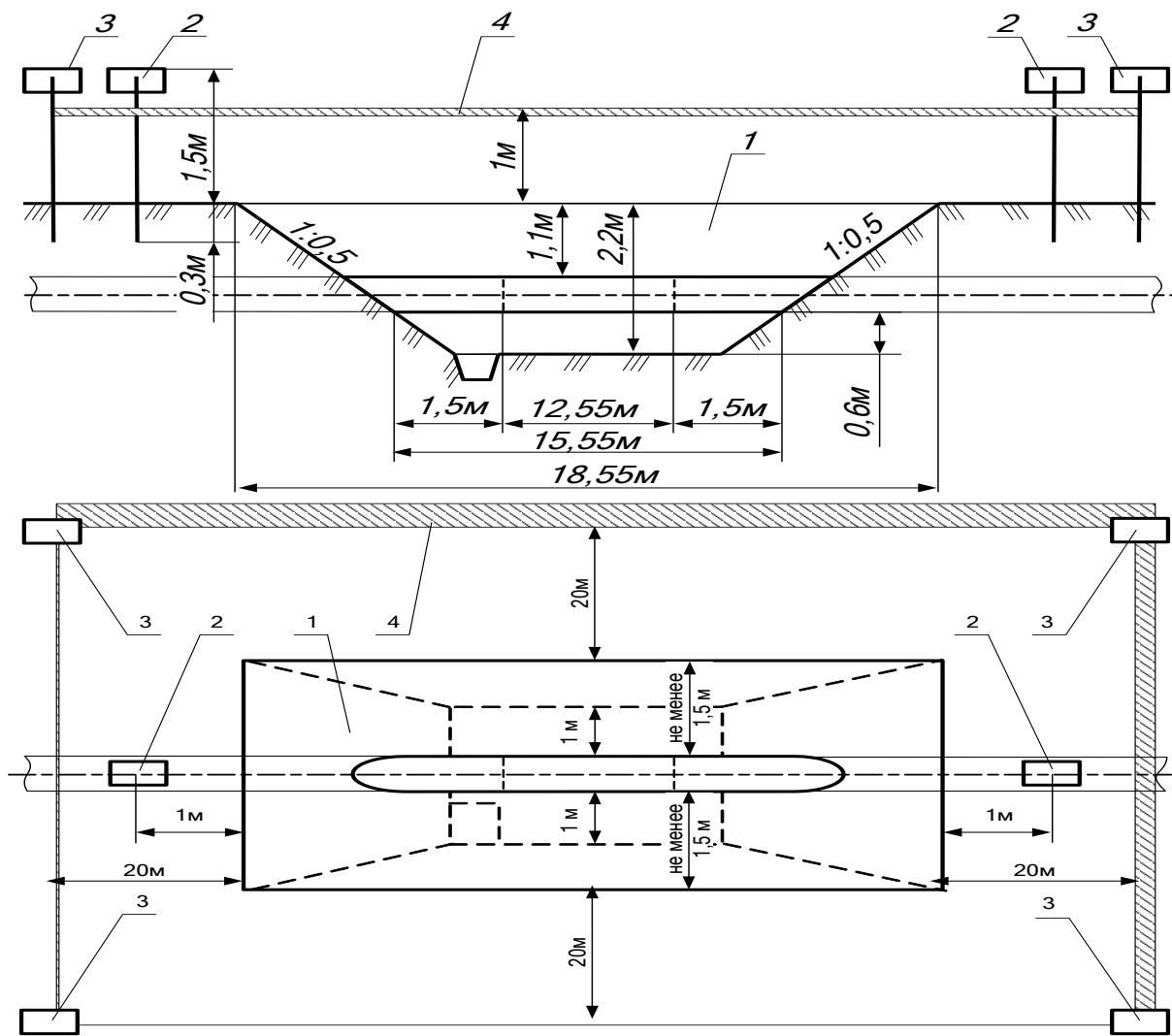


Рисунок 3.3 - Схема выполнения ремонтного котлована

Расстояние между дном котлована и нижней образующей трубы в местах реза и последующей сварки труб должно быть не менее 0,6 м. Доработку грунта под трубопроводом - в местах вырезки/врезки - производить вручную, распределяя грунт по дну котлована. Котлован необходимо оборудовать приставными лестницами шириной не менее 75 см и длиной не менее 1,25 глубины котлована - 3,75 м - из расчёта по две лестницы на каждый торец котлована.

Так же на подготовительном этапе необходимо:

- удалить изоляционное покрытие по всей окружности трубопровода на ширину не менее 600 мм в местах реза трубрезными машинками, обследовать зачищенные участки на наличие дефектов и следов коррозии;

										Лис.
										43
Изм	Лис	№ докум	Подпис	Дат	Техническая часть					

близости к месту откачки нефти. Основной агрегат должен располагаться на расстоянии не менее 50 м от вантузов откачки и закачки нефти и на расстоянии не менее 40 м от подпорного агрегата. Расстояние между основными насосными агрегатами должно быть не менее 8 м. Электростанция устанавливается на ровной площадке, на расстоянии не менее 50 м от мест откачки – закачки нефти и от основного агрегата.

Подготовка насосных агрегатов к проведению откачки производится в следующей последовательности:

- рассчитывается по картам режимов работы нефтепровода давление в точке закачки нефти и принимается максимальное значение давления;

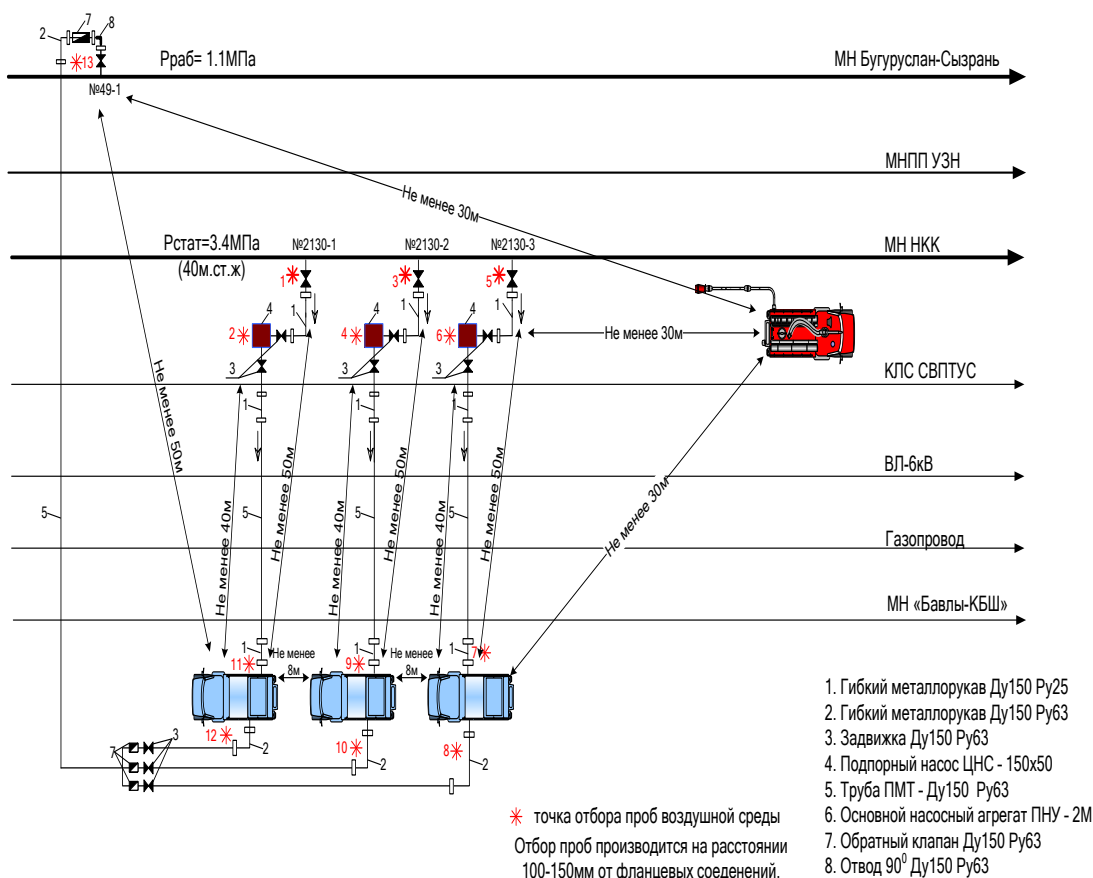


Рисунок 3.5 - Схема обвязки откачивающих агрегатов

При давлении в опорожняемом нефтепроводе, превышающем допустимое давление на входе подпорного насоса, откачка производится основными агрегатами. Подпорные агрегаты должны быть отключены отсекающими задвижками.

При снижении давления в опорожняемом нефтепроводе до допустимого давления на входе подпорного насоса, останавливается перекачка нефти, закрываются приемная и выкидная задвижки и производится переключение откачки нефти с подключением подпорных насосов.

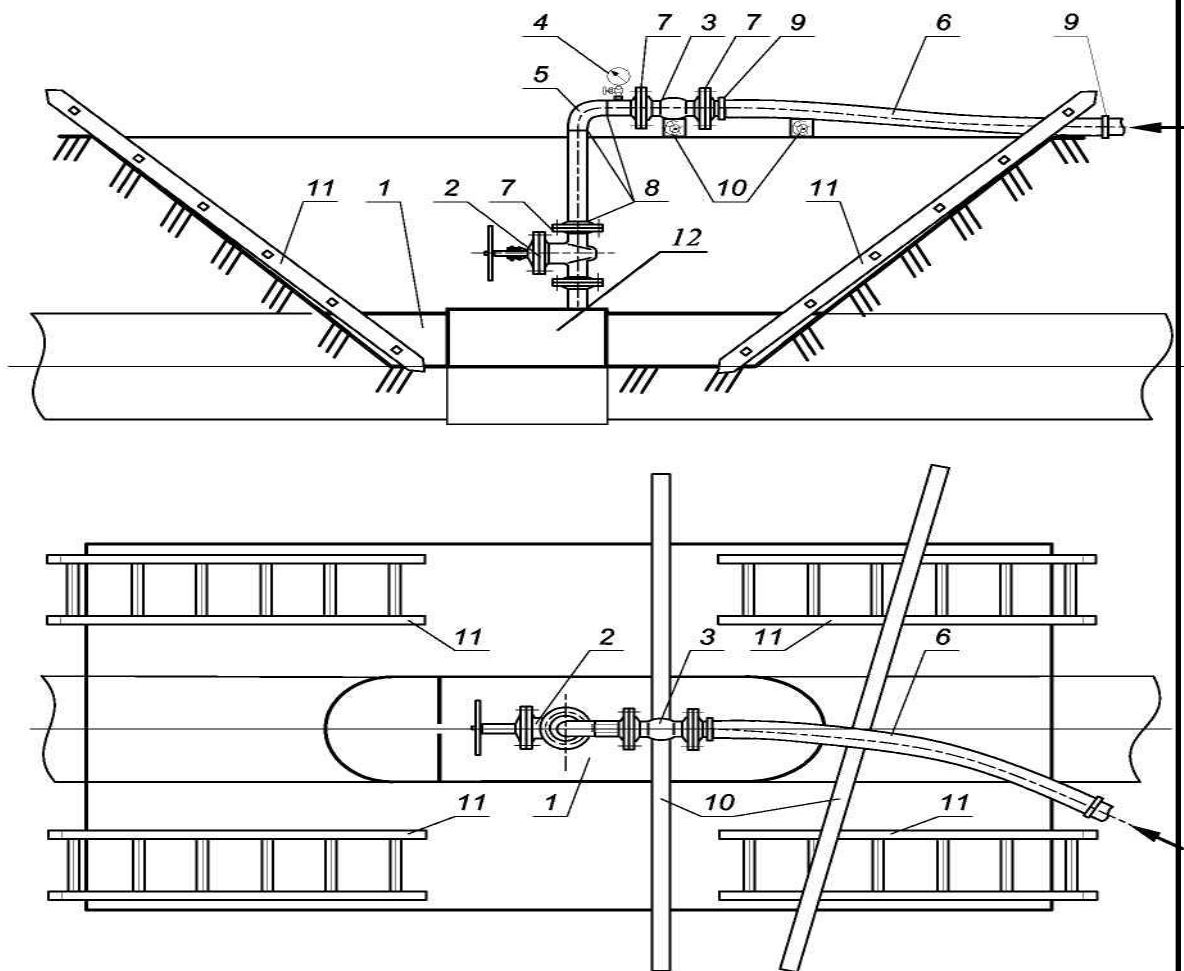


Рисунок 3.7 - Схема обвязки вантуза закачки

Подпорные насосы должны быть обвязаны непосредственно на “всасывающий” вантуз или через устройства для дооткачки нефти.

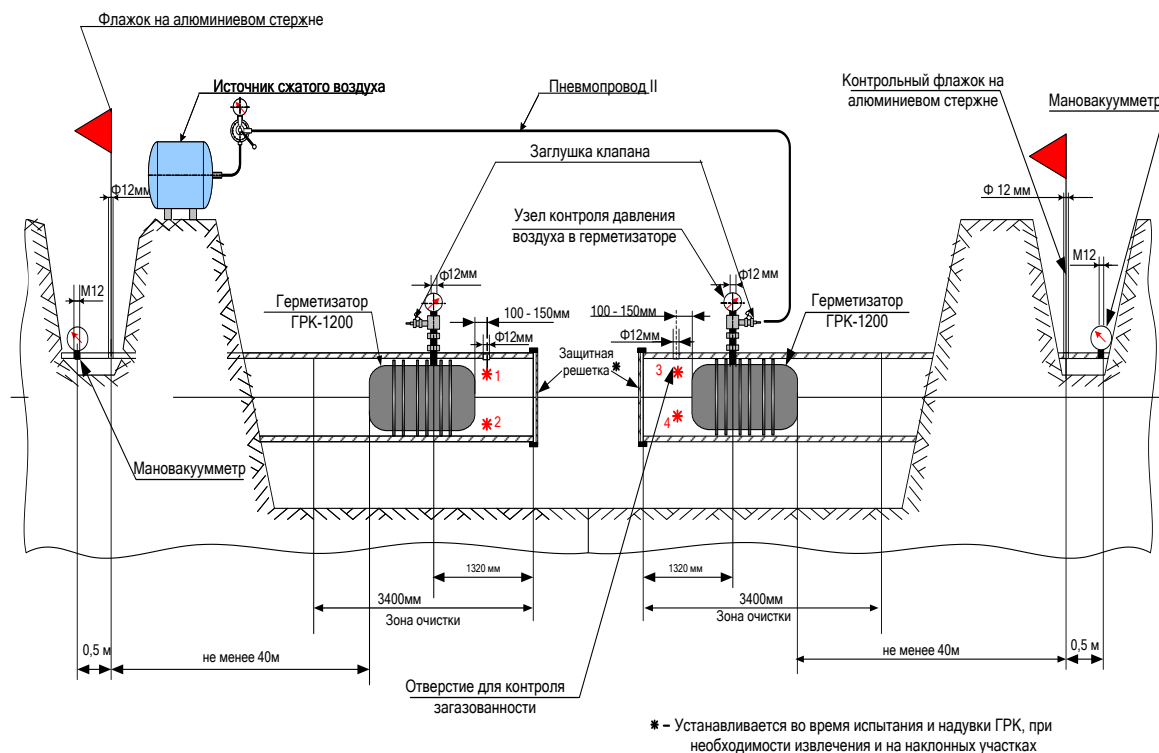


Рисунок 3.9 - Схема установки герметизаторов

- проверить исправность герметизаторов и соответствие норме давления в них - при выявлении неисправностей герметизаторы должны быть заменены;
- выполнить сверления отверстий диаметром 12 мм для контроля состояния внутренней полости освобождённого от нефти трубопровода согласно на рисунке 3.9.

3.5.2 Технология сварочных работ

В связи с использованием для диагностики трубопроводов магнитных дефектоскопов производственники столкнулись с таким явлением, как остаточная намагниченность труб. При средней и высокой остаточной намагниченности труб сварка стыков трубопроводов сопровождается появлением эффекта «магнитного дутья», что отрицательно сказывается на качестве сварных швов. Для нейтрализации эффекта «магнитного дутья» проводится размагничивание концов труб с помощью прибора ПКНТ, рисунок 3.10.

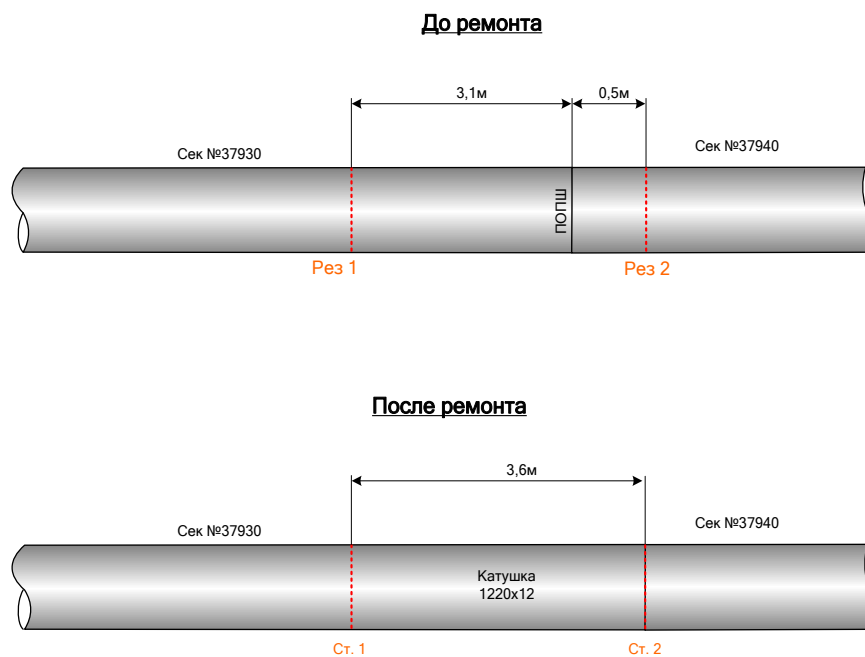


Рисунок 3.11 - Монтажная схема производства сварочных работ

Далее необходимо выполнить:

- стыковку и подгонку катушки к левому и правому торцам существующего трубопровода;
- сварку стыков Ст.1 и Ст. 2 диаметр 1220x12 мм



Рисунок 3.12 - Сварка стыка СТ.1 Ду 1200 на 2130,9 км МН «НКК»

					Техническая часть	Лис.
Изм	Лис	№ докум	Подпис	Дат		57

поступательными движениями по периметру муфты до тех пор, пока она не прижмется своей серединой к поверхности сварного шва.

После усадки средней части муфты этот процесс следует продолжать от середины к краям.

Если на муфте образуются гофры, необходимо прекратить нагрев этих мест, а нагревать ровные соседние участки. Для ускорения выравнивания поверхности муфт следует применять прикатывающие ролики из фторопласта. Правильная усадка муфты должна обеспечивать равномерное и плотное обжатие поверхности сварного соединения.

Перед засыпкой трубопровода необходимо проверить сплошность изоляционного покрытия всего ремонтируемого участка с использованием холидей-детектера ISOTEST 4S, рисунок 3.13. Принцип работы прибора основан на электрическом пробое воздушных промежутков между электродом, подключенным к одному из полюсов источника высокого напряжения, и самим трубопроводом, подключенным к другому полюсу, в местах дефектов изоляции. При проверке на сплошность напряжение на электроде устанавливается из условия: на 1 мм сплошности изоляционного покрытия 10кВ напряжения на электроде. Результаты проверки оформляются в виде Акта о контроле сплошности изоляционного покрытия. При отсутствии дефектов и удовлетворительной сплошности разрешается засыпка трубопровода.



Рисунок 3.13 - Холидей-детектер ISOTEST 4S

										Лис.
										60
Изм	Лис	№ докум	Подпис	Дат						

$\cos\phi$ - коэффициент мощности, в среднем равный 0,75.

Вывод: Для производства работ требуется 94 кВт энергии ,на противопожарные нужды необходим временный трубопровод, диаметром не менее 82 мм, необходимое количество воды на бытовые нужды 8,64 м³ , на технические нужды 1,07 м³ .

					Техническая часть	Лис.
Изм	Лис	№ докум	Подпис	Дат		65

4 ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА

4.1 Очистка трубопровода от старой изоляции

Подготовка вскрытого трубопровода к переизоляции в зависимости от конкретных условий, складывающихся в районе строительства (наличие воды в траншее) выполняется непосредственно в траншее или после извлечения его на бровку траншеи.

В состав работ по подготовке участков трубопровода к переизоляции входит:

- очистка трубопровода от старой изоляции ;
- визуально-измерительный контроль состояния трубопровода с составлением данных о дефектах, требующих устранения;
- ремонтные работы на трубопроводе по устранению выявленных дефектов;
- контроль качества выполнения ремонтных работ.

Очистка трубопровода выполняется в два этапа:

1. Машиной предварительной очистки ПТ-НН1220ПО (рисунок 4.1)
2. Машиной финишной очистки ПН1220ФО (рисунок 4.2).



Рисунок 4.1 - ПТ-НН1220ПО

					Капитальный ремонт магистрального нефтепровода путем врезки катушки		
Из	Лист	№ док-м	Подпис	Лам			
Разраб		Иванущенко И.С.			Лист	Лист	Листов
Риковод		Беляев Л.В.				66	131
Рик. ООП		Бриглиц О.В.			Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8Б		
					Технология проведения капитального ремонта		

$$\alpha = \frac{B}{2} + h_1 \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{зр}} + \frac{D_n}{2} + 0,3,$$

где B – ширина траншеи по дну, $B=5,0\text{м}$;

h_1 –

глубина траншеи, $h_1=2,2\text{м}$;

$\varphi_{\text{зр}}$ – УГОЛ

внутреннего трения грунта, $\varphi_{\text{зр}}=20^\circ$;

$$\alpha = \frac{5}{2} + 2,5 \cdot \operatorname{tg} 20 + \frac{1,22}{2} + 0,3 = 7,49\text{м};$$

Используем для подъема трубопровода краны-трубоукладчики ТГ-503 с моментом устойчивости $1100\text{кН}\cdot\text{м}$:

$$K_{\text{дон}} \leq k_{\text{н.ч.}} \cdot \frac{M_y}{\alpha},$$

$$K_{\text{дон}} \leq 0,9 \cdot \frac{1100}{7,49} = 132\text{кН}.$$

где $K_{\text{дон}}$ – допускаемое вертикальное усилие на крюке крана-трубоукладчика;

$k_{\text{н.ч.}}$ – коэффициент надежности по грузоподъемности, учитывающий рельеф местности, $k_{\text{н.ч.}} = 0,9$;

M_y – номинальный момент устойчивости трубоукладчика, указываемый в паспорте;

Сопоставив эту величину со значениями K_1 и K_2 , можно сделать вывод о допустимости использования трубоукладчиков ТГ-503 в рассматриваемом случае.

4.2 Визуально-измерительный контроль

ВИК проводится с целью для установления возможных дефектов.

Работы по визуально-измерительному контролю должны выполняться в соответствии с РД 03-606-03 «Инструкция по визуальному и измерительному

					Технология проведения капитального ремонта	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подпис	Дат		69

К сварочным работам допускаются сварщики 5-6 разряда, аттестованные в национальных аттестационных центрах и имеющих «Аттестационное удостоверение специалиста сварочного производства» и «Протокол аттестации сварщика».

Состав техники:

- Экскаватор Хитачи EX-230 – 1 шт
- Трубоукладчик Т-503 - 5 шт
- Эл. станция 100 кВт - 3 шт

Таблица 4.3 - Состав бригады

Профессия	Разряд	Количество человек
1	2	3
Машинист экскаватора	6	1
Машинист трубоукладчика	6	6
Дизелист	6	3
Бригадир	6	1
Эл. Сварщик	5-6	4
Слесарь-монтажник	6	4
Газорезчик	6	2
Такелажник	5	3
Дефектоскопист	6	1
Разнорабочий	4	5

4.3.2 Работы по вырезке дефектных секций

Согласно СТО Газпром 2.2-136-2007 при вырезке катушек конец одного из стыкуемых участков трубопровода свободно перемещается в вертикальной и горизонтальной плоскостях, другой заземлен .

Подготовка труб к сборке и сварке прямых вставок – катушек

с использованием комплекса машин в составе: агрегат нагревательный, машина грунтовочная (ПТ-НН 1220Г), которая изображена на рисунке 4.3, машина изоляционная (ПТ-НН 122И), изображенная на рисунке 4.4, котел автоматизированный плавильный (КАПЭ-3300), изображенный на рисунке 4.5, и термоконтейнер (ПТ-НН ТК).



Рисунок 4.4 - Машина грунтовочная



Рисунок 4.5 - Машина изоляционная

					Технология проведения капитального ремонта	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подпис	Дат		76



Рисунок 4.6 - Котел плавительный

Перед нанесением комбинированного изоляционного покрытия должна быть проверена правильность установки узлов машин и механизмов.

Расстановка техники при переизоляции представлена на рисунке 4.7.

Капитальный ремонт изоляционного покрытия участка МН осуществляется в следующей последовательности:

- вскрытие участка нефтепровода;
- визуальный осмотр поверхности трубы на отсутствие металлических деталей которые могут вызвать поломку очистной и изоляционной машин;
- снятие старой изоляции с поверхности нефтепроводов трассовых условиях;
- дефектовка состояния трубы и ремонт дефектов .
- очистка поверхности трубы в трассовых условиях от продуктов коррозии и загрязнений до степени не ниже 3 по ГОСТ 9.402-80 .
- нагрев поверхности трубопровода до температуры не ниже плюс 15°С, но не выше плюс 30°С, если температура трубы ниже плюс 5°С;
- нанесение на поверхность трубы грунтовки;
- нанесение битумно-полимерной мастики;
- нанесение стеклосетки ССТ-Б на расплаве мастики;
- нанесение защитной термоусаживаемой обертки;
- по операциям проверка качества нанесения защитного покрытия.

										Лист
										77
Изм	Лист	№ докум	Подпис	Дат	Технология проведения капитального ремонта					

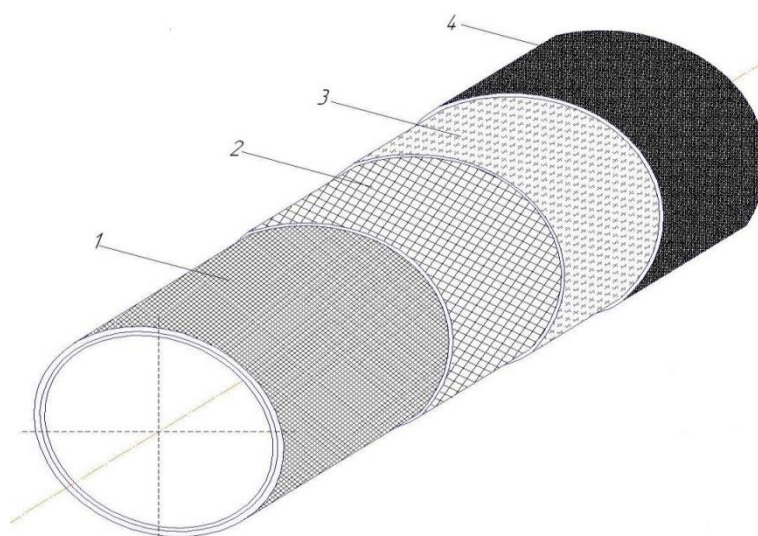


Рисунок 4.8 - Последовательность нанесения комбинированного покрытия

1-Грунтовка «Транскор-Газ» ; 2-Мастика битумно-полимерная «Транскор-Газ» ;

3-Стеклосетка ССТ-Б ; 4- Лента термоусаживаемая ДРЛЛ 60450 0,7

Нанесение стеклосетки и обертки должно выполняться согласно технической инструкции ОАО «Газпром» ТИ-5775-006-32989231-2005 и технологической карте.

Состав техники для изоляционных работ:

- Бульдозер Т-111 – 2шт
- Экскаватор Хитачи ЕХ-230 – 1шт
- Подкопная машина – 1шт
- Машина очистная - 2 шт
- Машина грунтовочная - 1 шт
- Машина изоляционная - 1 шт
- Трубоукладчик Т-503,Т-301 - 8 шт
- Эл. станция 100 кВт - 3 шт
- Котел подогрева - 1 шт
- Установка обогрева трубы - 1 шт
- Термоконтейнер - 1 шт

										Лис
Изм	Лис	№ докум	Подпис	Дат	Технология проведения капитального ремонта					79

Состав бригады для проведения изоляционных работ приведен в таблице 4.4. Ведомость основных материалов, необходимых для изоляционных работ приведена в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Ведомость потребности в основных материалах

Наименование материалов	Марка, ТУ	Расход на 1 км трубы		На весь участок, количество (34.3км)
		ед.изм.	норма	
1	2	3	4	5
Грунтовка	Транскор-Газ ТУ-5775-005-3298931-01	т	1,19	12,6
Мастика битумно-полимерная	Транскор-Газ ТУ-5775-004-32989231-01	т	17	180
Стеклосетка $\delta=0.45\text{м}$	ССТ-Б 2,5х2,5-150(45) ТУ6-48-00205009-136-2000	п.м	9600	110934
Лента (1 слой)	Лента термоусаживаемая ДРЛ.Л 60.450.0,7	т	3,166	33,165
Бензин А-76 - для обезжиривания, разбавленной грунтовки	Транскор-Газ ТУ5775-005-3298931-03	т	0,9	
	ТУ5774-014-05801845-2004	т	1,4	
	«Поликор»	т	19,046	
	ТУ2245-015-05801845-2004	т	12,37	

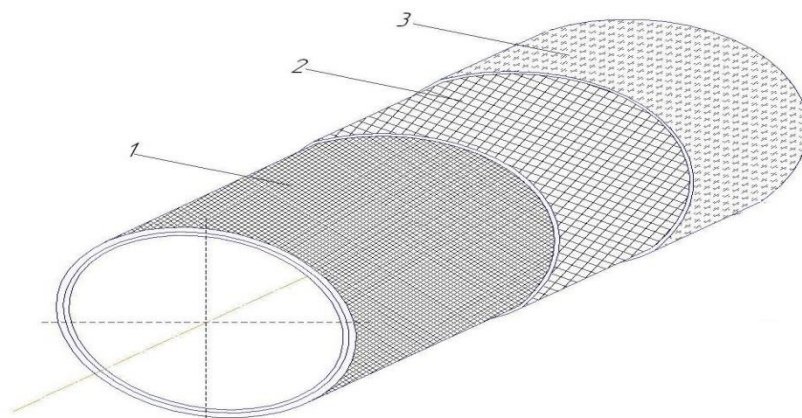
4.3.4 Ручная изоляция

Ручная изоляция сварных стыков нефтепровода выполняется на участках с пленочным покрытием, где невозможно использование механизированного способа нанесения изоляции (гнутые отводы, тройники, места выполнения гарантийных стыков), а также на стыке труб с заводской изоляцией термоусаживаемыми манжетами. Технология нанесения изоляции вручную включает в себя: подготовку изоляционных материалов, сушку или подогрев изолируемой поверхности трубопровода, нанесение грунтовки и покрытия, пооперационный контроль качества нанесения покрытия.

										Лис.
Изм	Лис	№ докум	Подпис	Дат	Технология проведения капитального ремонта					80

Ручная изоляция производится с применением изоляционного материала: грунтовки «Транскор-Газ», рулонного мастичного материала «РАМ» и обертки «Литкор-НК Газ».

Последовательность послойного нанесения изоляционного покрытия изображена на рисунке 4.9.



1- грунтовка «Транскор-Газ»; 2- рулонно-армированный материал «РАМ»;

3-обертка «Литкор-НК Газ»

Рисунок 4.9 - Последовательность нанесения послойного покрытия

Поверхность трубопровода перед изоляцией должна быть высушена и очищена от грязи, ржавчины, неплотно сцепленной с металлом окалины, пыли, земли, а также обезжирена от копоти и масла.

Очистка поверхности трубы в трассовых условиях от продуктов коррозии и загрязнений до степени не ниже 3 по ГОСТ 9.402-80.

Очищенную поверхность трубопровода следует сразу же огрунтовать. Поверхность трубопровода при нанесении грунтовки должна быть сухой, наличие влаги в виде капель, а также следов копоти и масла не допускается.

Грунтовку перед нанесением следует тщательно перемешать; она не должна содержать сгустков и посторонних включений.

									Лис.
Изм	Лис	№ докум	Подпис	Дат	Технология проведения капитального ремонта				81

Наносить грунтовку следует равномерно, наличие не прогрунтованных участков, подтеков не допускается. Изоляционные ленты следует наносить на трубопровод по свеженанесенной не высохшей грунтовке. Изоляционные ленты и обертки, необходимо наносить без гофр, морщин, перекосов, отвисаний. Нанесение стеклосетки и обертки должно выполняться согласно технической инструкции ОАО «Газпром» ТИ-5775-006-32989231-2005.

Нанесение стеклосетки необходимо производить спирально без гофр, морщин и складок с нахлестом края последующего витка на предыдущий не менее 30мм.

Нахлест концов стеклосетки должен быть не менее 500мм. Натяжение стеклосетки должно составлять при температуре от -30°С до +40°С - 10-15 Н/см ширины. Стеклосетка должна быть полностью погружена в мастичный слой.

Нанесение термоусаживаемой защитной обертки на трубопровод должно производиться по слою битумно-полимерной мастики без перекосов, морщин, отвисов и воздушных пузырей.

4.3.5 Контроль качества изоляционного покрытия

Контроль качества изоляционного покрытия, должен включать:

- непрерывный визуальный контроль при нанесении;
- проверку толщины покрытия неразрушающим методом толщиномером магнитным МТ2003 – не менее одного измерения на каждые 100м трубопровода и в местах, вызывающих сомнение, в четырех точках каждого сечения;
- проверку сплошности изоляционного покрытия
- проверка адгезии покрытия после нанесения по методике приложения Б ГОСТ Р 51164-98 адгезиметром через каждые 200 м.

Обнаруженные дефекты в изоляционном покрытии должны исправляться сразу же после обнаружения. Затем качество изоляции проверяется вновь. Результаты контроля заносятся в журнал изоляционно-укладочных работ. Журнал должен заполняться лицом, ответственным за выполнение работ.

Очищенная поверхность трубопровода должна соответствовать требованиям нормативных документов. Наличие ржавчины, земли, пыли, масла,

					Технология проведения капитального ремонта	Лис.
Изм	Лис	№ докум	Подпис	Дат		82

Продолжение таблицы таблицы 4.6

2. Нанесение изоляционного покрытия	Режим нанесения изоляционного покрытия (t окр. воздуха, трубы и мастики)	-	Журнал производства очистных и изоляционных работ	Журнал замечаний
	Конструкция покрытия (толщина, количество слоев, величина нахлеста ленточных материалов)	-		
	Качество нанесенного изоляционного покрытия (толщина, сплошность, адгезия)	-	Журнал производства очистных и изоляционных работ	Журнал замечаний, Акт на приемку уложенного трубопровода

4.3.6 Контроль сплошности изоляционного покрытия

Перед засыпкой трубопровода необходимо проверить сплошность изоляционного покрытия всего ремонтируемого участка с использованием холидей-детектера ISOTEST 4S (рисунок 4.10) .



Рисунок 4.10 – холидей-детектер ISOTEST 4S

Принцип работы прибора основан на электрическом пробое воздушных промежутков между электродом, подключенным к одному из полюсов источника высокого напряжения, и самим трубопроводом, подключенным к другому полюсу, в местах дефектов изоляции. При проверке на сплошность напряжение на электроде устанавливается из условия: на 1 мм сплошности изоляционного покрытия 10кВ напряжения на электроде. Результаты проверки оформляются в виде Акта о контроле сплошности изоляционного покрытия. При отсутствии дефектов и удовлетворительной сплошности разрешается засыпка трубопровода.

4.4 Усиление электрохимзащиты участка МН на 2119,5км и 2130,9км

Разрушение металла от воздействия на него окружающей среды называется коррозией. Процесс коррозии может протекать двумя путями: прямым химическим взаимодействием и в результате электрохимических реакций, сопровождающихся прохождением электрического тока между участками поверхности металла.

					Технология проведения капитального ремонта	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подпис	Дат		85

Различают следующие основные виды коррозии подземных металлических сооружений: почвенную (электрохимическую), блуждающими токами и межкристаллитную. В условиях эксплуатации могут действовать одновременно все три вида.

Методы защиты разделяются на пассивные и активные. Пассивный метод защиты от коррозии предполагает создание непроницаемого барьера между металлом трубопровода и окружающим его грунтом. Это достигается нанесением на трубу защитных покрытий. Активный метод электрохимической защиты обеспечивает торможение коррозии путем смещения потенциала трубопровода в несплошностях изоляции до уровня, обеспечивающего допустимую коррозию трубопровода.

Защитные покрытия, наносимые на поверхность нефтепровода должны удовлетворять следующим требованиям:

- быть химически стойкими;
- обладать высоким электрическим сопротивлением;
- обладать достаточной адгезией к металлу;
- иметь высокую механическую прочность;
- обладать устойчивостью к воздействию климатических факторов;
- сохранять свои свойства при воздействии низких и высоких температур;
- не иметь механических повреждений и заводских дефектов;
- обладать устойчивостью к воздействию различных видов бактерий;
- не содержать компонентов, оказывающих коррозионное действие на металл. Для защиты нефтепровода от коррозии устанавливаются станции катодной защиты (СКЗ) типа ВОПЕ - МЗ с мощностью 3 кВт, на расстоянии 8 - 10 км друг от друга.

Станции обеспечивают защитный потенциал на нефтепроводе в пределах от минус 0,9 до минус 2,5 В. На ремонтируемом участке установлено 3 СКЗ, обеспечивающие необходимый защитный потенциал.

										Лис.
Изм	Лис	№ докум	Подпис	Дат	Технология проведения капитального ремонта					86

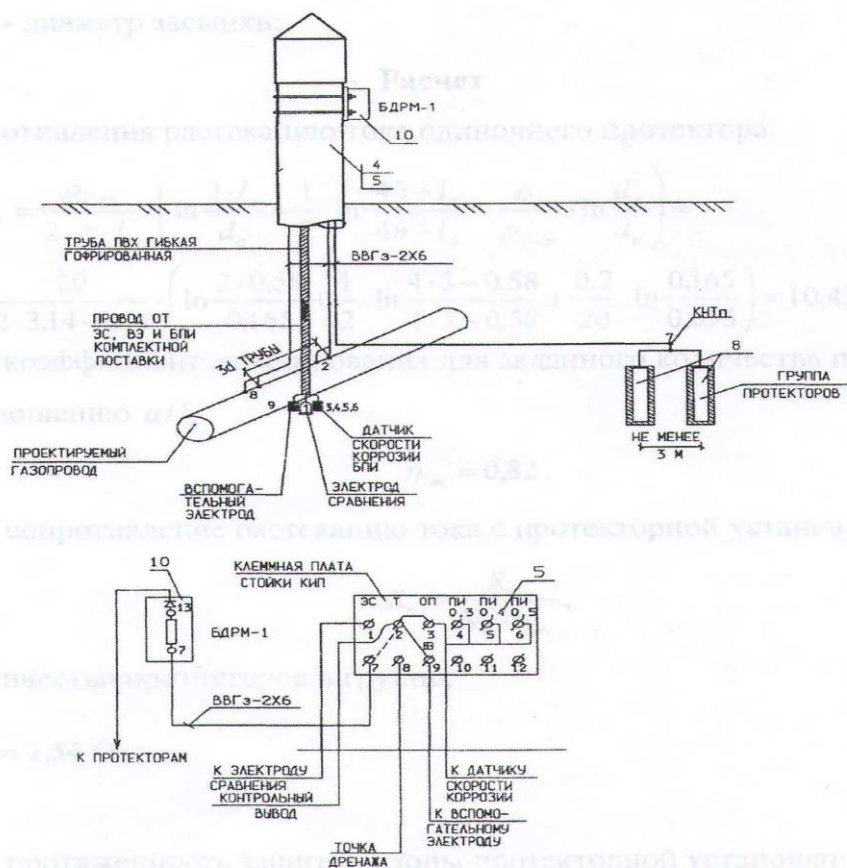


Рисунок 4.12 – Схема установки протекторной защиты

Расчет протяженности защитной зоны протекторной установки, приведен ниже: Расчет выполнен на примере перехода через автодорогу Тольятти - Ягодное.

Исходные данные:

Устанавливается протекторная установка типа ПМ5У. Глубина установки протекторов $h = 3$ м, расстояние между ними в группе $a = 5$ м.

Удельное электросопротивление $\rho_a = 0,2$ Ом · м; среднее сопротивление единицы длины изоляции $R_{из.ср} = 500$ Ом · м; среднее значение удельного сопротивления грунта $\rho_{Гср} = 20$ Ом · м.

Размеры протектора М5У: $l_n = 0,5$ м; $d_n = 0,095$ м – диаметр электрода; $l_a = 0,58$ м - высота протектора; $d_a = 0,165$ - диаметр засыпки;

Расчет сопротивления растеканию тока одиночного протектора:

										Лис.
Изм	Лис	№ докум	Подпис	Дат	Технология проведения капитального ремонта					88

части трубопровода (начало ремонта, пересечения с коммуникациями и т.п.)
выполнить подбивку грунта;

- присыпка трубопровода измельченным грунтом на высоту 20 см выше
верхней образующей трубы;

- окончательная засыпка траншеи выполняется бульдозером с
максимальной подачей грунта с образованием валика на величину осадки.

При засыпке участка трубопровода с горизонтальными кривыми засыпку
начинать с середины участка, двигаясь к концам; на участках с вертикальными
кривыми трубопровода засыпку производить сверху вниз.

После засыпки траншеи обязательно восстановление плодородного слоя
почвы путем проведения обратной рекультивации земли из отвала растительного
грунта.

4.5 Испытание отремонтированного участка нефтепровода

При капитальном ремонте магистральных нефтепроводов следует
производить:

- очистку полости, испытание на прочность и проверку на герметичность
нефтепровода при ремонте с заменой труб (секций);

- испытание на прочность и проверку на герметичность трубопровода при
ремонте с выполнением сварочно-восстановительных работ и заменой
изоляционного покрытия или только с заменой изоляционного покрытия.

Нефтепроводы должны испытываться по специальной рабочей
инструкции, составленной ремонтно-строительной организацией и заказчиком,
и согласованной с проектной организацией по каждому конкретному
нефтепроводу с учетом местных условий производства работ. Инструкция
разработана с учетом местных условий производства работ, требований СНиП
III-42-80* «Магистральные трубопроводы», СНиП 12-03-2001 и СНиП 12-04-
2002 «Безопасность труда в строительстве», ВСН-011-88 «Строительство
магистральных и промышленных трубопроводов. Очистка полости и испытание»,

										Лис.
										90
Изм	Лис	№ докум	Подпис	Дат	Технология проведения капитального ремонта					

«Правил техники безопасности при строительстве магистральных трубопроводов» и других нормативных документов.

4.5.1 Отчистка внутренней полости линейной части нефтепровода

До испытания полость трубопровода должна быть очищена от окалины и грата, а также от случайно попавших при строительстве внутрь трубопровода воды, различных предметов.

Очистка полости должна производиться после укладки и засыпки трубопровода. Очистка полости осуществляется промывкой водой с пропуском поршней-разделителей. Для пропуска по телу трубопровода необходим монтаж камер приема-песка очистных и диагностических устройств.

4.5.2 Осушка трубопровода

После удаления воды из полости трубопровода необходимо произвести его осушку. Осушка производится согласно инструкции, согласованной с органами технического надзора, проектной организацией, заказчиком и организацией, выполняющей работу по испытаниям и осушки трубопровода. Осушка участка нефтепровода производится сухим воздухом, подаваемым в трубопровод генераторами сжатого воздуха установкой осушки воздуха. На рисунке 4.12 изображена установка осушки воздуха .

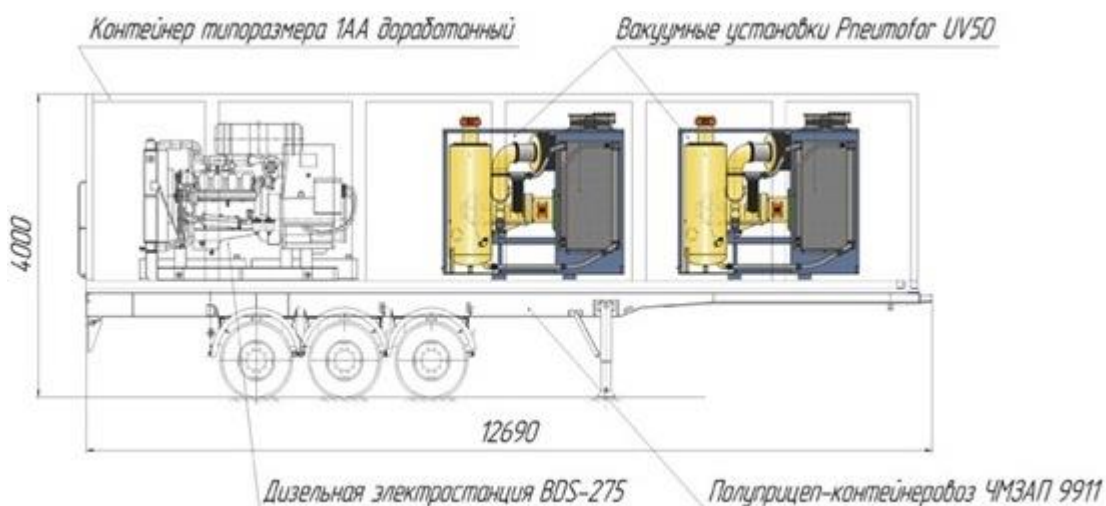


Рисунок 4.11 - установка осушки воздуха

Основные технические характеристики СВОГ 75.2 — ДГ:

Таблица 4.6 - Основные технические характеристики

					Технология проведения капитального ремонта	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подпис	Дат		91

5. ОТБОР ПРОБ ВОЗДУШНОЙ СРЕДЫ

5.1 Выполнение отбора проб

Контроль воздушной среды при проведении огневых, газоопасных работ. К наряду-допуску должна быть приложена схема с указанием мест отбора проб воздушной среды.

Воздушную среду контролировать непосредственно перед началом работ, после каждого перерыва в работе и в течение всего времени выполнения работ с периодичностью, указанной в наряде-допуске, но не реже чем через один час работы, а также по первому требованию работающих.

Первичный контроль воздушной среды провести в присутствии лиц, ответственных за подготовку и проведение работ, текущие замеры – в присутствии ответственного за проведение работ.

При выборе точек контроля учесть место и характер проведения работ, а также метеорологические условия (температуру воздуха, направление и скорость ветра).

Результаты анализа газовой среды сообщить ответственным лицам и занести в наряд-допуск.

Контроль воздушной среды в котловане провести только после очистки траншеи и поверхности трубопровода от остатков нефти и горючих материалов. Воздушную среду контролировать не менее чем в 3-х точках по всей длине котлована плюс 1 точка на каждые 10 м увеличения длины котлована.

Точки контроля воздушной среды в траншее должны находиться не выше 0,5 м от дна и как можно ближе к возможным источникам выделения паров и газов или мест их скопления.

					Капитальный ремонт магистрального нефтепровода путем врезки катушки			
<i>Из</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис.</i>	<i>Лам.</i>				
<i>Разраб.</i>		Иванущенко И.С.			Отбор проб воздушной среды	<i>Лист</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Риковод.</i>		Беляев Л.В.					93	131
<i>Рик. ООП</i>		Бригник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8Б		

Газоопасные работы в котловане при безогневой резке трубы машинами «МРТ» проводить, если концентрация паров и газов в котловане не превышает ПДВК (2100 мг/м³).

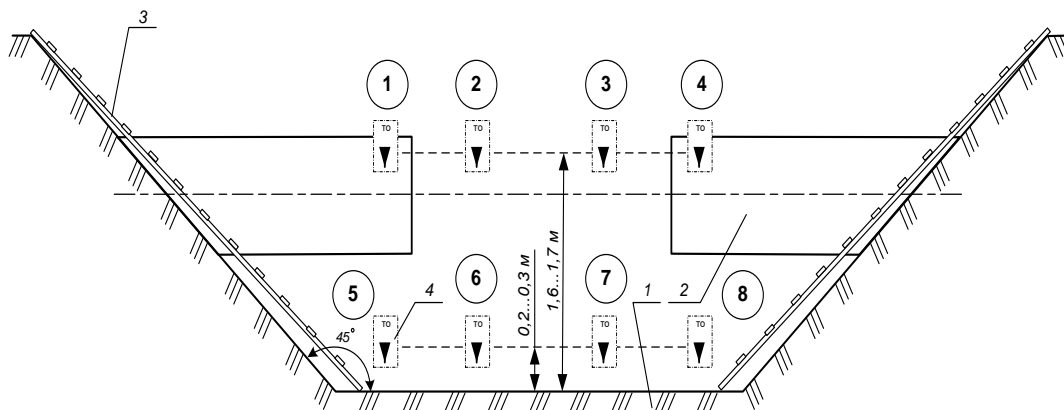
Работы в котловане без СИЗ ОД проводить, если концентрация не превышает ПДК (300 мг/м³).

При проведении огневых работ по вырезке дополнительно проконтролировать воздушную среду по периметру герметизирующего устройства до тех пор, пока участок трубопровода не будет “закрыт” “катушкой”.

Контроль воздушной среды в трубопроводах проводить только после их опорожнения и сброса давления до атмосферного. Воздух во внутренней полости трубопровода проконтролировать у нижней образующей трубы через просверленные отверстия с помощью воздухозаборной трубки, при этом необходимо исключить подсос свежего воздуха закрытием всех непредусмотренных отверстий.

Перед допуском работников к зачистке поверхности трубопровода от остатков нефти и парафина в местах установки тампонов прибором АНТ-2М с использованием штатной удлиненной заборной трубки прибора провести замер концентрации нефтяных паров в полости трубопровода. Запрещается пользоваться газоанализаторами, не прошедшими государственную поверку или с просроченным сроком поверки, не имеющими паспорта и сертификаты.

					Отбор проб воздушной среды	Лис.
Изм	Лис	№ докум	Подпис	Дат		94



1 - рабочий котлован; 2 - трубопровод; 3 - лестница; 4 - точки отбора проб в котловане.

Рисунок 5.1 - Схема выполнения измерений концентрации газа в рабочем котловане

Контроль состояния воздушной среды в полости нефтепровода производить у каждого стыка:

- при подгонке деталей – каждые 30 мин.;
- при сварке деталей – после прохода каждого слоя шва, но не реже одного раза в час;
- после каждого перерыва в работе.

Контроль воздушной среды в колодце проводить не ранее чем через 15 мин после открытия крышки и проветривания. Воздух проконтролировать на высоте не выше 0,5 м от дна колодца или поверхности жидкости, находящейся в колодце, способом опускания прибора на веревке или с помощью удлинительной воздухозаборной трубки.

Контроль воздушной среды при газоопасных и огневых работах выполнять работникам, прошедшим специальную подготовку, получившим допуск к выполнению данного вида работ, знающим устройство и правила пользования средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) и

										Лис.
Изм	Лис	№ докум	Подпис	Дат	Отбор проб воздушной среды					95

допущенным к работе в противогазах по состоянию здоровья, а также знающим характер действия вредных веществ на организм человека и умеющим оказывать первую доврачебную помощь.

Лицо, проводящее анализ воздушной среды должно быть в спецодежде, удовлетворяющей требованиям взрывобезопасности, и иметь при себе фильтрующий противогаз.

Для контроля воздушной среды в газоопасных местах использовать только взрывозащищенные приборы. Включать и выключать приборы следует за пределами опасной зоны.

Контроль воздушной среды в особо опасных зонах (емкостях, колодцах, траншеях и др.) необходимо проводить в СИЗОД изолирующего типа в присутствии наблюдающего (дублера). При необходимости контроля воздушной среды в темное время суток, неблагоприятных погодных условиях, ухудшающих рассеивание паров и газов, а также в условиях недостаточной видимости (туман, снегопад, сильный дождь и др.) лицо, проводящее анализ воздуха, должно иметь при себе взрывобезопасный ручной светильник напряжением, не более 12 В и работать с наблюдающим (дублером).

В процессе выполнения работ по установке герметизаторов в нефтепровод не реже, чем через каждый час необходимо контролировать уровень загазованности воздушной среды в ремонтном котловане. Содержание паров нефти и газа не должно превышать ПДК (300 мг/м^3). При уровне концентрации паров углеводородов нефти свыше 300 мг/м^3 работы необходимо выполнять в шланговых противогазах (ПШ-1, ПШ-2). Анализ воздушной среды проводить также после каждого перерыва и в случае, если у работающего возникнет подозрение на появление газов и паров нефти на рабочем месте.

В случае превышения содержания паров углеводородов нефти в рабочей зоне величины 2100 мг/м^3 (ПДВК), работы прекратить и персонал вывести из котлована, работы возобновить только после устранения опасных условий. Ремонтный котлован проветрить или провентилировать переносным вентилятором во взрывозащищенном исполнении, а затем взять пробу воздуха.

					Отбор проб воздушной среды	Лис.
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис.	Дат.		96

До установления и устранения причин загазованности ремонтный персонал обязан покинуть опасную зону - котлован. После установки герметизаторов в трубопроводе провести анализ воздуха на содержание горючих газов и паров.

При обнаружении утечки газов и паров нефти необходимо:

- ремонтному персоналу до установления и устранения причин загазованности немедленно покинуть опасную зону;
- приостановить все работы;
- известить непосредственного руководителя о возникновении пожароопасной ситуации;
- обозначить загазованную зону знаками безопасности с учетом направления ветра;
- выставить посты вокруг зоны утечки газов, паров нефти;

Ремонтные работы могут быть возобновлены только после устранения причин загазованности и утечки. Запрещается применение герметизаторов «КАЙМАН» и ГРК, не оборудованных выводом из трубопровода штуцера с манометром для контроля давления.

					Отбор проб воздушной среды	Лис.
Изм	Лис	№ докум	Подпис	Дат		97

6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Локализация и ликвидация аварийных разливов нефти (ЛАРН) и нефтепродуктов предусматривает выполнение многофункционального комплекса задач, реализацию различных методов и использование технических средств. Независимо от характера аварийного разлива нефти и нефтепродуктов первые меры по его ликвидации должны быть направлены на локализацию пятен во избежание распространения дальнейшего загрязнения новых участков и уменьшения площади загрязнения.

При разливе нефтепродуктов происходит загрязнение почвенного слоя и грунтовых вод нефтепродуктами на значительную глубину.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы требуется провести анализ существующих методов ликвидации аварийных разливов нефти с почв, различными методами, а также сравнить их с рассматриваемым методом биоремедиации.

Целью данного раздела выпускной квалификационной работы является определение наиболее экономически эффективного способа ликвидации разлива нефти на почве.

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

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

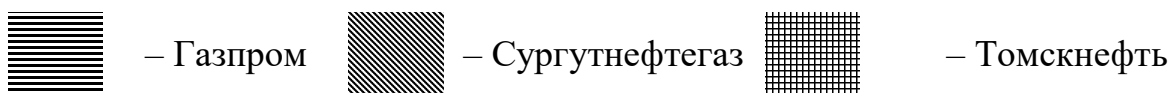
При разрыве нефтепровода, вылившаяся нефть загрязняет водные объекты, почву, атмосферу, пашни.

					Капитальный ремонт магистрального нефтепровода путем врезки катушки		
<i>Из</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис.</i>	<i>Лист</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Иванущенко И.С.</i>			<i>Лист</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Риковод.</i>		<i>Беляев Л.В.</i>				98	131
<i>Рик. ООП</i>		<i>Бригник О.В.</i>			Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8Б		

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Так как в данном случае потребители относятся к коммерческой категории, то критерием сегментирования является размер предприятия.

		Вид ликвидации разлива нефти		
		Метод биоремедиации	Термический метод по технологии IN-SITU	Технология EX-SITU
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

Рисунок 6.1 – Карта сегментирования рынка услуг по ликвидации аварийных разливов нефти:



По результатам сегментирования можем сказать, что основным способом ЛАРН на поверхности почвы является метод биоремедиации. При анализе литературы по методам ЛАРН наиболее экономически эффективным является биоремедиации. Сжигание по технологии IN-SITU является простым, но довольно пожароопасным методом, поэтому используется редко. Технология EX-SITU используется чаще, но является дорогостоящим методом.

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

- Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.
- Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления

для ее будущего повышения. Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты.

- Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

- $K = \sum_{i=1}^n B_i \cdot B_i$,

- где K – конкурентоспособность научной разработки;

- B_i – вес показателя (в долях единиц);

- B_i – балл i -го показателя.

Таблица 6.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение эффективности удаления нефтяного загрязнения	0,12	5	3	2	0,6	0,36	0,24
2. Удобство, простота эксплуатации	0,17	5	3	4	0,85	0,51	0,8
4. Экономичность	0,06	3	4	4	0,18	0,24	0,24
5. Надежность	0,1	5	3	4	0,5	0,3	0,4
7. Безопасность	0,15	5	3	3	0,75	0,45	0,45
Экономические критерии оценки эффективности							
8. Конкурентоспособность продукта	0,08	4	4	2	0,32	0,32	0,16
9. Уровень проникновения на рынок	0,02	3	4	5	0,06	0,08	0,1
10. Цена	0,05	2	3	4	0,1	0,15	0,2
11. Предполагаемый срок эксплуатации	0,04	5	3	4	0,2	0,12	0,16
12. Послепродажное обслуживание	0,04	5	4	4	0,2	0,16	0,14
13. Финансирование научной разработки	0,06	4	4	2	0,24	0,24	0,21
14. Срок выхода на рынок	0,05	3	4	4	0,15	0,2	0,2
15. Наличие сертификации разработки	0,06	4	5	5	0,24	0,3	0,3
Итого	1	53	47	47	4,39	3,43	3,6

- Б_ф – Метод биоремедиации;

- Б_{к1} – Термический метод по технологии IN-SITU;

- Б_{к2} – Технология EX-SITU;

4.1.3 Технология QuaD

Технология QuaD (Quality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество предложенного технического решения и его перспективность на рынке и позволяющие

принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект.

Таблица 6.2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

• Критерии оценки	• Вес критерия	• Баллы	• Максимальный балл	• Относительное значение (3/4)	• Средневзвешенное значение (5x2)
• 1	• 2	• 3	• 4	• 5	• 6
Показатели оценки качества разработки					
• 1. Повышение эффективности удаления нефтяного загрязнения	• 0,12	• 90	• 100	• 0,80	• 0,063
• 2. Удобство, простота эксплуатации	• 0,17	• 85	• 100	• 0,60	• 0,034
• 4. Экономичность	• 0,06	• 95	• 100	• 0,95	• 0,076
• 5. Надежность	• 0,1	• 55	• 100	• 0,55	• 0,011
• 7. Безопасность	• 0,15	• 90	• 100	• 0,90	• 0,027
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
• 8. Конкурентоспособность продукта	• 0,08	• 95	• 100	• 0,60	• 0,076
• 9. Уровень проникновения на рынок	• 0,03	• 75	• 100	• 0,50	• 0,023
• 10. Цена	• 0,04	• 80	• 100	• 0,80	• 0,032
• 11. Предполагаемый срок эксплуатации	• 0,05	• 95	• 100	• 0,70	• 0,048
• 12. Послепродажное обслуживание	• 0,05	• 85	• 100	• 0,85	• 0,043
• 13. Финансирование научной разработки	• 0,04	• 90	• 100	• 0,90	• 0,036
• 14. Срок выхода на рынок	• 0,05	• 75	• 100	• 0,65	• 0,038
• 15. Наличие сертификации разработки	• 0,06	• 75	• 100	• 0,60	• 0,045

• Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$• P_{\text{ср}} = \sum V_i \cdot B_i = 69.41,$$

- где P_{cp} – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;
- B_i – вес показателя (в долях единицы);
- B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.
- Значение P_{cp} позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Так как средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки находится в диапазоне значений от 60 до 79, то перспективность технического решения выше среднего.

4.1.4 SWOT – анализ

SWOT – анализ представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. Его применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчетливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых научно-исследовательский проект будет реализовываться.

В таблице 6.3 описаны сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут проявиться в его внешней среде. Результаты SWOT – анализа:

Таблица 6.3 – Итоговый SWOT анализ

	<p>Сильные стороны научно-технологического решения: С1. Сбор информации с датчиков контроля параметров в режиме реального времени; С2. Существование большого количества компаний, способных применить метод под ключ; С3. Низкая цена метода ЛАРН; С4. Экологичность технологии; С5. Высокая эффективность применяемого метода.</p>	<p>Слабые стороны технологического решения: Сл1. Необходимость в высококвалифицированном персонале для ликвидации разлива нефти; Сл2. Трудности внедрения технического решения в месте разлива нефти; Сл3. Необходимость привлечения сторонней компании для внедрения технологии для ликвидации аварийного разлива нефти.</p>
--	--	---

Таблица 6.3 – Итоговый SWOT анализ

<p>Возможности: В1. Наилучшая степень очистки почвы от нефтяного загрязнения; В2. Повышение стоимости конкурентных разработок; В3. Уменьшение экологического ущерба; В4. Повышение надежности оборудования; В5. Дистанционное регулирование параметров.</p>	<p>– Энергосбережение и повышенная безопасность; – Система автоматики упрощает применение метода.</p>	<p>– Принятие на работу квалифицированного персонала; – Обучение действующего персонала работе с новым оборудованием.</p>
<p>Угрозы: У1. Низкий спрос на данное техническое решение; У2. Развитая конкуренция на рынке; У3. Существование большого количества альтернатив разработки.</p>	<p>– Отсутствие спроса на новые технологии – Сложность реализации проекта.</p>	<p>– Вести постоянный мониторинг технических решений в области ЛАРН.</p>

4.2 Планирование научно–исследовательских работ

4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Таблица 6.4 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор темы исследования	1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, исполнитель
	2	Выбор алгоритма исследований	Руководитель
	3	Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель
Разработка технического задания	4	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель

Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис.	Дат.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лис. 10

Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретического анализа существующих технических решений	Исполнитель
	6	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, исполнитель
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, исполнитель

4.2.2 Определение трудоемкости выполняемых работ

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется формула:

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{min_i} + 2 \cdot t_{max_i}}{5},$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, человеко-дни;
 t_{min_i} – минимальная возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предложении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни;
 t_{max_i} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предложении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i},$$

где T_{pi} – продолжительность i -ой работы, раб. дн.;
 $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, чел.-дн.;
 $Ч_i$ - численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на i -ом этапе, чел.

4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Для расчета длительности работ в календарных днях, используется формула:

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

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -ой работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность i -ой работы, раб. дней;

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

Коэффициент календарности определяется по формуле:

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

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

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

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

Округлим до целого числа количество календарных дней по каждой работе T_{ki} и сведем рассчитанные значения в одну таблицу (таблица 4.8).

В качестве примера расчета рассмотрим руководителя (6 дневная рабочая неделя) – составление и утверждение технического задания:

$$t_{\text{ож}} = \frac{3 \cdot t_{\text{min}_i} + 2 \cdot t_{\text{max}_i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 2}{5} = 1,4 \approx 2 \text{ чел} - \text{дней}$$

$$T_p = \frac{t_{\text{ож}}}{\text{Ч}} = \frac{2}{1} = 2 \text{ дня}$$

В 2021 году – $T_{\text{кал}} = 365$ дней, $T_{\text{вых}} = 118$ дней,

Подставим численные значения в формулу:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48$$

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 2 \cdot 1,48 = 2,96 \approx 3 \text{ дня}$$

Инженер (5 дневная рабочая неделя) – подбор и изучение материалов:

$$t_{\text{ож}} = \frac{3 \cdot t_{\text{min}_i} + 2 \cdot t_{\text{max}_i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 2}{5} = 1,4 \approx 2 \text{ чел} - \text{дней}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подпис	Дат		10

$$T_p = \frac{t_{ож}}{Ч} = \frac{2}{1} = 2 \text{ дня}$$

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48$$

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 2 \cdot 1,48 = 2,96 \approx 3 \text{ дня}$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе, округляют до целого числа и заносят в таблицу.

Таблица 6.5 – Временные показатели проведения научной разработки

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
	t_{min} , человека дни	t_{max} , человека дни	$t_{ож}$, человека дни			
Календарное планирование работ по теме	3	6	4,3	Руководитель, Исполнитель	2	3
Составление и утверждение тех. задания	1	3	1,8	Руководитель	2	18
Подбор и изучение материалов по теме	10	15	12	Исполнитель	12	9
Согласование материалов по теме	5	8	6,2	Руководитель	6	3
Проведение теоретического анализа существующих технических решений	6	18	110	Исполнитель	10	15
Проведение теоретических расчетов и обоснование	3	12	6,6	Исполнитель	7	10
Оценка результатов исследования	3	5	3,8	Руководитель, Исполнитель	2	8,9
Составление пояснительной записки	7	16	11,4	Руководитель, Исполнитель	6	15

На основе таблицы 6.5 строим план график, представленный в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Календарный план график проведения НИР по теме

№	Вид работ	Исполнители	T_{ki} , кал. дни	Продолжительность выполнения работ													
				Март			Апрель			Май			Июнь				
1	Составление и утверждение тех. задания	Р	3	■													
2	Подбор и изучение материалов по теме	И	18		■	■	■										
3	Согласование материалов по теме	Р	9				■	■									
4	Календарное планирование работ по теме	Р, И	3				■	■									
5	Проведение теоретического анализа существующих технических решений	И	15						■	■							
6	Проведение теоретических расчетов и обоснование	И	10								■	■					
7	Оценка результатов исследования	Р, И	8,9										■	■			
8	Составление пояснительной записки	Р, И	15											■	■		



- руководитель



- исполнитель

4.3 Бюджет научно–технической разработки

4.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

Расчет материальных затрат НТР включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Расчет материальных затрат осуществляется по формуле:

$$Z_M = (1 + k_M) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расх\ i},$$

где k_M – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы;

m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

C_i – цена приобретения i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования, руб.;

$N_{расх\ i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.).

Таблица 6.7 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, Z ^М , руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Заправка картриджа	шт.	1	1	1	350	400	500	350	400	500
Электричество	кВт·ч	55	61	63	3,7	3,7	3,7	203,5	225,7	233,1
Итого:								553,5	625,7	733,1

4.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

Сюда включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (программного обеспечения), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лис.
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис.	Дат.		10

Таблица 6.8 – Расчет затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

№	Наименование оборудования			Количество единиц оборудования			Стоимость оборудования, тыс. руб.		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Установка биоремедиации	Электрооборудование для нагрева почвы	Спецтехника и биореакторы для обработки почвы	1	1	1	450	515	565
2	Компьютер	Компьютер	Компьютер	1	1	1	65	64	66
Итого:							515	579	631

- Б_ф – Метод биоремедиации;
- Б_{к1} – Сжигание по технологии IN-SITU;
- Б_{к2} – Технология EX-SITU;

4.3.3 Основная заработная плата исполнителей работы

Расчет заработной платы произведен на основе тарифных ставок предприятия, которое занимается проектирование автоматизированных систем управления. Расчет осуществляется по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p,$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.;

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

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником в рабочие дни.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d},$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<i>Лис.</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лис.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис.</i>	<i>Дат.</i>		10

дней $M=11,2$ месяцев, 5 – дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала в рабочие дни.

Месячный должностной оклад работника определяется по формуле:

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

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

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

k_d - коэффициент доплат и надбавок ($k_d = 0,2$, т. е. 20% от $Z_{тс}$);

k_p - районный коэффициент (для Томска $k_p = 0,3$, т. е. 30%).

Таблица 6.9 – Расчет основной заработной платы

Исполнитель	$Z_{тс}$, руб.	$k_{пр}$, %	k_d , %	k_p , %	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель проекта	70000	30	20	30	126000	4200	8,6	36120
Исполнитель	25000	30	20	30	45000	1500	62,8	94200
Итого, $Z_{осн}$:								130320

4.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей работы

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

Расчет дополнительной заработной платы ведется по формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{доп},$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы, на стадии проектирования принимают равным 0,15.

Таблица 6.10 – Расчет дополнительной заработной платы

Исполнитель	$k_{\text{доп}}$	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	0,15	36120	5418
Исполнитель	0,15	94200	14130
Итого:		130320	19548

4.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется по формуле:

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

где $k_{\text{внеб}}$ - коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды, принимается равным $k_{\text{внеб}} = 0,302$ (30,2%).

Таблица 6.11 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Исполнитель	36120	5418
Руководитель проекта	94200	14130
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30,2%	
Итого:	45260,1	

4.3.6 Накладные расходы

В статью накладных расходов входят прочие затраты, не попавшие в предыдущие статьи расходов: оплата электроэнергии, печать и ксерокопирование, почтовые расходы и т.д.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лис.
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис.	Дат.		11

Накладные расходы определяются по формуле:

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

где $k_{\text{нр}}$ - коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимается равным $k_{\text{нр}} = 16\%$.

$$\begin{aligned} Z_{\text{накл1}} &= (553,5 + 515000 + 130320 + 19548 + 45260,1) \cdot 0,16 \\ &= 113\,709,056 \text{ руб.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{\text{накл2}} &= (625,7 + 579000 + 130320 + 19548 + 45260,1) \cdot 0,16 \\ &= 123\,960,608 \text{ руб.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{\text{накл3}} &= (733,1 + 631000 + 130320 + 19548 + 45260,1) \cdot 0,16 \\ &= 132\,297,592 \text{ руб.} \end{aligned}$$

4.3.7 Формирование бюджета затрат научно–исследовательской работы

Таблица 6.12 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
1. Материальные затраты НИИ	553,5	625,7	733,1	Пункт 4.3.1
2. Затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	515000	579000	631000	Пункт 4.3.2
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	130320	130320	130320	Пункт 4.3.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	19548	19548	19548	Пункт 4.3.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	45260,1	45260,1	45260,1	Пункт 4.3.5
6. Накладные расходы	113 709,056	123 960,608	132 297,592	Пункт 4.3.6
7. Бюджет затрат НИИ	824 390,656	898 714,408	959 158,992	Сумма ст. 4.3.1–4.3.6

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

Определение эффективности происходит на основе расчета

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лис.
Изм.	Лис.	№ докум.	Подпис.	Дат.		11

интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в

ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}},$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = \frac{824\,390,656}{959\,158,992} = 0,86$$

Для 2-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} = \frac{898\,714,408}{959\,158,992} = 0,94$$

Для 3-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}3} = \frac{959\,158,992}{959\,158,992} = 1$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля)

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лис.
Изм	Лис	№ докум	Подпис	Дат		11

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

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

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

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

Таблица 6.13 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Критерии				
1. Повышение эффективности удаления нефтяного загрязнения	0,12	0,6	0,36	0,24
2. Удобство, простота эксплуатации	0,17	0,85	0,51	0,8
4. Экономичность	0,06	0,18	0,24	0,24
5. Надежность	0,1	0,5	0,3	0,4
7. Безопасность	0,15	0,75	0,45	0,45
8. Конкурентоспособность продукта	0,08	0,32	0,32	0,16
9. Уровень проникновения на рынок	0,02	0,06	0,08	0,1
10. Цена	0,05	0,1	0,15	0,2
11. Предполагаемый срок эксплуатации	0,04	0,2	0,12	0,16
12. Послепродажное обслуживание	0,04	0,2	0,16	0,14
13. Финансирование научной разработки	0,06	0,24	0,24	0,21
14. Срок выхода на рынок	0,05	0,15	0,2	0,2
15. Наличие сертификации разработки	0,06	0,24	0,3	0,3
Итого	1	4,39	3,43	3,6

$$I_{p-исп1} = \sum a_i \cdot b_{p-исп1} = 4,39$$

$$I_{p-исп2} = \sum a_i \cdot b_{p-исп2} = 3,43$$

$$I_{p-исп3} = \sum a_i \cdot b_{p-исп3} = 3,6$$

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

$$I_{исп1} = \frac{I_{р-исп1}}{I_{финр}} = \frac{4,39}{0,86} = 5,1;$$

$$I_{исп2} = \frac{I_{р-исп2}}{I_{финр}} = \frac{3,43}{0,94} = 3,65;$$

$$I_{исп3} = \frac{I_{р-исп3}}{I_{финр}} = \frac{3,6}{1} = 3,6;$$

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

Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{срi}$):

$$\mathcal{E}_{срi} = \frac{I_{испi}}{I_{min}}$$

Таблица 6.14 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,86	0,94	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,39	3,43	3,6
3	Интегральный показатель эффективности	5,1	3,65	3,6
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,4	1,01	1

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет судить о приемлемости существующего варианта решения поставленной в бакалаврской работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

Вывод по разделу

В результате проделанной работы были выполнены анализ и расчет основных параметров для реализации успешного конкурентоспособного проекта. В процессе было выбрано два исполнения для данной продукции,

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лис
Изм	Лис	№ докум	Подпис	Дат		11

отличающихся используемым для изготовления материалом и финансовыми расходами. В процессе исследовательской работы был проанализирован рынок потенциальных потребителей для изготавливаемой продукции, рассмотрены конкурентные решения, проведен SWOT–анализ, выявлен коммерческий потенциал разработки. Был обозначен календарный план- график выполнения работ и в соответствии с ним были посчитаны основная, дополнительная и обычная заработные платы для руководителя и инженера. Также были рассчитаны материальные затраты для двух исполнений и финансовая и ресурсоэффективность.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лис.
Изм	Лис	№ докум	Подпис	Дат		11

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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

Из большого списка хотелось бы выделить:

ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.

ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работстоя. Общие эргономические требования

ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работсидя. Общие эргономические требования

ФЗ «О специальной оценке условий труда» от 28.12.2013 N 426

Трудовой кодекс РФ, редакции от 01.01.2020

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

					Капитальный ремонт магистрального нефтепровода путем врезки катушки		
<i>Из</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис.</i>	<i>Лам</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Иванущенко И.С.</i>			<i>Лист</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Риковод.</i>		<i>Беляев Л.В.</i>				117	131
<i>Рик. ООП</i>		<i>Брисник О.В.</i>			Социальная ответственность		
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8Б		

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

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

7.2 Производственная безопасность

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

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

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

РД 39-00147105-011-97. Табель технического оснащения служб

										Лис
Изм	Лис	№ докум	Подпис	Дат	Социальная ответственность					11

7.2.1 Превышение уровня шума

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

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

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

Для борьбы с шумом применяют следующие правила:

Использование средств индивидуальной защиты, таких как наушники и беруши.

Снижение уровня шума от источника.

Размещение оборудования вне рабочей зоны.

Перерывы при работе с оборудованием, у которого повышен уровень шума и вибраций.

Средства индивидуальной защиты от шума наушники, беруши.

Коллективные средства защиты от шума Звукоизоляция, звукопоглощение, глушители.

7.2.2 Отклонения показателей климата на открытом воздухе

При работе на открытом воздухе показатель климата очень важен, поскольку в Западной Сибири зимой температура воздуха может достигать - 50 °С, а летом больше 40 °С, что может привести к травмам таких как обморожение, переохлаждение, тепловой удар и т.д. а так же оказывает существенное влияние на самочувствие, состояние здоровья и

					Социальная ответственность	Лис
Изм	Лис	№ докум	Подпис	Дат		12

работоспособность человека. Наилучшие условия — это когда выделение теплоты человеком равняется её отводу от человека, т. е. при наличие теплового баланса. Такие условия называются комфортными, а параметры микроклимата оптимальными. В соответствие с СанПиН 2.2.4.3359-16

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

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

Выдача рабочим головных уборов и спец одежды для летнего и зимнего периода.

Установка отопительных систем и кондиционеров.

Установка вахтовых вагонов бытовок.

Установка систем защиты от интенсивных тепловых излучений.

7.2.3 Недостаток необходимого естественного освещения

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

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

					Социальная ответственность	Лис
Изм	Лис	№ докум	Подпис	Дат		12

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

Установка фонарей и прожекторов по всей жилой и рабочей зоне.

Выдача взрывобезопасных фонарей персоналу.

7.2.4 Поражение организма электрическим током

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

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

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

Правила электробезопасности регламентирует ГОСТ 12.1.019-2017.

Для соблюдения правил электробезопасности применяют следующие меры:

Установка по периметру оградительных устройств, предупреждающих плакатов и знаков безопасности.

Защитное заземление спецоборудования.

Изоляция всех частей оборудования, проводящих ток.

					Социальная ответственность	Лис
Изм	Лис	№ докум	Подпис	Дат		12

Наличие системы сигнализации и блокировки.

Снабжение сотрудников антистатической спецодеждой и средствами СИЗ.

Наличие автоматического защитного отключения.

Использование специализированного инструмента.

7.2.5 Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

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

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

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

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

Ознакомление с техникой безопасности при погрузо-разгрузочных работах.

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

					Социальная ответственность	Лис
Изм	Лис	№ докум	Подпис	Дат		12

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

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

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

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

7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

прекратить вскрышные и другие работы.

заглушить экскаватор и работающие вблизи выхода нефтемеханизмы.

персоналу выйти из опасной зоны.

доложить о случившемся руководителю работ.

					Социальная ответственность	Лис
Изм	Лис	№ докум	Подпис	Дат		12

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

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подпис	Дат		12

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с техническим заданием на дипломное проектирование мною был разработан проект «Капитальный ремонт с вырезкой коррозионной секции и сплошной механизированной переизоляции технологического участка «Бугуруслан-Ерзовка» МН «Нижневартовск-Курган-Куйбышев». При проектировании капитального ремонта выполнены расчёты и предусмотрены мероприятия:

- проведены гидравлический и механический расчеты;
- рассмотрены вопросы:
- организационно-технологической подготовки к ремонту;
- врезки вантузов в трубопровод для его опорожнения и заполнения;
- откачки нефти из ремонтируемого участка и закачки её в параллельный

МН;

- демонтажа вырезаемой катушки;
- технологии сварочно-монтажных работ;
- технологии механизированной изоляции;
- технологии замены коррозионных секций МН;
- неразрушающего контроля и изоляции сваренных стыков;
- безопасного проведения ремонтных работ;
- минимизации негативного воздействия на окружающую среду;
- технико-экономического обоснования выполнения капитального

ремонта.

Капитальный ремонт участка «Бугуруслан-Ерзовка» является экономически обоснованным и его условный срок окупаемости за счёт снижения аварийности на эксплуатируемом участке составит 2,7 лет.

					Капитальный ремонт магистрального нефтепровода путем врезки катушки		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис.</i>	<i>Лист</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Иванущенко И.С.</i>			<i>Лист</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Риковод.</i>		<i>Беляев Л.В.</i>				129	131
<i>Рик. ООП</i>		<i>Брисник О.В.</i>			Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8Б		
					Заключение		

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СНиП III-42-80* Магистральные трубопроводы.
2. Бабин Л.А. и др. Типовые расчеты по сооружению трубопроводов.
3. Тугунов П.И. и др. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов.
4. СНиП 3.02.01-87 Земляные работы и фундаменты.
5. ВСН 012-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов, часть I. Контроль качества и приемки работ.
6. ВСН 006-89 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка.
7. Кривоносов С.А., Шабуро И.С. Технологический расчёт трубопроводов при проектировании. Учебное пособие. Самара, 2005.
8. РД 153-30.4R-130-02 Регламент по вырезке и врезке «катушек», соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков МН.
9. РД 75.180.00-КТН-399-09 Технология освобождения нефтепровода от нефти и заполнения после окончания работ.
10. РД-25.160.00.КТН-011-010 Сварка при строительстве и ремонте МН.
11. РД 153-39.4-056-00 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.
12. РД 39-00147105-011-97 Табель технического оснащения служб капитального ремонта магистральных нефтепроводов.
13. СНиП 2.01.07-85 Нагрузки и воздействия.
14. РД 91.200.00-КТН-107-06 Правила ликвидации вантузов на МН.

					Капитальный ремонт магистрального нефтепровода путем врезки катушки		
<i>Из</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис.</i>	<i>Лист</i>			
<i>Разраб.</i>		Иванущенко И.С.			<i>Лист</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Рисовод.</i>		Беляев Л.В.				130	131
<i>Рис. ООП</i>		Брисник О.В.			Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8Б		

Список использованных
источников

15. ВППБ 01-05-99 Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов

16. Регламент оформления нарядов-допусков на огневые, газоопасные и другие работы повышенной опасности и пожароопасных объектах МН

17. Регламент организации производства ремонтных и строительных работ на объектах МН.

18. ВСН 008-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция: ВНИИСТ Миннефтегазстрой, 1989. – 55с.

19. Регламент по очистке и испытанию нефтепроводов на прочность и герметичность после завершения строительно-монтажных работ: ОАО «АК «Транснефть», 2004.– 58с.;

20. ОР-16.00-45.21.30-КТН-001-1-03. Регламент организации работ по реконструкции и капитальному ремонту объектов магистральных нефтепроводов с заменой и демонтажем труб, заменой изоляции, выборочным ремонтом: ОАО «АК «Транснефть», 2003 – 8с.;

21. СНиП 12-03-99. Безопасность труда в строительстве. Часть 1: ФГУ ЦОТС,2000 – 123 с.;

22. Федеральный закон №7-ФЗ «Об охране окружающей среды» от 10.01.2001 г.;

23. Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» №89-ФЗ (в ред. от 10.01.03) от 24 июня 1998 года;

24. Трубопроводный транспорт нефти: Под ред. Вайнштока С.М. Учеб. для вузов: В 2т.– М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – Т.2 – 621 с.;

25. СНиП 23-01-99 Строительная климатология;

26. СНиП 2.01.07-85* Карты районирования. Нагрузки и воздействия;

27. СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;

28. СНиП 3.04.03-85 «Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии».

					Список использованных источников	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подпис	Дат		13