



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»

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

Отделение нефтегазового дела

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА**

Тема работы
<b>«Организация производства работ по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск»»</b>

УДК 622.692.4.053-049.32

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Литяев Семен Иванович		

Руководитель:

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:**

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	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.	-		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		

## 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
<b>Универсальные компетенции</b>	
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 в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности 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
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные 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
<b>Профессиональные компетенции</b>	
<b>ПК(У)-1</b>	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-2</b>	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-3</b>	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-4</b>	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-5</b>	Способен обеспечивать заданные режимы эксплуатации нефтегазотранспортного оборудования и контролировать выполнение производственных показателей процессов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
<b>ПК(У)-6</b>	Способен проводить планово-предупредительные, локализационно-ликвидационные и аварийно-восстановительные работы линейной части магистральных газонефтепроводов и перекачивающих станций
<b>ПК(У)-7</b>	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-8</b>	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

Чухарева Н.В.  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

**В форме:**

бакалаврской работы

**Студенту:**

Группа	ФИО
3-2Б8А1	Литяеву Семену Ивановичу

**Тема работы:**

<b>«Организация производства работ по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск»»</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	14.02.2023 г. № 45-34/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	31.05.2023 г.
--	---------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Объект исследования – участок магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск»</li> <li>2. Вид трубопровода – магистральный нефтепровод;</li> <li>3. Наружный диаметр – 1220 мм;</li> <li>4. Толщина стенки – 12мм;</li> <li>5. Длина заменяемого участка -32м;</li> <li>6. Рабочее давление на участке 3,6 МПа;</li> <li>7. Способ прокладки – подземный;</li> <li>8. Транспортируемая среда – нефть;</li> <li>9. Плотность транспортируемой среды – 860 кг/м<sup>3</sup>;</li> <li>10. Температура перекачиваемой нефти 12°С;</li> </ol>
---------------------------------	---

	11. Сталь трубопровода – 09Г2С.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1. Обзор литературы. 2. Общие сведения и характеристика объекта. 3. Оценка технического состояния нефтепровода. 4. Расчет на прочность ремонтируемого участка. 5. Выбор и обоснование метода ремонта. 6. Мероприятия по проведению ремонта. 7. Мероприятия по повышению качества проведения ремонтных работ.
<b>Перечень графического материала</b>	Рисунки, схемы, таблицы, диаграммы.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Креницына Зоя Васильевна Доцент (ОСГН, ШБИП), к.т.н.
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович Старший преподаватель
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</b>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	14.02.2023 г.
---	---------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Гончаров Н.В.	к.т.н.		14.02.2023 г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Литяев С.И.		14.02.2023 г.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ и  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б8А1	Литяеву Семену Ивановичу

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

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</li> </ul>	<b>Бюджет проекта</b> – не более 1603211.2 руб., в т.ч. затраты по оплате труда – не более 373296,9 руб.
<ul style="list-style-type: none"> <li>Нормы и нормативы расходования ресурсов</li> </ul>	<b>Значение показателя интегральной ресурсоэффективности</b> – не менее 3,54 баллов из 4,08
<ul style="list-style-type: none"> <li>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</li> </ul>	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30.2 %
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	<i>Описание потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ</i>
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	<i>Планирование работ, разработка диаграммы Ганта, формирование бюджета затрат.</i>
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	<i>Оценка сравнительной эффективности исследования.</i>

<b>Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком</b>	
--	--

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б8А1	Литяев Семен Иванович		

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Обучающемуся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б8А1	Литяеву Семену Ивановичу

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

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<p><b>Введение:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.</li> </ul>	<p><b>Объект исследования</b> – участок магистральный нефтепровод «Александровское-Анжеро-Судженск».</p> <p><b>Область применения</b> – транспортировка нефти Рабочая зона – полевые условия</p> <p><b>Климатическая зона</b> – почти вся территория Томской области находится в пределах таежной зоны. Климат умеренно-континентальный циклический.</p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне – подготовительные работы, земляные работы, снятие плодородного слоя почвы, разработка траншеи и ремонтного котлована, манипуляции с трубопроводом, сварочные работы, очистные, изоляционные работы, контроль качества, засыпка трубопровода, рекультивация земель.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</li> <li>– ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.</li> </ul> <p>Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».</p>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ потенциальных вредных и опасных факторов</li> <li>– Обоснование мероприятий по снижению их воздействия</li> </ul>	<p><b>Вредные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны;</li> <li>– Превышение уровней шума;</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Превышение уровней вибрации;</li> <li>– Недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>– Повреждение в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися;</li> </ul> <p><b>Опасные факторы:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;</li> <li>– Повышенное значение напряжения;</li> <li>– Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением;</li> <li>– Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте;</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</b>	<p><b>Воздействие на селитебную зону:</b> ремонт магистрального нефтепровода осуществляется в отдаленных от жилых зон регионах, влияние отсутствует.</p> <p><b>Воздействие на литосферу:</b> уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель.</p> <p><b>Воздействие на гидросферу:</b> Попадание в гидросферу загрязняющих веществ, такие как хозяйственно-бытовые сточные воды.</p> <p><b>Воздействие на атмосферу:</b> выброс в атмосферу выхлопных газов от автомобилей, а также от стационарных источников.</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p><b>Возможные ЧС:</b> возникновение пожара и взрыва.</p> <p><b>Наиболее типичная ЧС:</b> возникновение пожара и взрыва.</p>

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком	
---	--

**Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»**

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

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Литяев Семен Иванович		

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**

**Период выполнения** осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года

**Форма представления работы:**

бакалаврская работа
---------------------

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
07.02.2023	<i>Введение</i>	5
28.02.2023	<i>Обзор литературы</i>	10
15.03.2023	<i>Общие сведения и характеристика объекта</i>	5
18.03.2023	<i>Оценка технического состояния</i>	5
27.03.2023	<i>Расчет на прочность участка МН</i>	10
07.04.2023	<i>Выбор и обоснование метода ремонта</i>	5
14.04.2023	<i>Мероприятия по проведению ремонта</i>	15
05.05.2023	<i>Мероприятия по повышению качества проведения ремонтных работ</i>	10
04.05.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
15.05.2023	<i>Социальная ответственность</i>	10
25.05.2023	<i>Заключение</i>	5
01.06.2023	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

**Составил преподаватель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Гончаров Н.В.	к.т.н.		14.02.2023

**Согласовано:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		14.02.2023

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 119 с., 27 рис., 27 табл., 40 источник, 7 прил.

**Ключевые слова:** дефектная секция, ремонтный котлован, катушка, захлест, магистральный трубопровод.

**Объектом исследования является** капитальный ремонт дефектного участка магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск».

**Цель работы** - разработка мероприятий по организации производства работ при проведении капитального ремонта участка магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск».

В ходе работы проводился теоретический и сравнительный анализ, изучение нормативно-правовой документации, литературы. Проведен расчет на прочность и недопустимость пластических деформаций, а также толщины стенки трубы магистрального нефтепровода, подлежащего капитальному ремонту.

В результате исследования проанализирован и выбран оптимальный метод капитального ремонта нефтепроводов. «Александровское-Анжеро-Судженск», а именно, ремонт с заменой труб путем укладки в траншею после демонтажа поврежденного участка трубопровода. Выбор данного способа был сделан с учетом небольшой длины заменяемой плети МН.

**Основные технологические, конструктивные и эксплуатационные данные:** организация работ, подготовительные этапы, земляные работы, сварка, работы по антикоррозийной защите, контроль качества работ по обеспечению целостности и адгезии изоляции, испытание вновь изготовленного участка на прочность и герметичность, захлест участка к действующему МН и заполнение нефтепровода нефтью с последующим выходом на рабочий режим.

					<i>Организация производства работ по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Литяев С.И.</i>			<b>Реферат</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					11	119
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1</i>		

## Report

Final qualifying work 119 p., 27 fig., 27 table., 40 source, 7 adj.

Keywords: defective section, repair pit, coil, overflow, main pipeline.

The object of the study is the overhaul of a defective section of the Alexandrovskoye - Anzhero - Sudzhensk oil trunk pipeline.

The purpose of the work is to develop measures for the organization of work during the overhaul of the section of the Alexandrovskoye-Anzhero-Sudzhensk oil trunk pipeline.

In the course of the work, a theoretical and comparative analysis was carried out, the study of regulatory and legal documentation, literature. A calculation was carried out for the strength and inadmissibility of plastic deformations, as well as the wall thickness of the pipe of the main oil pipeline to be overhauled.

As a result of the study, the optimal method of major repairs of oil pipelines was analyzed and selected. "Alexandrovskoe-Anzhero-Sudzhensk", namely, repair with replacement of pipes by laying in a trench after dismantling the damaged section of the pipeline. The choice of this method was made taking into account the small length of the replaced whip MN.

The main technological, structural and operational data: organization of work, preparatory stages, excavation, welding, anti-corrosion protection work, quality control of work to ensure the integrity and adhesion of insulation, testing of the newly manufactured site for strength and tightness, flooding the site to the existing MN and filling the pipeline with oil, followed by access to the operating mode.

					<i>Организация производства работ по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Литяев С.И.</i>				<i>Report</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Гончаров Н.В.</i>						12	119
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Чухарева Н.В.</i>					<i>Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1</i>		

## Содержание

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	<b>16</b>
<b>1. Литературный обзор</b> .....	<b>20</b>
<b>2. Общие сведения и характеристика объекта</b> .....	<b>24</b>
<b>2.1 Оснащение ЛАЭС НПС «Орловка»</b> .....	<b>24</b>
<b>2.2 Геолого-физическая характеристика МН «Александровское-Анжеро-Судженск» км 708</b> .....	<b>24</b>
<b>2.3 Климатические условия</b> .....	<b>26</b>
<b>2.4 Характеристика отключаемого участка</b> .....	<b>26</b>
<b>2.5 Характеристики и компонентный состав транспортируемой среды</b> .....	<b>27</b>
<b>3. Оценка технического состояния</b> .....	<b>28</b>
<b>3.1 Проведение внутритрубной (ВТД) диагностики магистральных трубопроводов</b> .....	<b>28</b>
<b>3.2 Анализ результатов ВТД</b> .....	<b>28</b>
<b>3.3 Проведение дополнительного дефектоскопического контроля (ДДК)</b> .....	<b>29</b>
<b>4. Расчетная часть</b> .....	<b>30</b>
<b>4.1 Расчетные характеристики материала</b> .....	<b>30</b>
<b>4.2 Проверка МН на недопустимость деформаций и прочность</b> .....	<b>32</b>
<b>5. Выбор и обоснование метода ремонта</b> .....	<b>35</b>
<b>5.1 Виды капитального ремонта магистрального нефтепровода</b> .....	<b>35</b>
<b>5.2 Капитальный ремонт с заменой труб</b> .....	<b>35</b>
<b>5.3 Ремонт с заменой изоляционного покрытия</b> .....	<b>36</b>
<b>5.4 Выборочный ремонт</b> .....	<b>36</b>
<b>5.5 Обоснование метода ремонта</b> .....	<b>37</b>
<b>6. Мероприятия по проведению ремонта</b> .....	<b>38</b>
<b>6.1 Состав работ по устранению дефекта</b> .....	<b>38</b>

					<i>Организация производства работ по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Литяев С.И.</i>				<b>Содержание</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Гончаров Н.В.</i>						13	119
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Чухарева Н.В.</i>					Отделение нефтегазового дела		
						Группа 3-2Б8А1		

<b>6.2 Основные работы.....</b>	<b>40</b>
<b>6.2.1 Откачка нефти из ремонтного участка.....</b>	<b>41</b>
<b>6.2.2 Работы по вырезке и врезке ремонтируемого участка .....</b>	<b>44</b>
<b>6.2.3 Работы по герметизации внутренней полости нефтепровода .....</b>	<b>54</b>
<b>6.2.4 Испытание на прочность и проверка на герметичность плети.....</b>	<b>55</b>
<b>6.2.5 Монтаж плети.....</b>	<b>57</b>
<b>6.2.6 Дефектоскопия сварных швов и выдача заключения.....</b>	<b>58</b>
<b>6.2.7 Заварка технологических отверстий, дефектоскопия сварных швов, проверка готовности участка к заполнению.....</b>	<b>59</b>
<b>6.3 Заключительные работы.....</b>	<b>59</b>
<b>6.3.1 Вывод нефтепровода на установленный режим работы.....</b>	<b>59</b>
<b>6.3.2 Нанесение изоляции на трубопровод.....</b>	<b>60</b>
<b>6.3.3 Обратная засыпка .....</b>	<b>62</b>
<b>6.4 Оценка качества проведения ремонта.....</b>	<b>63</b>
<b>7. Мероприятия по повышению качества проведения ремонтных работ .</b>	<b>65</b>
<b>7.1 Критический анализ электродугового метода сварки .....</b>	<b>65</b>
<b>7.2 Обзор оборудования для лазерной сварки магистральных трубопроводов.....</b>	<b>65</b>
<b>7.3 Рекомендаций по совершенствованию работ.....</b>	<b>71</b>
<b>8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....</b>	<b>72</b>
<b>8.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....</b>	<b>72</b>
<b>8.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования .....</b>	<b>72</b>
<b>8.1.2 Анализ конкурентных технических решений .....</b>	<b>73</b>
<b>8.2.1 Структура работ в рамках научного исследования.....</b>	<b>76</b>
<b>8.2.2 Определение трудоемкости выполняемых работ .....</b>	<b>76</b>
<b>8.2.3 Разработка графика проведения научного исследования.....</b>	<b>77</b>
<b>8.3 Бюджет научно–технической разработки .....</b>	<b>81</b>

8.3.1	Расчет материальных затрат НТИ.....	81
8.3.2	Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ..	81
8.3.3	Основная заработная плата исполнителей работы .....	82
8.3.4	Дополнительная заработная плата исполнителей работы .....	83
8.3.5	Отчисления во внебюджетные фонды .....	84
8.3.6	Накладные расходы .....	84
8.3.7	Формирование бюджета затрат научно–исследовательской работы .....	85
8.4	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	86
9.	Социальная ответственность.....	90
9.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности...	90
9.2	Производственная безопасность .....	92
9.3	Анализ опасных и вредных производственных факторов .....	93
9.4	Экологическая безопасность .....	96
9.5	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	98
	Заключение.....	100
	Список используемых источников .....	101
	Приложение А .....	104
	Приложение Б .....	106
	Приложение В .....	108
	Приложение Г.....	111
	Приложение Д .....	114
	Приложение Е .....	116
	Приложение Ж .....	117

## ВВЕДЕНИЕ

Нефтепроводы относятся к объектам промышленного назначения, при отказах которых возможны большие ущербы экологии и значительным материальным затратам. В эксплуатации линейной части не редко практикуется использование труб, срок службы которых превышает проектный. Растущая длительность эксплуатации, а также износ нефтепровода актуализуют вопрос о выявлении состояния трубы и проведение своевременного ремонта, при котором технические характеристики сооружения будут сопутствовать увеличению объёмов перекачки нефти и сроку службы.

Надежная и безотказная работа является главной задачей эксплуатирующих нефтеперекачивающих корпорации. Предупреждение аварий всегда модернизируется и работает на высшем уровне, обеспечивая сохранность экосистемы и безопасность.

Подземные магистральные нефтепроводы подвержены воздействию серьезных внешних факторов, к которым относится воздействие самого перекачиваемого продукта, что приводит к износу труб и преждевременному ремонту. Дефекты, возникающие при перекачке, и их не преждевременное обнаружение могут стать причиной аварийной остановки нефтепровода. В связи с этим поднимается вопрос капитального ремонта действующих объектов трубопроводного транспорта нефти, что обеспечивает их надежную и безаварийную работу.

Для данного исследования основой послужил руководящий документ капитального ремонта магистральных нефтепроводов. (РД 39-0147105-015-98) «Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов», СНиП 2.05.06-85\* «Магистральные трубопроводы» и др.), а также учебные пособия, данные по объектам нефтепроводного транспорта АО «Транснефть», интернет-ресурсы.

					<i>Организация производства работ по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Литяев С.И.</i>				<b>Введение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Гончаров Н.В.</i>						16	119
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Чухарева Н.В.</i>					<i>Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1</i>		

Дефекты, которые вовремя не обнаружили и не приняли меры по ремонту могут привести к крупномасштабным авариям и, как следствие, устранение требует значительных финансовых, трудовых и других ресурсов.

**Целью данной работы** является разработка мероприятий по организации производства работ при проведении капитального ремонта участка магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск».

Задачи работы:

1. Анализ нормативно-технической документации по теме исследования.
2. Оценка технического состояния участка магистрального нефтепровода и выбор метода ремонта.
3. Расчет участка магистрального нефтепровода на прочность.
4. Разработка мероприятий по подготовке и проведению капитального ремонта участка магистрального нефтепровода.

					<b>Введение</b>	<i>Лист</i>
						17
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## Определения, обозначения, сокращения

### Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

**дефект нефтепровода:** Это отклонение от нормативов геометрии трубы, в стенке трубопровода, в свариваемом шве трубы, детали соединения которых не соответствующие требованиям выпуска.

**Овальность:** Дефект геометрии трубы длиной 1,5 диаметра и более, при котором сечение трубки отклоняется от окружности в двух направлениях.

**дефектами первоочередного ремонта:** Это дефекты, связанные с повышенной опасностью для целостности нефтепровода, которые подлежат ремонту в ближайшее время.

**гофр:** Поперечные выпуклости и вогнутости стенки трубы, которые приводят к излому оси и уменьшению проходного сечения нефтепровода.

**риска (царапина, задир):** Углубление в стенке трубы, которое образуется из-за перемещения по ней твердого тела.

**потеря металла:** Изменение толщины стенок трубы механическим или коррозионным воздействием.

**вмятина:** Результат механического воздействия, при котором излом оси нефтепровода не происходит, уменьшается только проходное сечение трубы длиной 1,5 диаметра нефтепровода.

**трещина:** Дефект, при котором металл стенки трубы разрывается.

**поры, шлаковые включения:** Наружные дефекты (отклонения размеров шва от требований нормативных документов).

**смещение кромок:** Несовпадение уровня расположения внутренней и наружной поверхности стенок свариваемых труб в местах стыковых

					<i>Организация производства работ по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Литяев С.И.</i>			<b>Определения, обозначения, сокращения</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					18	119
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1</i>		

соединений, называется **смещением поперечных или продольных швов**.

**трещина, непровар, несплавление:** Дефекты в виде несплошности металла по сварному шву, классифицируются как " **несплошности плоскостного типа** " поперечного, продольного, спирального сварного шва.

**магистральный трубопровод:** Комплекс, который состоит из множества НПС, которые связаны между собой нефтепроводами.

**промысловые трубопроводы:** Соединяют скважины с различными объектами и установками подготовки нефти на промыслах, нефтепромыслы или НПЗ с ГНПС МН (МНПП).

**технологические трубопроводы:** Внутриплощадочные нефтепроводы, между точками врезки в МН (МНПП) на входе и выходе нефтеперекачивающих станций, перевалочных терминалов, сброса давления от предохранительных клапанов, системы сглаживания волн давления; обвязки емкостей сброса и гашения ударной волны; откачки из емкостей сбора утечек.

**вспомогательные трубопроводы:** Технологические трубопроводы дренажа и утечек от насосных агрегатов, дренажа фильтров-грязеуловителей, регуляторов давления, узлов учета нефти.

### **Обозначения и сокращения**

**НПС** - нефтеперекачивающая станция;

**ЛАЭС** - линейная аварийная эксплуатационная служба;

**МН** - магистральный нефтепровод;

**А-А-С** – Алесандровское–Анжеро–Судженск;

**ВТД** - внутритрубная диагностика;

**ВИП** - внутритрубный инспекционный прибор;

**СКЗ** - станция катодной и дренажной защиты;

**ВЛ** - высоковольтная линия;

**ЦНС** - центробежный насос секционный;

**ПНУ** - передвижная насосная установка.

					<b>Определения, обозначения, сокращения</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		19

## 1. Литературный обзор

В данном разделе рассмотрены классификация и состав магистральных нефтепроводов, а также проведен анализ причин проведения и виды ремонтов магистральных нефтепроводов, их особенности, требования НД.

Трубопровод представляет собой сооружение, предназначение которого является транспорт веществ в газообразном и жидком состоянии. Состав нефтепровода включает в себя поочередно соединенные секции, запорная арматура, КИП, автоматика, опоры и фундаменты, крепежи, защита от коррозии, разнovidные крепежи и тепловая изоляция.

Согласно своду правил [1] магистральные нефтепровода в зависимости от диаметра трубопровода подразделяют на:

- класс I – при номинальном диаметре свыше DN 1000 до DN 1200 - - включительно;
- класс II – то же, свыше DN 500 до DN 1000 включительно;
- класс III – то же, свыше DN 300 до DN 500 включительно;
- класс IV – DN 300 и менее.

Магистральные нефтепродуктопроводы:

- класс II – при номинальном диаметре свыше DN 500 до DN 700 включительно;
- класс III – то же, свыше DN 300 до DN 500 включительно;
- класс IV – DN 300 и менее.

Как показывает обзор литературы [2-4] трубопроводы классифицируют по их назначению:

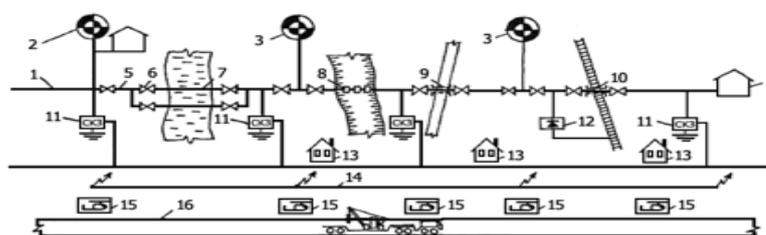
- магистральные,
- промысловые,
- технологические,
- вспомогательные

					<i>Организация производства работ по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Литяев С.И.</i>				<i>Литературный обзор</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Гончаров Н.В.</i>						20	119
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Чухарева Н.В.</i>					<i>Отделение нефтегазового дела</i>		
						<i>Группа 3-2Б8А1</i>		

Каждый нефтепровод согласно [4] состоит из своей линейной части, которая определяется как совокупность участков нефтепровода, соединяющих нефтеперекачивающие станции.

Линейная часть нефтепровода исходя из [2] и рисунка 1.1 состоит из:

- трубопроводы с ответвлениями, лупингами, перемычками и резервными нитками, запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами подключения насосных станций, узлами пропуска и пуска-приема СОД.
- установки электрохимической защиты трубопроводов от коррозии;
- средства телемеханики, технологической связи, оперативного управления и помещения для их размещения;
- вдольтрассовые линии электропередач;
- пункты подогрева нефти;
- устройства электроснабжения и дистанционного управления;
- противоэрозионные и защитные сооружения МТ;
- вдольтрассовые проезды, сооружаемые при соответствующем технико-экономическом обосновании, опознавательные, запрещающие и предупредительные знаки местонахождения МТ;
- блокировочные трубопроводы между параллельными МТ;
- система обнаружения утечек [2].



1 - подводящий трубопровод, 2 - головная нефтеперекачивающая станция; 3 - промежуточная нефтеперекачивающая станция; 4 - конечный пункт; 5 - линейная часть; 6 - линейная задвижка; 7 - дюкер; 8 - надземный переход; 9 - переход под автодорогой; 10 - переход под железной дорогой; 11 - станция катодной защиты; 12 - дренажная установка; 13 - дом обходчика; 14 - линия связи; 15 - вертолетная площадка; 16 - вдоль трассовая дорога.

Рисунок 1.1 - Состав сооружения МН (МНПП). Линейная часть МТ пункты 5-16

					<i>Литературный обзор</i>	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Причины проведения капитального ремонта можно увидеть на рисунке 1.2 Для определения необходимости капитального ремонта проводится комплексное обследование и оценка технического состояния участков линейной части.

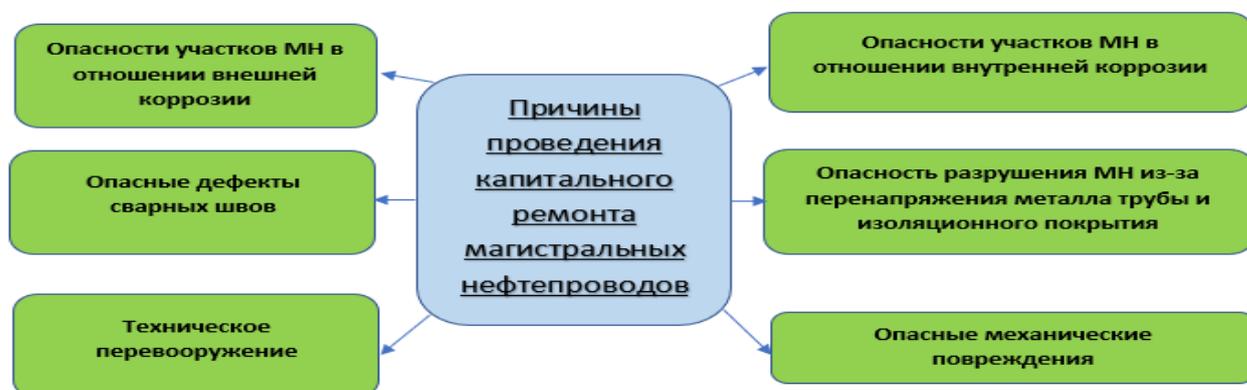


Рисунок 1.2 - Причины проведения капитального ремонта магистральных нефтепроводов.

Статистический анализ аварийности позволил увидеть причины их возникновения, соотношение в процентах которых представлено на рисунке 1.3 [5].

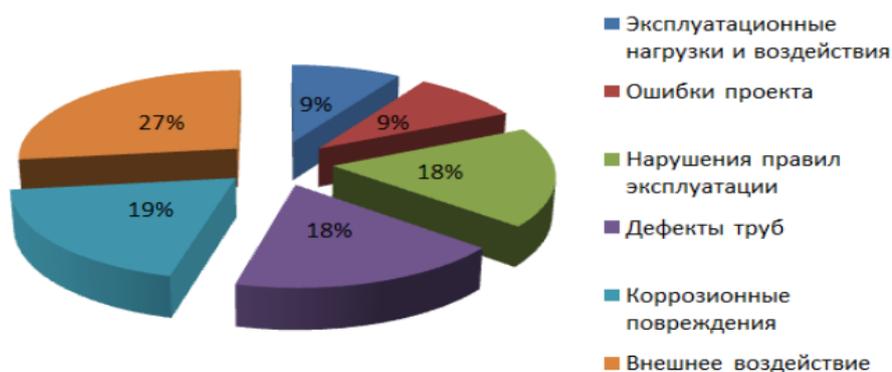


Рисунок 1.3 – Статистический анализ аварийности МН

На рисунке 1.4 представлено статистический анализ наибольшего количества выявленных дефектов трубопровода.



Рисунок 1.4 – Статистический анализ дефектов МН

Существует три вида капитального ремонта МН [6]:

При проведении капитального ремонта с заменой поврежденного участка новой плетью полностью восстанавливаются все технические характеристики линейной части до расчетных необходимых, но для проведения этого ремонта есть необходимость в остановке перекачки нефти на время производства работ по подготовки к захлесту новой плети.

#### **Ремонт с заменой изоляционного покрытия**

Капитальный ремонт с заменой изоляции нефтепровода при диаметре наружном от 820 до 1220мм производится без подъёма плети. Положение сохраняется согласно проекту [7].

#### **Выборочный ремонт**

При проведении комплексного анализа состояния трубопровода принимается решение о ремонте согласно 2х мероприятий:

- 1) Ремонт участков с малой протяжённостью путем вырезки дефектных труб с монтажом новых секций.
- 2) Выборочный ремонт участков с малой протяжённостью путем восстановления стенки трубы и сварочных швов. При таком ремонте часто используются ремонтные конструкции.

## 2. Общие сведения и характеристика объекта

### 2.1 Оснащение ЛАЭС НПС «Орловка»

На НПС

насоса НН

также на выходе с узла подключения используется противотурбулентная установка для увеличения пропускной способности нефтепровода. Линейная часть (ЛЧ) оборудована

внутренним диаметром

задвижками разного исполнения и внутреннего диаметра. Так же линейная часть оснащена колодцами отборов давления и вантузами (исполнение ПУИП).

Этот участок входит в состав магистрального нефтепровода, не считая подводный переход через р. Обь

«Александровское-Анжеро-Судженск, начиная с

километром и является последним в цепочке обслуживания данной нитки.

Подробная характеристика представлена в таблице 2.1. Из наиболее выдающихся характеристик можно отметить достаточно большой подводный переход через реку Обь, состоящий из двух ниток (резервная и основная)

внутренним диаметром 1020мм и протяженностью В

и диагностики.

### 2.2 Геолого-физическая характеристика МН «Александровское-Анжеро-Судженск» км

Расположена в километрах от Томска, на правом берегу Томи, недалеко от её впадения в Обь.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Организация производства работ по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск»			
Разраб.		Литяев С.И.			Общие сведения и характеристика объекта	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.					24	119
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела		
						Группа 3-2Б8А1		

В административном отношении МН «А-А-С» находится на юго-востоке Западной Сибири в зоне реки Обь, которая протекает в Томской и кемеровской области. Нефтепровод проложен по средней тайге Западносибирской низменности, которая насыщена хвойными породами деревьев.

На берегах и прибрежьях наблюдается преобладание лиственных пород деревьев и кустарников. Нефтепровод уложен подземно. Рядом с вдольтрассовым проездом проходит линия электропередач 10 кВТ а по левую , транспорт нефти реализуется с севера Томской области.

Ближайший населенный пункт до места проведения работ – д. Петропаловка «Александровское-Анжеро-Судженск» из НПС «Орловка» возможен по трассе «Томск – Самусь – Орловка», д. Петропаловка и продолжается еще . Общая схема нефтепровода приведена на рисунке 2.1.

Таблица 2.1 - Характеристики нефтепровода

Пропускная способность	
Год ввода в эксплуатацию нефтепровода	
Диаметр нефтепровода	
Проектное давление нефтепровода	
Марка стали	
Класс прочности	
Стенка нефтепровода	
Рабочее давление на ремонт. участке	

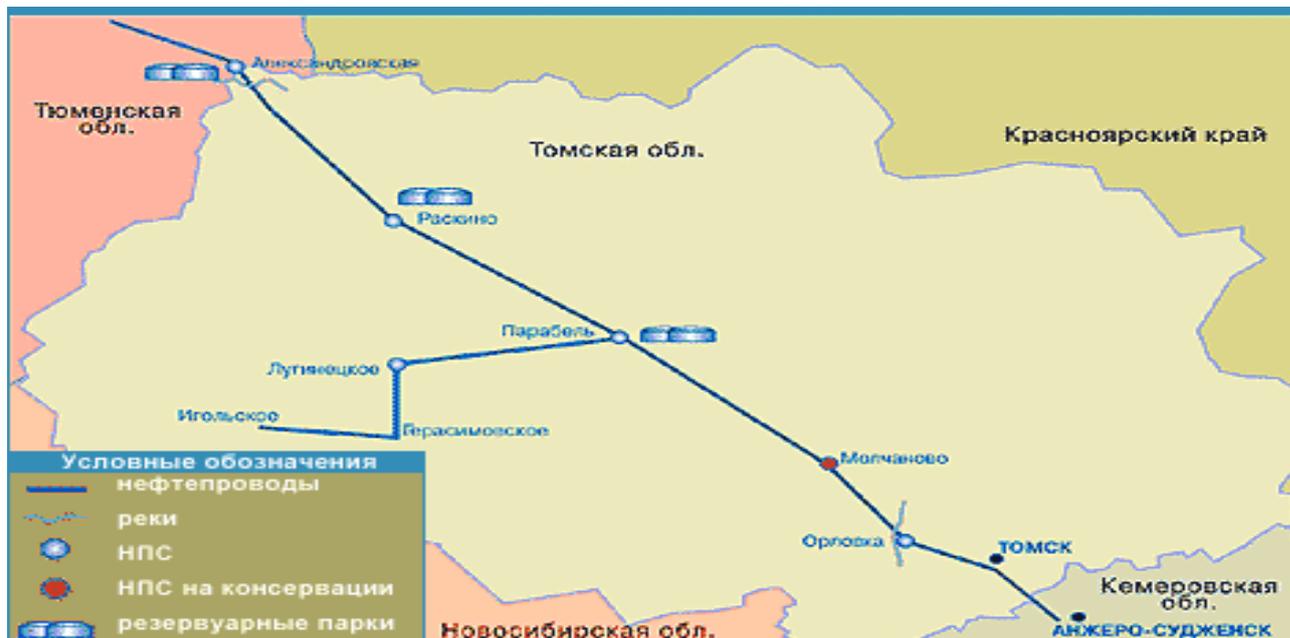


Рисунок 2.1 - Схема нефтепровода МН «А-А-С»

### 2.3 Климатические условия

Континентально-циклонический климат - переходная стадия от умеренного к резко-континентальному климату. Зима длится 7 месяцев. Среднегодовая температура - 0 градусов. Средняя температура зимой: 20 градусов ниже нуля, часто бывают морозы до 30 - 40 градусов ниже нуля. Безморозный период составляет в среднем 115 дней.

Минимальная зафиксированная температура - 55 градусов ниже нуля, зарегистрирована в январе. В марте и ноябре средняя температура доходит до - 10 градусов. Лето прохладное и влажное. В среднем температура летом держится на отметке 16,5<sup>0</sup>С (таблица 2.2).

Таблица 2.2 - Температура по месяцам средняя

Янв.	Февр.	Март	Апр.	Май	Июнь	Июль	Авг.	Сент.	Окт.	Нояб.	Дек.
-20	-17	-10	1	10	15	18	15	9	1	-9	-15

### 2.4 Характеристика отключаемого участка:

Для производства работ выводится из работы участок кп МН "Александровское-Анжеро-Судженск " Ду1220, протяженностью отсекается задвижками на НПС «Орловка»

Для проведения комплекса работ отвод земли не требуется, работы проводятся в охранной зоне МН, площадка стоянки техники, жилой городок располагаются в пределах выделенного землеотвода в соответствии с договором долгосрочной аренды №86 от 01.07.2005. Жилой городок обустроивается.

## 2.5 Характеристики и компонентный состав транспортируемой среды

На данном участке нефтепровода транспортируется товарная нефть, которая в дальнейшем попадает в резервуары линейной производственной-диспетчерской станции для временного хранения и дальнейшего распределения. (таблица 2.3).

Таблица 2.3 - Компонентный состав транспортируемой нефти

№ п/п	Наименование показателя	Показатель
1	Температура нефти, °С	
2	Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	
3	Плотность нефти при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	
4	Плотность нефти при 15 °С, кг/м <sup>3</sup>	
5	Массовая доля воды, %	
6	Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , (%)	
7	Массовая доля механических примесей, %	
8	Массовая доля серы, %	
9	Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.)	
10	Массовая доля сероводорода, млн. <sup>-1</sup> (ppm)	
11	Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн. <sup>-1</sup> (ppm)	
12	Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204 °С, млн. <sup>-1</sup> (ppm)	

### 3. Оценка технического состояния

#### 3.1 Проведение внутритрубной (ВТД) диагностики магистральных трубопроводов

##### Проведение внутритрубной диагностики

Рассмотрим порядок необходимый для работ по внутритрубной диагностики, оформление необходимых документов, а также организацию по совместной работе ОСТ и . [8].

- проверка соответствие очистных и калибровочных устройств требованиям и условиям безотказной работы;
- проверка организационных моментов при проведении очистки и калибровки участка;
- допуск устройств для внутритрубной диагностики;
- соответствие действий при очистке и внутритрубной диагностики;
- осмотр ВИП при выемке из камеры приема СОД;
- подготовка отчетов ВТД;
- анализ и передача отчета.

При внутритрубной диагностике участка в «Александровское-Анжеро-Судженск» был произведен анализ и подготовлен отчет о состоянии магистрального нефтепровода.

Было выявлено что на км 708 присутствует большое скопление дефектов (Приложение А) в ближайшее время которые необходимо устранить, во избежаний аварии и ее последствиям.

#### 3.2 Анализ результатов ВТД

Результат ВТД основан на данных комбинированного магнитно-ультразвукового дефектоскопа (MFL+WM+CD), который позволяет за один прогон проводить как магнитную (MFL), так и ультразвуковую (WM+CD)

					<i>Организация производства работ по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Литяев С.И.</i>			<b>Оценка технического состояния</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					28	119
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

просветку МН и прибора для определения положения трубопровода (ОПТ), который служит для обозначения нахождения трубы в пространстве и предоставления информации о его перемещении за прошедшее время между двумя пропусками ВТД. Способствуют выявлению и проводят оценку размеров геометрии.

В приложении Б наблюдаем на сертификате 5 дефектов первоочередного ремонта.

Номера дефектов: 501022, 301820, 100778, 100779, 1157.

### 3.3 Проведение дополнительного дефектоскопического контроля (ДДК)

При проведении ДДК использовался визуальный и измерительный контроль (линейка стальная 150 мм, штангенциркуль ШЦ I-125-0,1 ГОСТ 166-89, угольник поверочный УП 160x100 кл.1, рулетка 3 м, светодиодный фонарик, маркер по металлу, магниты, мел), ультразвуковой контроль (ультразвуковой толщиномер ТАУ-410)

Составлен акт о проведении дополнительного дефектоскопического контроля в Приложении Г.

Необходим результат расчета на статическую прочность. При анализе сертификатов, примыкающих к данной секции, было обнаружено множество дефектов ремонтом которых была установка 2х муфт П-1, одна из которых расположена с захлестом на секцию №13010 (рисунок 3.1).



Рисунок 3.1 - Схема расположения муфт П-1 на секциях

					Оценка технического состояния	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

#### 4. Расчетная часть

##### 4.1 Расчетные характеристики материала

Толщина стенки рассчитывается согласно СНиП 2-05-06-85\* Магистральные трубопроводы.

Данный участок магистрального нефтепровода относится ко II классу в соответствии с диаметром трубопровода;

В рамках проекта будут проведены испытания на прочность подземных трубопроводов. Метод расчета основан на категории участка трубопровода.

Определим толщину стенки участка МН диаметром наружным  $D_n = 1220$  мм. Участок относится ко II категории, давление рабочее которого составляет  $p = 3,6$  МПа, марка стали является 09Г2С, температура стенки составляет  $t_s = 12$  0С, температура фиксации расчетной схемы трубопровода –  $t_{ф} = -20$  0С, коэффициент надежности определяется по материалу трубы согласно СП-36.13330.2012 таблицы 10, для прямошовных, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой и прошедшие 100%-ный контроль сварных соединений неразрушающими методами труб  $k_1 = 1,40$ .

Нормативное сопротивления растяжению (сжатию) металла труб  $R_1^H$  (для стали 09Г2С) принимается равным пределу прочности равно 490 МПа; коэффициент условий работы трубопровода принимается по II классу магистрального нефтепровода согласно таблице 1 СП-36.13330.2012  $m = 0,825$ ; коэффициент надежности по назначению нефтепровода взят из СП-36.13330.2012, таблица 12.  $k_H = 1,155$

Определим расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H} \quad (3.1)$$

где  $m$  - коэффициент условий работы трубопровода;

					Организация производства работ по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Литяев С.И.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.					30	119
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела		
						Группа 3-2Б8А1		

$k_n$  - коэффициент надежности по назначению нефтепровода;

$R_1^H$  - нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла;

$k_1$  - коэффициент надежности по материалу трубы.

$$R_1 = \frac{490 \cdot 0,825}{1,4 \cdot 1,155} = 250(\text{МПа})$$

Коэффициент надежности по нагрузке внутреннему рабочему давлению в трубопроводе согласно таблице 14 СП-36.13330.2012,  $n = 1,15$ .

Расчетная толщина стенки трубопровода:

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_1 + pr)} \quad (3.2)$$

где  $n$  - коэффициент надежности по нагрузке внутреннему рабочему давлению в трубопроводе;

$p$  - внутреннее давление, МПа;

$D_n$  - диаметр наружный, мм.

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 3,6 \cdot 1220}{2(250 + 1,15 \cdot 3,6)} = 9,9 \text{ (мм)}$$

Физические характеристики стали согласно таблице 12 СП-36.13330.2012,  
 $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$ ,  $E = 2,1 \cdot 10^5$ ,  $\mu = 0,3$ .

Продольное осевое сжимающее напряжение:

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2\delta_n} \quad (3.3)$$

где  $\Delta t$  - диапазон температур;

$D_{вн}$  - внутренний диаметр, мм;

$$\begin{aligned} \sigma_{пр.N} &= -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 32 + 0,3 \frac{1,15 \cdot 3,6 \cdot (1220 - 12 \cdot 2)}{2 \cdot 9,9} \\ &= -5,62(\text{МПа}) \end{aligned}$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб

					<b>Расчетная часть</b>	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{|\sigma_{np.N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{np.N}|}{R_1} \quad (3.4)$$

где  $\sigma_{np.N}$  - продольное осевое сжимающее напряжение, МПа.

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{5,62}{250} \right)^2} - 0,5 \frac{5,62}{250} = 0,98$$

Толщина стенки с учетом продольных осевых сжимающих напряжений

$$\delta = \frac{прD_H}{2(R_1\psi_1 + пр)} \quad (3.5)$$

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 3,6 \cdot 1220}{2(250 \cdot 0,98 + 1,15 \cdot 3,6)} = 10,13(\text{мм});$$

#### 4.2 Проверка МН на недопустимость деформаций и прочность

Проверка на прочность проводится в следующем порядке:

Кольцевые напряжения от расчётного давления определяются:

$$\sigma_{кц} = \frac{прD_{вн}}{2\delta_H} \quad (3.6)$$

$\delta_H$  – принятая толщина стенки трубы, мм.

$$\sigma_{кц} = \frac{1,15 \cdot 3,6 \cdot 1198}{2 \cdot 11} = 225,44 \text{ (МПа)}.$$

Продольное осевое сжимающее напряжение  $\sigma_{np.N} < 0$ , то коэффициент, учитывающий двухосное напряженное металла труб, при сжимающих определяемый по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1} \quad (3.7)$$

$\sigma_{кц}$  - кольцевые напряжения от расчётного внутреннего давления, МПа.

					<b>Расчетная часть</b>	<i>Лист</i>
						32
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{225,44}{250}\right)^2} - 0,5 \frac{225,44}{250} = 0,6246 - 0,45088 = 0,1737$$

Из проведенных расчетов определяем, что  $R_l = 250$  МПа, тогда

$$\psi_2 R_1 = 0,1737 \cdot 250 = 43,43 \quad (3.8)$$

$5,62 < 43,43 \rightarrow$  условие прочности трубы выполняется.

Произведем проверку на недопустимость пластических деформаций. Кольцевые напряжения от рабочего давления определяются:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} = \frac{pD_{\text{вн}}}{2\delta_{\text{H}}} \quad (3.9)$$

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = \frac{3,6 \cdot 1198}{2 \cdot 11} = 196,04 \text{ (МПа)}$$

Максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий по СНиП III-42-80\*:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = \mu\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} - \alpha E\Delta t + \frac{ED_{\text{H}}}{2R} \quad (3.10)$$

где  $R$  - минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, м;  $\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}$  - кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа.

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = 0,3 \cdot 196,04 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 32 + \frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 1220}{2 \cdot 1000 \cdot 1220} = 84,9 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = \mu\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} - \alpha E\Delta t - \frac{ED_{\text{H}}}{2R} \quad (3.11)$$

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = 0,3 \cdot 196,04 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 32 - \frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 1220}{2 \cdot 1000 \cdot 1220} = -128,6 \text{ (МПа)}.$$

Предел текучести стали 09Г2С:  $R_2^{\text{H}} = 265$  (МПа). Максимальное по абсолютной величине значение суммарных продольных напряжений равно -

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
						33
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

128,6 МПа. Отрицательное значение полученного результата говорит о том, что они будут сжимающими:

Исходя из этого коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{\sigma_{\text{кц}}^H}{\frac{m}{0,9K_H} R_2^H} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кц}}^H}{\frac{m}{0,9K_H} R_2^H} \quad (3.12)$$

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{196,04}{203,17} \right)^2} - 0,5 \frac{196,04}{203,17} = 0,1242$$

Проверяем условия:

1)  $84,9 < 210,32$

2)  $|-128,6| < 0,1242 \cdot 0,825 / (0,9 \cdot 1,155) \cdot 265$  при  $\sigma_{\text{пр}}^H < 0 \psi_3 = 0,1242$

$|-128,6| < 26,1214$

$196,04 < 1 \cdot 0,825 / (0,9 \cdot 1,155) \cdot 265$  так как  $\sigma_{\text{пр}}^H > 0$ , то  $\psi_3 = 1$

$196,04 < 210,32$

Условия выполняются.

Из расчета толщины стенки трубы стали 09Г2С К52 составила 10,13мм. В данном случае используем продукцию ПАО «Челябинский трубопрокатный завод» К56 стали 09Г2ФБ, толщиной стенки 13мм, механические свойства которой приведены в таблице 4.1. ТУ 1381-018-00186654-2009.

Таблица 4.1 - Механические свойства металла трубы 09Г2ФБ

Предел текучести мм <sup>2</sup> (МПа)	Временное сопротивление, Н/мм <sup>2</sup> (МПа)	Относ. удлинение (Т)	Ударная вязкость t = -20 С,	Предел тек/ к t сопротив.	ИПГ t = -20°С, Ср.зн.(%)	Твердость HV10
466,0	584,0	24,5	290,1	0.8	100	203

Согласно сертификату качества выбранная труба по механическим свойствам металла превосходит действующую.

					<b>Расчетная часть</b>	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 5. Выбор и обоснование метода ремонта

Капитальный ремонт МН – ремонт, при котором восстанавливается поврежденный участок или производится плановая замена, с учетом возрастных характеристик катушки, плети, арматуры, изоляции.

### 5.1 Виды капитального ремонта магистрального нефтепровода

Существует три вида капитального ремонта МН:

- ремонт с заменой труб (заключается в полной замене дефектного участка трубопровода новым);
- ремонт с заменой изоляционного покрытия;
- выборочный ремонт [7].

### 5.2 Капитальный ремонт с заменой труб

При проведении капитального ремонта с заменой поврежденного участка новой плетью восстанавливаются все технические характеристики линейной части до расчетных необходимых, но для проведения этого ремонта есть необходимость в остановке перекачки нефти на время производства работ по подготовки к захлесту новой плети.

При капитальном ремонте методом замены трубы выделены следующие способы:

- Новая труба укладывается в траншею рядом с вырезаемым участком, который впоследствии демонтируется.
- Разрабатывается отдельная траншея в пределах технического коридора для укладки нового участка. Заменяемый участок вскрывается отдельно и

					<i>Организация производства работ по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Литяев С.И.</i>			<b>Выбор и обоснование метода ремонта</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					35	119
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела</i>		
						<i>Группа 3-2Б8А1</i>		

демонтируется.

- Заменяемый участок демонтируется для укладки в прежнее проектное положение нового.

### 5.3 Ремонт с заменой изоляционного покрытия

Капитальный ремонт с заменой изоляции нефтепровода при диаметре наружном от 820 до 1220мм производится без подъема плети. Положение сохраняется согласно проекту.

Данный ремонт начинается с обозначения места нахождения нефтепровода, снятия плодородного слоя почвы и планировка площадки трассы, задействованной в работе, а завершается рекультивацией плодородного слоя с помощью техники.

При замене изоляции во время отрицательных температур выделяют 3 этапа:

1) Работы, выполняемые при размороженном грунте:

- обозначения места нахождения нефтепровода;
- снятие плодородного грунта;
- восстановление местонахождения оси трубопровода.

2) Работы, выполняемые при отрицательных температурах:

- очищается от снега;
- проводятся земляные работы для разработки траншеи и снимается поврежденная изоляция;
- выполняются работы по восстановлению защитного покрытия;
- траншея засыпается минеральным грунтом с равномерной подбивкой под МН.

3) После оттаивания грунта выполняется:

- планируется зона, подлежащая засыпке плодородным слоем;
- производится рекультивация плодородного слоя.

### 5.4 Выборочный ремонт

К выборочному ремонту относится:

					<b>Выбор и обоснование метода ремонта</b>	<i>Лист</i>
						36
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- простые и экономичные методы, такие как шлифовка, могут быть использованы для устранения небольших дефектов на внешней поверхности трубы, которые незначительно снижают прочность материала трубы;

- заварка используется для ремонта «потерь металла» (коррозионные язвы, риски). Трещины и возможные вмятины с риском растрескивания не могут быть отремонтированы таким способом;

- наплавка должна проводиться только на трубопроводах, полностью заполненных нефтью. Важно не делать зону сварки слишком большой, так как это может снизить механические свойства материала трубы в зоне сварки [6].

При данном ремонте дефектов на магистральных нефтепроводах должны применяться сварные катушки того же диаметра, что и соединяемая труба, с запасом 25-50 мм, длиной не менее 1,22 м, на врезаемой катушке указывается заводской номер; вантузы для откачки (закачки) должны соответствовать ТУ 1469-001-01297858-01.

### 5.5 Обоснование метода ремонта

Выявленный дефект под номером \_\_\_\_\_ имеет характеристики: длина \_\_\_\_\_ номинального диаметра трубы). Проведение ДДК подтвердило действительность повреждения нефтепровода. Согласно приложению РД 153-39.4-067-04 МЕТОДЫ РЕМОНТА ДЕФЕКТНЫХ УЧАСТКОВ ДЕЙСТВУЮЩИХ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ (таблицы 4.2 и 6.2а), вмятины и гофры в комбинации с дополнительным дефектом (риской, задиром, трещиной, потерей металла) превышающие глубину более 45мм при номинальном диаметре 1220мм. подлежат вырезке.

Под данный капитальный ремонт попадают приходящие и уходящие секции \_\_\_\_\_ на которых расположены ремонтные конструкции П-1, обоснование которому служит ликвидация рядом находящихся дефектов и временных ремонтных конструкций без больших энергозатрат и финансовых потерь.

					<b>Выбор и обоснование метода ремонта</b>	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 6. Мероприятия по проведению ремонта

### 6.1 Состав работ по устранению дефекта

#### Подготовительные работы

Проверка герметичности запорной арматуры. Сертификат проверки герметичности задвижек подтверждает, что задвижки, отсекающие нефтепровод не имеют утечек в результате плановой проверки. Для проведения подготовительных работ, необходимо составить приказ о назначении лица(лиц), ответственного за данные работы. Подготовить необходимые разрешения для проведения подготовительных работ (гидравлические испытания труб для катушек, монтаж и демонтаж вантузов, подготовка котлована для ремонта, ДДК). Выдать наряды-допуски на газоопасные работы, огневые, работы повышенной опасности. Для производства работ по ликвидации вантузов необходимо оформить разрешительную документацию.

В подготовку к гидроиспытаниям входят такие процессы как: доставка катушек, сварка катушек и сферических заглушек. Проводятся испытания руководствуясь «Инструкции на проведение гидравлических испытаний. Далее составляется акт о проведении гидроиспытаний.

Для размещения рабочего персонала обустраивается временный полевой городок, который будет находиться не 100 м от производства работ. Жилые вагоны устанавливаются на расстоянии 3м друг от друга. Вагон ы штаб, столовая, сушилка, душевая, медицинский на расстоянии 15 м друг от руга и жилых вагонов. Неиспользуемая техника не ближе 15 м от жилых вагонов.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Организация производства работ по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск»			
Разраб.		Литяев С.И.			Мероприятия по проведению ремонта	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.					38	119
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела		
						Группа 3-2Б8А1		

Для работ в темное время суток и организовывается освещение [9];

- Подготавливаются специальные приспособления для впуска и выпуска ГВС, а также ёмкости для временного хранения нефти объёмом 5-10м<sup>3</sup>;

- Подготовить существующие вантуза № 708/1, 708/2;

- На км 706.4 для врезки вантузов №1 и №2, предназначенных для откачки нефти, необходимо разработать приямок [10].

- На месте производства работ разрабатывается и обустроивается ремонтный котлован с помощью гусеничного экскаватора Hitachi zaxis 240 изображенного на рисунке 6.1 и технические характеристики которого предоставлены в таблице 6.1.



Рисунок 6.1 - Экскаватор Hitachi zaxis 240

Таблица 6.1- Характеристики эксковатора Hitachi zaxis 240

Характеристики эксковатора Hitachi zaxis 240	
Двигатель	ISUZU
Мощность, л.с.	180
Сокрость, км/ч	5,5
Объем ковша, м3	1,4
Глубина копания, м	6,5
Габариты, мм	10270x3370x2990
Масса, т	23,4

При обрушении стенки котлован укрепляется шпунтами. Для откачки грунтовых вод разрабатываются приямки, размер которых составляет 1000 x 1000 мм.;

Длину котлована рассчитываем исходя из формулы:

					<b>Мероприятия по проведению ремонта</b>	<i>Лист</i>
						39
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$L = Y + 2; \tag{5.1}$$

где  $Y = 32$  м - длина участка, который необходимо вырезать, при этом расстояние между местом реза и стенки (торцевая сторона) ремонтного котлована обеспечивается не менее 1 - 1,5 м.

$$L = 32 + 2 = 34 \text{ м.}$$

Ширина котлована составляет: по дну  $\geq 1$  м., по верху  $\geq 1,5$  м. Расстояние от дна котлована до нижней образующей трубы равна 0,6 м. Грунт, оставшийся после механической работы разрабатывается вручную, не повреждая трубопровод. Не допускается недоработка рабочего котлована. Возможна только переработка не более чем 0,2 м. Значения откосов выбираем по п. 9.10 СНиП III-4-80.

Каждый торец котлована оборудуется лестницами, длина которых составляет не менее 1,25 глубины котлована и ширина не менее 75 см.

## 6.2 Основные работы

Работы по вырезке дефектного участка производятся в период остановки перекачки нефти на участке

Для учета количества нефти при освобождении магистрального нефтепровода производится фиксирование уровня нефти в резервуарный парк (РП) до начала и после окончания работ по освобождению участка с последующим определением объема.

На время производства работ участок трубопровода в месте проведения работ необходимо освободить от нефти.

Работа по откачке нефти из отключенного участка на км будет выполняться при помощи ЦНС, ПНУ в

Для освобождения участок отсекается задвижками I

Откачку нефти из трубопровода на км врезаемых вантузов В1, В2 на км задвижку в ванту

					<b>Мероприятия по проведению ремонта</b>	<i>Лист</i>
						40
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Запуск воздуха проводится через вантуз № ] и путем сверловки отверстий.

### 6.2.1 Откачка нефти из ремонтного участка

Для полной раскочки нужного участка необходимо узнать объём откачиваемой нефти [11]. На рисунке 6.2 красным выделены участки, которые при раскочке, согласно профилю, опустошаться.

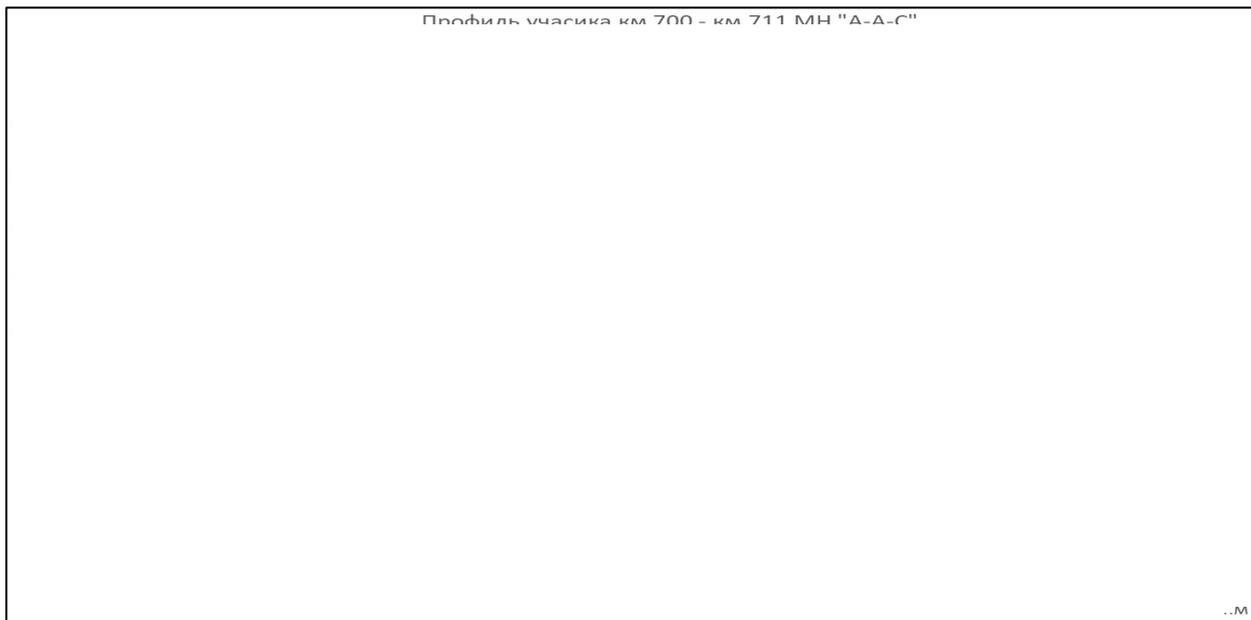


Рисунок 6.2 – Профиль участка км ' МН «А-А-С»

Длина раскочиваемого участка:

$$L=250+1920+1400 =3570\text{м.}$$

Внутренний радиус трубы:

$$r = \frac{d}{2} \quad (5.2)$$

где  $d$  – внутренний диаметр нефтепровода.

$$r = \frac{1220 - 12 \cdot 2}{2} = 598 \text{ мм}$$

					<b>Мероприятия по проведению ремонта</b>	<i>Лист</i>
						41
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Объём откачиваемой нефти:

$$V = \pi \cdot r^2 \cdot L ; \quad (5.3)$$

$\pi$  – математическая постоянная отношения длины к ее диаметру.

$$V = 3,14 \cdot 0,598^2 \cdot 3570 = 4008,67 \text{ м}^3.$$

Согласно рисунку 6.4 количество ПНУ 2 составляет 2 шт. (+1 резерв), а также наличие ЦНС - 2шт. (+1 резерв) изображенные на рисунке 6.3, характеристики их предоставлены в таблицах 6.2 и 6.3, нефтесборщик -1шт., затвор обратный - 5шт., сборно-разборных трубопроводов диаметром 150мм (СРТ) (металлорукава, 150мм). Ду 150 - 1500м длину линии которой определяет схема на рисунке 6.7, детали обвязки ПНУ- 2 комплекта, приспособление обвязки вантуза для выпуска (впуска) ГВС -1 комплект.

Применяются рукава высоко давления способные выдержать 6,3 МПа длиной 6м в количестве 8 штук, а также рукава низкого давления до 2.5 МПа длиной 6 м в количестве 6 штук для подключения на входной фланец ЦНС.



Рисунок 6.6=3 – Передвижная насосная установка 2 (ПНУ 2) с входящим в комплектацию ЦНС 150-50

Таблица 6.2 - Характеристики ПНУ 2 на базе КАМАЗ

Характеристики ПНУ 2 на базе КАМАЗ	
частота вращения ротора, об/мин	2100–3150
подача, м3/ч (номинальная)	60–300 (150)
напор, м (номинальный)	250–550 (500)
номинальная мощность, кВт	350
силовая установка насоса	ЯСУ-500М2
мощность двигателя, кВт (л. с.)	до 480 (650)

					<b>Мероприятия по проведению ремонта</b>	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 6.3 Характеристики ЦНС 150-50

Характеристики ЦНС 150-50	
подача, м <sup>3</sup> /ч (номинальная)	60–300 (150)
напор, м	50
максимальная высота всасывания, м	6,5
мощность, кВт	45

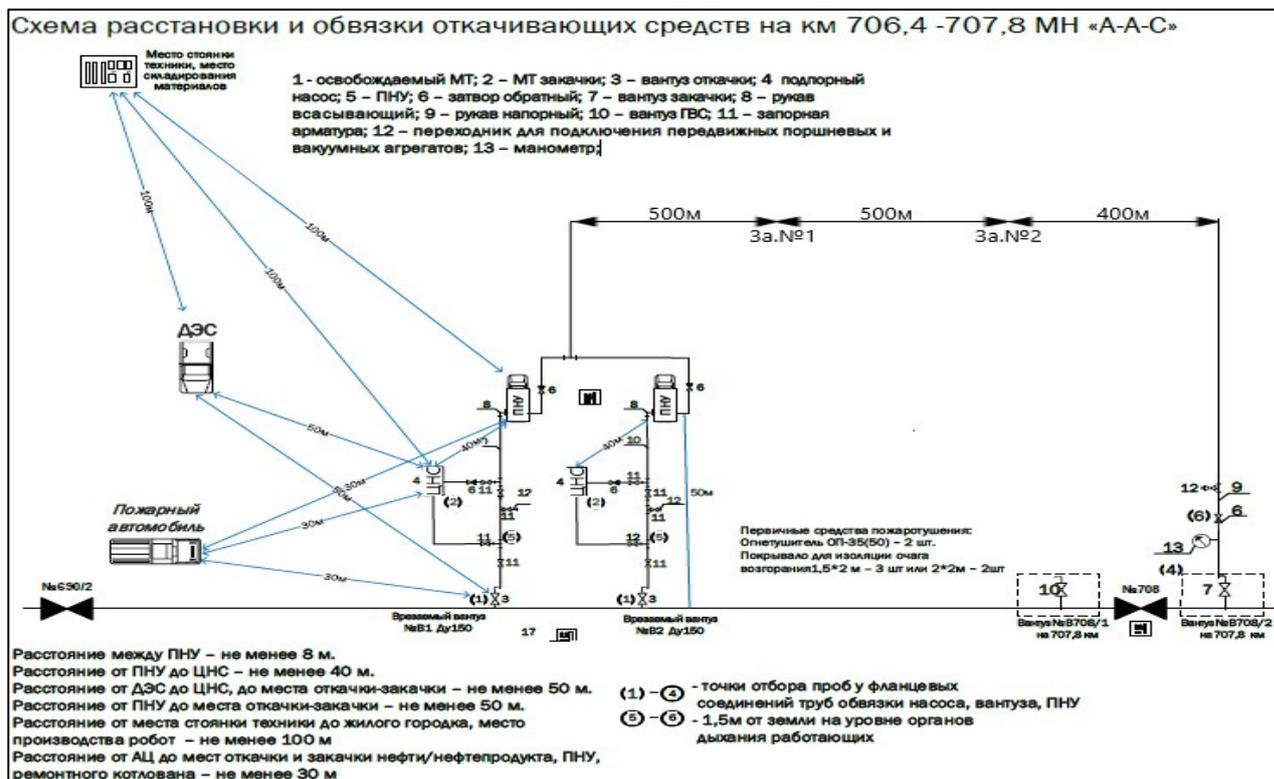


Рисунок 6.4 - Схема расстановки и обвязки откачивающих средств

Пуск насосных агрегатов на \_\_\_\_\_ м, запуск воз \_\_\_\_\_ проводить последовательно: сначала запустить ЦНС и ПНУ на \_\_\_\_\_ м открыть вентуз № \_\_\_\_\_ м, для запуска воздуха.

На время откачки нефти из участка км \_\_\_\_\_ § МН «А-А-С» осуществлять постоянный контроль за отсутствием нефти в трубопроводе на вентузе № \_\_\_\_\_ МН «А-А-С», за напором на обратном клапане перед вентузом \_\_\_\_\_ км МН «А-А-С».

Ответственному за проведение работ по откачке нефти проконтролировать наличие нефти в трубопроводе на месте производства

					Мероприятия по проведению ремонта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

работ, в случае наличия нефти продолжить откачку, при необходимости произвести дооткачку согласно схеме расстановки и обвязки с помощью автоцистерн вакуумных нефтесборных (АКН) с последующей перевозкой и сливом нефти в емкость погружную 40м<sup>3</sup> (ЕП-40) №1,2 НПС «Орловка» 690 км МН «А-А-С», с последующей закачкой в МН.

## 6.2.2 Работы по вырезке и врезке ремонтируемого участка

Отключение СКЗ на 700 км и 708 км МН «А-А-С»

В местах производства работ за 24 часа до начала основных работ отключить станции катодной защиты СКЗ, а также в обе стороны от места производства работ на расстоянии не менее 10 км отключить СКЗ [12].

Отключение ВЛ ОРЛ-10 от км 690 до км 708 МН «А-А-С»

Обеспечить оформление наряда-допуска при работах в электроустановках в охранной зоне ВЛ, наличие допускающего и наблюдающего. Провести отключение и заземление ВЛ, находящейся в непосредственной близости от места производства работ, для обеспечения безопасности. Обеспечивается правильная расстановка техники и оборудования согласно схеме на рисунке 6.5.

Зачистить места сверления технологических отверстий и места для вырезки катушки скребками из искробезопасного металла.

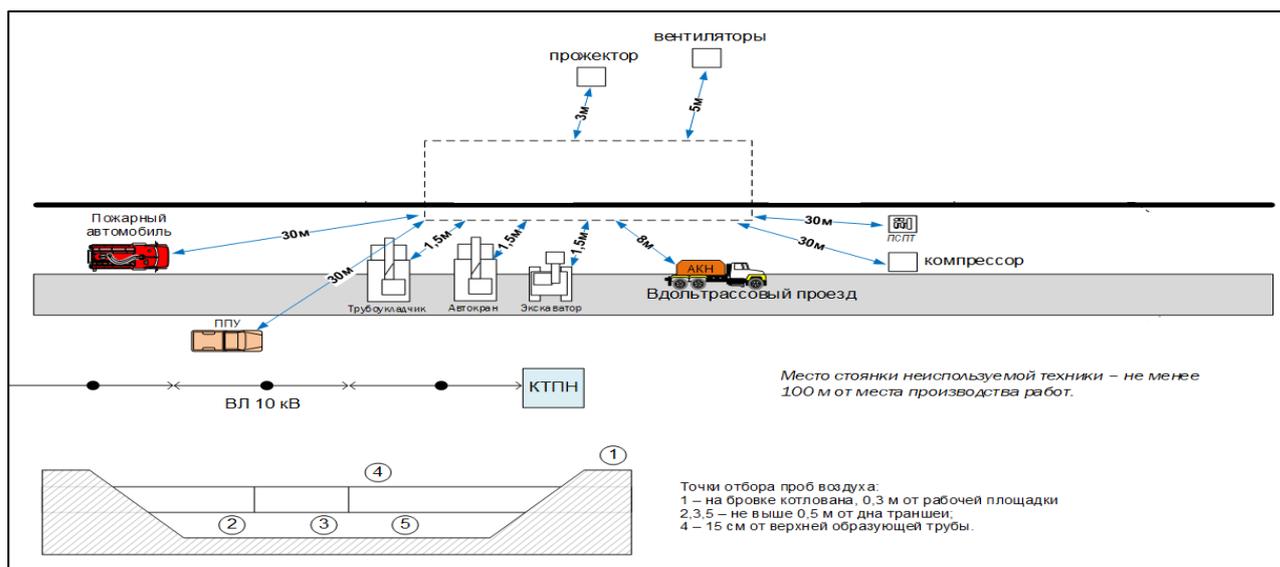


Рисунок 6.5 - Ситуационный план расстановки техники и оборудования при производстве работ, с указанием вдольтрассовых ВЛ

					<b>Мероприятия по проведению ремонта</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

## Вырезка участка отрезными машинками

До начала основных работ отметить границы опасной зоны, выставить посты охраны. Все технические средства и персонал вывести за границы опасной зоны. Установить машинки для безогневой резки труб (МРТ) на трубопровод.

Обеспечить установку шунтирующих перемычек между трубопроводом и вырезаемых секций.

Открыть ванту для впуска воздуха.

А так же устанавливаются вентиляторы осевые во взрывозащищенном исполнении ВО-14-320-4В1 изображенные на рисунке 6.6 и имеющие технические характеристики предоставленные в таблице 6.4.



Рисунок 6.6 - Вентилятор ВО-14-320-4В1

Таблица 6.4 – Технические характеристики вентиляторов ВО-14-320-4В1

### ВЕНТИЛЯТОРЫ ОСЕВЫЕ ИЗ РАЗНОРОДНЫХ МЕТАЛЛОВ ВО-14-320-4В1...12,5В1

Типоразмер вентилятора	Конструктивное исполнение	Электродвигатель		Частота вращения рабочего колеса, об/мин.	Параметры в рабочей зоне		Масса вентилятора, не более, кг.
		Типоразмер	Мощность, кВт		Производительность, 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> /час	Полное давление, Па	
1	2	4	5	6	7	8	9
ВО-14-320-4В1	1,2	4ВР63А4	0,25	1320	2,3-3,7	90-53	30

Произвести безогневую вырезку плети тремя машинками для безогневой резки труб МРТ 325-1420 «Волжанка - 2», осуществляя контроль за состоянием воздушной среды в рабочем котловане газоанализатором типа АНТ-3М,

					<b>Мероприятия по проведению ремонта</b>	<i>Лист</i>
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

предельно допустимая концентрация (ПДК) 300 мг/м<sup>3</sup>. Машинка для безогневой резки труб (рисунок 6.11) предназначена для резки труб диаметром от 325 до 1420 мм лезвийным режущим инструментом с одновременной разделкой кромок под сварку. Технические характеристики указаны в таблице 6.5.

Управление работой машин осуществляется с помощью дистанционного пульта управления. Машинка эксплуатируется во взрывоопасных зонах В-1Г, в условиях умеренного климата (исполнение У) категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69.



Рисунок 6.7 - МРТ «Волжанка 2»

Таблица 6.5 - Технические характеристики МРТ «Волжанка 2»

Наименование основных параметров	Показатели
Частота вращения режущего инструмента, об/мин.	52,78
Подача режущего инструмента, мм/мин	30
Глубина резки max. за один проход, мм.	
- фасонной фрезой 135x25	16
- отрезной фрезой 140x25	20
Несовпадение контура реза, мм, не более	2,0
Мощность, кВт	2,2
Число оборотов, об/мин.	3000
Время реза трубы, мин.	
- при диаметре 1220	128
Масса, кг, не более	110

Монтаж машинок производится согласно схеме на рисунке 6.8.

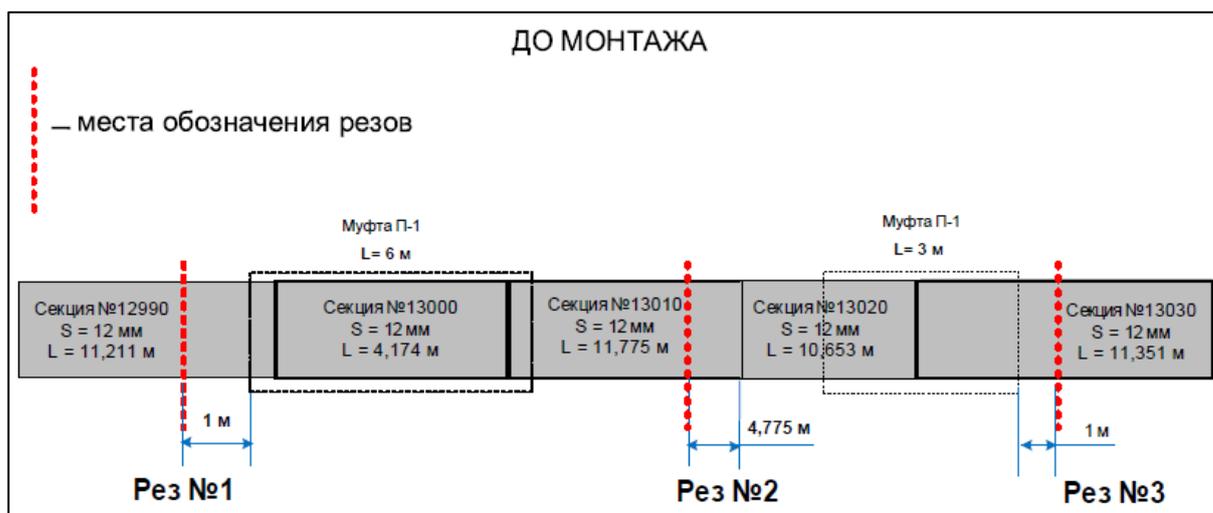


Рисунок 6.8 - Монтажная схема производства работ на км 708 МН «А-А-С» (места резов)

### Выбор крана трубоукладчика

Глубина траншеи  $h_t$  равна 2,22м, профиль трапецевидный а диаметр трубы  $d_{тр}$  составляет 1220мм.

На стадии предварительных расчетов можно принять для трапецевидного профиля траншеи  $h_1 = (0,85...0,95) h_t$ . Высота подъема трубопровода  $h_1$  в зоне работы последним трубоукладчиком определяется «вписываемостью» контура троллейной подвески в очертания профиля траншеи:

$$h_1 = (0,85 \dots 0,95)h_t; \quad (5.3)$$

где  $h_t$  – глубина траншеи, м.

$$h_1 = 0,9 \cdot 2,2 = 1,998 \text{ м};$$

Высота лежек  $b$  выбирается исходя из технологии укладки и диаметра трубопровода. Так, при укладке одиночных труб и 2...3-х трубных секций диаметром более 820 мм – принять  $b = 0,20$ м.

Технологический зазор  $c$  устанавливается из условий беспрепятственного прохождения (без задевания за грунт) троллейных подвесок у трубоукладчиков

					<b>Мероприятия по проведению ремонта</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

головной группы (в точке 3) и принимается не менее 500 мм. Принимаем  $c = 700$  мм.

На стадии предварительных расчетов при использовании подвесок типа ТПП можно принять  $d = 300$  мм для труб диаметром 530...1420 мм. Принимаем  $d = 300$  мм.

На первом этапе расчета определяют высоту подъема трубопровода в точке 3 по формуле:

$$h_3 = c + d; \quad (5.4)$$

где  $c$  - технологический зазор, мм;

$d$  - диаметр катков или авиашин троллейной подвески, мм.

$$h_3 = 700 + 300 = 1000 \text{ мм};$$

Находим безразмерные параметры  $S$  и  $P$ :

$$S = 0,164 \frac{h_3 - b}{h_1}; \quad (5.5)$$

где  $b$  - высота лежек, м.

$$S = 0,164 \frac{1000 - 200}{1998} = 0,0657;$$

$$P = 0,164 \frac{h_3 + h_t}{h_1} \quad (5.6)$$

$$P = 0,164 \frac{1000 + 2220}{1998} = 0,2643;$$

По диаграмме на рисунке 6.9 определяем  $\lambda$  и  $\eta$ :

1-я точка:  $\lambda = 0,7$ ;  $\eta = 0,3$ ;

2-я точка:  $\lambda = 0,7$ ;  $\eta = 0,8$ ;

Далее определяем длину пролета по формуле:

$$l_1 = 2,46 \sqrt[4]{\frac{E I h_1}{q}} \quad (5.7)$$

					<b>Мероприятия по проведению ремонта</b>	<i>Лист</i>
						48
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

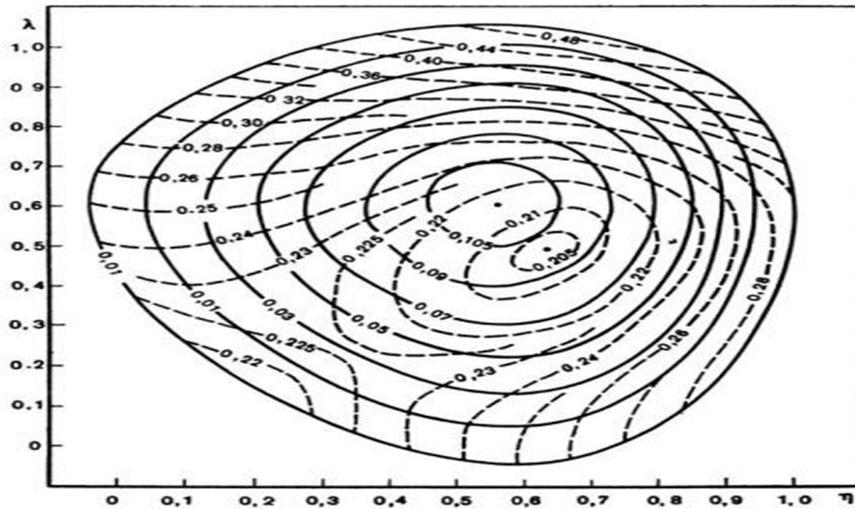


Рисунок 6.9 - Диаграмма для определения рационального размещения групп трубоукладчиков в колонне

где  $E$  – модуль упругости стали,  $E=2,1 \cdot 10^8$  кН/м<sup>2</sup>;

$I$  – момент инерции тонкостенной трубы, м<sup>4</sup>;

$q$  – вес единицы длины изолированного трубопровода.

$$l_1 = 2,46 \sqrt[4]{\frac{2,1 \cdot 10^8 \cdot 0,0086 \cdot 1,998}{3,54}} = 78,2 \text{ м};$$

Если считать, что трубопровод представляет собой тонкостенную конструкцию, т.е.  $D_H \gg \delta$ , то справедливы соотношения:

$$I = \frac{\pi D_H^3 \delta}{8} \quad (5.8)$$

$$I = \frac{3,14 \cdot 1,220^3 \cdot 12 \cdot 10^{-3}}{8} = 0,0086 \text{ м}^4$$

$$q = \pi D \delta \gamma_M \quad (5.9)$$

где  $\gamma_M$  – удельный вес стали, кН/м<sup>3</sup>.

$$q = 3,14 \cdot 1,22 \cdot 12 \cdot 10^{-3} \cdot 7850 \cdot 9,81 = 3,54 \text{ кН/м};$$

					Мероприятия по проведению ремонта	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Затем находят расстояния  $L_1$  и  $L_2$ , которые характеризуют взаимное расположение групп трубокладчиков:

$$L_1 = \lambda l_1 \quad (5.10)$$

$$L_1 = 0,7 \cdot 78,2 = 54,74 \text{ м};$$

$$L_2 = \eta l_1; \quad (5.11)$$

$$L_2 = 0,3 \cdot 78,2 = 24,46 \text{ м};$$

Для нахождения длины пролета  $l_4$  можно воспользоваться соотношением  $l_4 = \psi l_1$ , где  $\psi = 0,8$ .

Нагрузки, приходящиеся на каждую группу трубокладчиков:

1-я точка:

$$K_1 = (0,586 + 0,5\lambda)ql_1 \quad (5.12)$$

$$K_1 = (0,586 + 0,5 \cdot 0,7) \cdot 3,54 \cdot 78,2 = 259,11 \text{ кН};$$

$$K_2 = 0,5(\lambda + \eta)ql_1 \quad (5.13)$$

$$K_2 = 0,5(0,7 + 0,3) \cdot 3,54 \cdot 78,2 = 138,41 \text{ кН};$$

$$K_3 = \frac{1}{2\psi}(\psi^2 + \eta\psi + 0,172)ql_1 \quad (5.14)$$

$$K_3 = \frac{1}{2 \cdot 0,8}(0,8^2 + 0,3 + 0,172) \cdot 3,54 \cdot 78,2 = 227 \text{ кН};$$

2-я точка:

$$K_1 = (0,586 + 0,5\lambda)ql_1 \quad (5.12)$$

$$K_1 = (0,586 + 0,5 \cdot 0,7) \cdot 3,54 \cdot 78,2 = 259,11 \text{ кН};$$

					<b>Мероприятия по проведению ремонта</b>	<i>Лист</i>
						50
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$K_2 = 0,5(\lambda + \eta)ql_1 \quad (5.13)$$

$$K_2 = 0,5(0,7 + 0,8) \cdot 3,54 \cdot 78,2 = 207,62 \text{ кН};$$

$$K_3 = \frac{1}{2\psi} (\psi^2 + \eta\psi + 0,172)ql_1 \quad (5.14)$$

$$K_3 = \frac{1}{2 \cdot 0,8} (0,8^2 + 0,5 + 0,172) \cdot 3,54 \cdot 78,2 = 227 \text{ кН};$$

Для дальнейших расчётов предпочтительнее выбрать вариант, в котором нагрузка меньше.

Для правильного выбора крана-трубоукладчика необходимо, чтобы при значении вылета  $a_i$  соблюдалось условие:

$$Q_i n_i \geq K_i, \quad (5.15)$$

где  $i$  – индекс, соответствующий порядковому номеру группы трубоукладчиков (1, 2 или 3);

$n$  – число трубоукладчиков в группе.

Для предварительных расчетов можно принять  $a_2 = a_3 = 2,5 \dots 3$  м. Значение вылета  $a_1$  определяется по формуле:

$$a_1 = (1,5 \dots 2,5) + h_T + \frac{B}{2} \quad (5.16)$$

где  $B$  – ширина по низу траншеи.

$$a_1 = 2 + 2,22 + \frac{1,83}{2} = 5,135 \text{ м}$$

Определим изгибающий момент:

$$M = 0,52\sqrt{EIh_t q} \quad (5.17)$$

$$M = 0,52\sqrt{2,1 \cdot 10^8 \cdot 0,0086 \cdot 2,22 \cdot 3,54} = 1959 \text{ кН};$$

Число трубоукладчиков:

Группа №1;

					<b>Мероприятия по проведению ремонта</b>	<i>Лист</i>
						51
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$n_1 = \frac{K_1 \cdot a_1}{M} \quad (5.18)$$

$$n_1 = \frac{259,11 \cdot 5,135 \cdot 1,4}{1959} = 0,95 \approx 1;$$

Группа №2;

$$n_2 = \frac{K_2 \cdot a_2}{M} \quad (5.19)$$

$$n_2 = \frac{138,41 \cdot 2,5 \cdot 1,4}{1959} = 0,25 \approx 1;$$

Группа №3;

$$n_3 = \frac{K_3 \cdot a_3}{M} \quad (5.20)$$

$$n_3 = \frac{227 \cdot 3 \cdot 1,4}{1959} = 0,49 \approx 1.$$

Соответствуя условию  $Q_i n_i \geq K_i$ , нужен, трубоукладчик грузоподъёмность которого минимум 27 т при вылете стрелы 5,2 м. По этим данным подходит трубоукладчик производства Komatsu D355C-3 с техническими характеристиками, предоставленными в таблице 6.6 и рисунке 6.10. Количество – 3, шт. Общая масса вырезаемого участка с наличием на нем двух муфт составляет 13,866.

Таблица 6.6 - Характеристики трубоукладчика Komatsu D355

Характеристики трубоукладчика Komatsu D355	
Двигатель	Komatsu sa6d140
Мощность, кВт	269
Мах. Грузоподъемность кг	92000
Длина стрелы, м	7,3
Макс. скорость движ. Км/ч	11
Максимальное заглубление, мм	470
Габариты, мм	6030x4405x3325
Ширина гусениц, мм	860

					Мероприятия по проведению ремонта	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

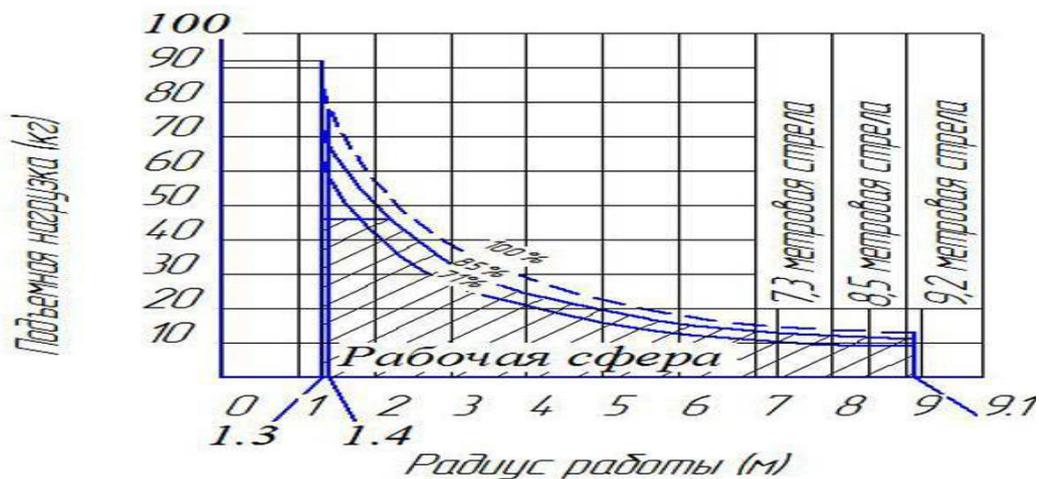


Рисунок 6.10 - Характеристики трубоукладчика Komatsu D355

Демонтаж секций краном- трубоукладчиком и строповку производить согласно: ТК на работы, выполняемые кранами- трубоукладчиками имеющими бирки завода-изготовителя, стропами, мягкими полотенцами, аттестованными стропальщиками, имеющими удостоверения и отличительный жилет.

Используется Траверса ПМ-1428, изображенная на рисунке 6.11 и имеющая характеристики, указанные в таблице 6.7.



Рисунок 6.11 - Траверса ПМ-1428

Таблица 6.7 Характеристики траверсы ПМ-1428

Характеристики траверсы для перемещения труб четырьмя мягкими полотенцами	
Ширина/Длина используемого полотенца, мм	300/5100
Грузоподъёмность, т	64
Масса, кг	410
Габаритные размеры, мм ДхШхВ	1800х390х860

Зачистку рабочего приямка производить механизированным способом с применением откачивающих средств, экскаваторов и вывозкой замазученного грунта. При невозможности использования механизированного способа зачистку производить вручную. Произвести отсыпку дна котлована свежим слоем грунта, выровнять его.

На ремонтируемом участке котлован и поверхность трубопровода должны быть очищены от остатков нефти и горючих материалов. Контроль воздушной среды в котлованах производить в период очистки траншеи и поверхности трубопровода. Воздушная среда должна контролироваться не менее чем в 4-х точках по всей длине траншеи.

### 6.2.3 Работы по герметизации внутренней полости нефтепровода

Работы по монтажу герметизаторов в трубопровод проводятся согласно схеме на рисунке 6.12 и под руководством инженерно-технического работника, ответственного за проведение данного вида работ по наряду-допуску.

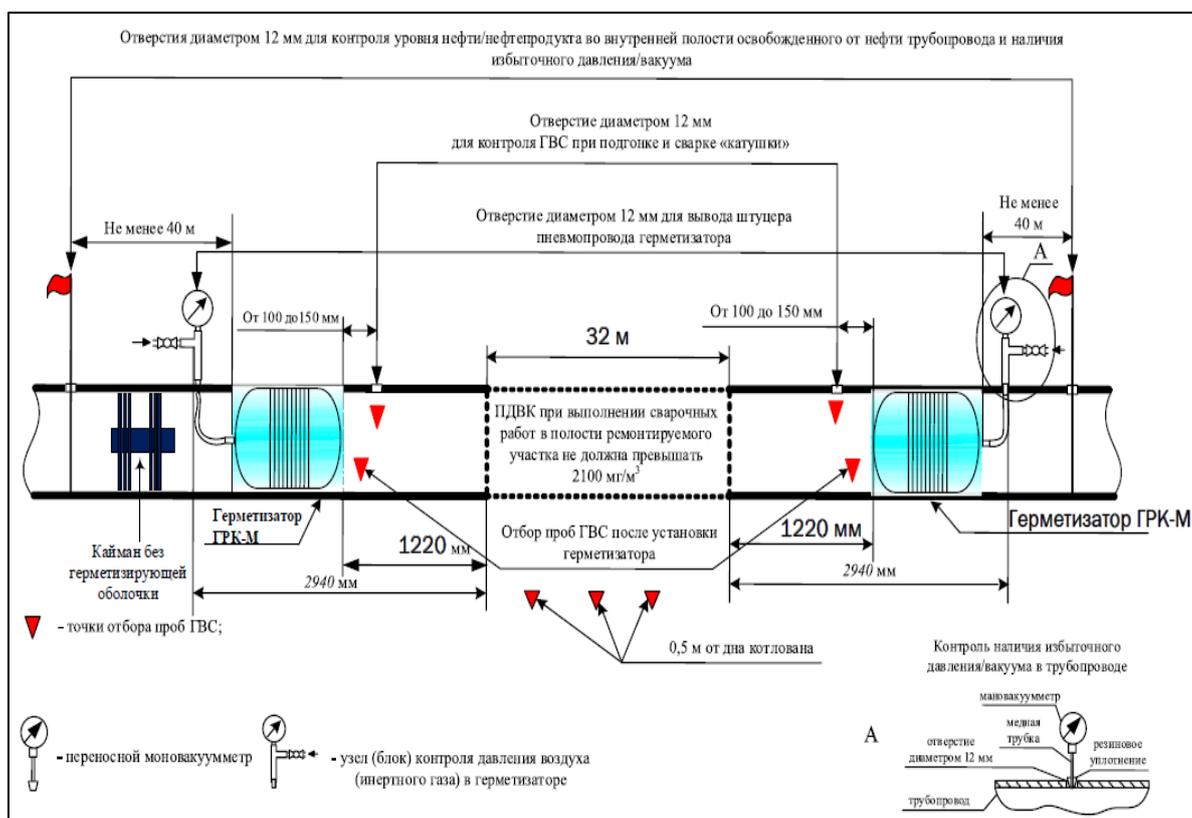


Рисунок 6.12 - Схема установки герметизаторов и мест отбора проб ГВС

					<b>Мероприятия по проведению ремонта</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Герметизатор «Кайман» устанавливается без герметизирующей оболочки со стороны течения нефти, перед ГРК и служит как толкатель.

При проведении работ производить контроль за загазованностью воздуха в рабочей зоне через каждые 30 мин. При этом содержание паров нефти и газов не должно превышать ПДК по санитарным нормам (для нефти 0,01% об. или 300 мг/м<sup>3</sup>). При необходимости организовать проветривание вентилятором.

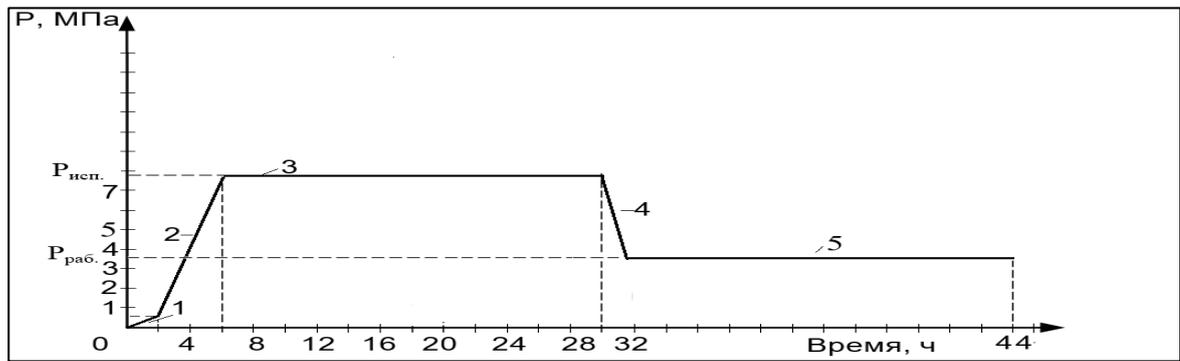
Работы по установке герметизаторов и перекрытию внутренней полости трубы должны проводиться при отсутствии в нем избыточного давления воздуха в герметизаторе. Накачка герметизатора осуществляется через пневмопровод, который при установке должен быть выведен через отверстие в стенке трубопровода наружу и соединен с узлом контроля давления воздуха.

Запрещается нахождение работников перед открытым торцом трубопровода при проведении работ по накачке герметизатора воздухом. Для возможности установки герметизатора внутренняя поверхность трубопровода должна быть полностью очищена от нефти, парафина, грязи и окалины. Перед очисткой внутренней полости произвести установку резиновых шаров. При установке герметизаторов обеспечит полную герметизацию концов ремонтируемого участка. После установки герметизаторов, пребывание людей у открытых торцов должно быть снижено до минимума- только для выполнения необходимых технологических операций и постоянно контролируемых страхующими с бровки котлована, приямка. При проведении работ необходимо каждый час осуществлять контроль избыточного давления газа или вакуума в нефтепроводе за герметизаторами с помощью мановакуумметра.

#### **6.2.4 Испытание на прочность и проверка на герметичность плети**

Согласно нормативно-технической документации (НТД), прокладываемый участок перед захлестом на основную трубу испытывают на прочность и герметичность. Испытание вновь сооруженного участка производится гидравлическим способом, водой, согласно графику изменения давления (рисунок 6.13).

					<b>Мероприятия по проведению ремонта</b>	<i>Лист</i>
						55
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



1- заполнение трубы водой; 2-подъём давления до  $P_{исп.}$ ; 3- испытание на прочность; 4- снижение давления; 5- проверка на герметичность.

Рисунок 6.13 - График изменения давления при гидравлическом испытании трубы

При заполнении водой из плети удаляется воздух через краны, установка которых производится в наивысшей точке.

В соответствии со [13] и в зависимости от категорий участков нефтепровода принимаем следующие величины давления:

I-II категории в верхней точке участка:

$$P_{исп} = 1,25P_{раб} ; \quad (5.20)$$

где  $P_{раб}$  – давление рабочее.

$$P_{исп} = 1,25 \cdot 3,6 = 4,5 \text{ МПа} \text{ – в верхней точке участка;}$$

Найдем расчетное сопротивление растяжению металла:

$$R = 0,95R^H \quad (5.21)$$

где  $R^H$  - нормативное сопротивление растяжению металла обечайки.

$$R = 0,95 \cdot 490 = 465,5 \text{ МПа;}$$

Давление испытательное гарантированное заводом:

$$P_{зав} = (2 \cdot \delta \cdot R) / D_{вн} \quad (5.22)$$

Где  $D_{вн}$  – внутренний диаметр трубы.

$$P_{зав} = (2 \cdot 10 \cdot 465,5) / 1196 = 7,78 \text{ МПа;}$$

					<b>Мероприятия по проведению ремонта</b>	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$P_{исп} = P_{зав} = 7,78 \text{ МПа}$  – в нижней точке участка.

Число циклов для проведения гидроиспытания должно составлять не менее трех, а давление, при котором испытывается плеть не менее 7,78 МПа.

Необходимое время для гидроиспытания составляет 24 часов.

Для гидравлического испытания трубы и поднятия давления используется гидравлический насос НГ-25.000.00.

Технические характеристики:

Эксплуатация насосов и распределителей производится при температурах окружающего воздуха от минус 40° до +40° С. Относительная влажность окружающего воздуха при работе до 98% и температуре 30 °С. Рабочее тело: жидкость ЛЗ-ГА-1ТУ38-30138 или масло АМГ-10ГОСТ6794-75, ПМС-20РК.

Максимальное развиваемое давление: 10Мпа/см<sup>2</sup> (100 кГс/см<sup>2</sup>). Усилие на рукоятке при максимальном рабочем давлении - 25 кГс. Вес - 12 кг.

После испытания участка трубопровода на прочность и снижения испытательного давления до расчетного рабочего давления проводится испытание на герметичность. Это испытание проводится в течение времени, необходимого для обследования, но не менее 12 часов.

### 6.2.5 Монтаж плети

Основная плеть длиной 29 м укладывается двумя трубоукладчиками на специально подготовленные опоры из грунта, оборудованные противооткатными устройствами (рисунок 6.14).



Рисунок 6.14 - Общая схема свариваемых деталей

					Мероприятия по проведению ремонта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

Необходимо произвести подгонку плети Ду1220. Все сварочно-монтажные работы проводить, согласно технологическим картам, Приложение В. Для сварки используются передвижной сварочные посты на базе КАМАЗ.

При монтаже использовать трубоукладчик, для строповки использовать инвентарные стропа. Строповку осуществлять в соответствии со схемой строповки указанных на рисунке 6.10. При центровке использовать наружные центраторы. Величина зазора в стыках должна соответствовать зазорам, указанным в технологических картах на сварку. При подгонке анализ газовоздушной среды каждые 0.5 часа через просверленные отверстия 12 мм в верхней образующей трубы на расстоянии 100-150 мм от герметизаторов.

Перед началом сварки необходимо размагнитить стыкуемые торцы ремонтируемого трубопровода, с использованием прибора для компенсации намагниченности трубопровода. Сварочные работы производить согласно технологических карт. При наличии атмосферных осадков (дождя) и ветра свыше 10м/с установить инвентарное укрытие мест сварки. Сварка стыков №2 и № 3 производится перед укладкой плети в траншею.

Произвести подгонку катушки Ду1220  $L \approx 3$ м. Подгонка производится после окончания работ с остальными стыками. Замеры снимаются по месту. При центровке использовать наружные центраторы. Величина зазора в стыках должна соответствовать зазорам, указанным в технологических картах на сварку.

#### **6.2.6 Дефектоскопия сварных швов и выдача заключения**

Контроль качества сварных соединений проводится визуальным и измерительным методом (ВИК), методом рентгенографии (РГ) и ультразвуковой контроль (УЗК) в объёме 100% с записью в журнал сварки труб и журнале проверки сварных соединений физическими методами контроля.

Рентгенография проводится с помощью переносного комплекса цифровой радиографии «ТРАНСКАН» описание и технические характеристики, которого приведены в приложении Е. [14]

					<b>Мероприятия по проведению ремонта</b>	<i>Лист</i>
						58
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Выдать заключения результатов контроля сварных швов.

### 6.2.7 Заварка технологических отверстий, дефектоскопия сварных швов, проверка готовности участка к заполнению

Заглушить просверленные отверстия П10 «чоп», обварить металлические пробки «чоп». Производство всех сварочно-монтажных работ по заварке «чоп» производить согласно операционным технологическим картам. Дефектоскопия заваренных отверстий (чопов). Провести 100% НК чопов и выдать заключения результатов контроля сварных чопиков. После получения положительных результатов дефектоскопического контроля чопиков, внести записи в «Журнал учета технологических отверстий».

## 6.3 Заключительные работы

### 6.3.1 Вывод нефтепровода на установленный режим работы

Произвести заполнение участка и проверку на герметичность в течение 12 часов. Выпуск воздуха осуществлять на вантузе №В708/2 Ду125 на 708 км МН «А-А-С». До начала заполнения начальнику ЛАЭС организовать объезд с осмотром участка нефтепровода.

Линейным трубопроводчикам на вантузе №В 708/2 на 708 км МН «А-А-С» установить приспособление и шланг для выпуска воздуха и безнапорную емкость. Газоанализ воздушной среды проводить согласно рисунку 6.15 и не реже чем через каждые 30 минут в каждой точке отбора проб.

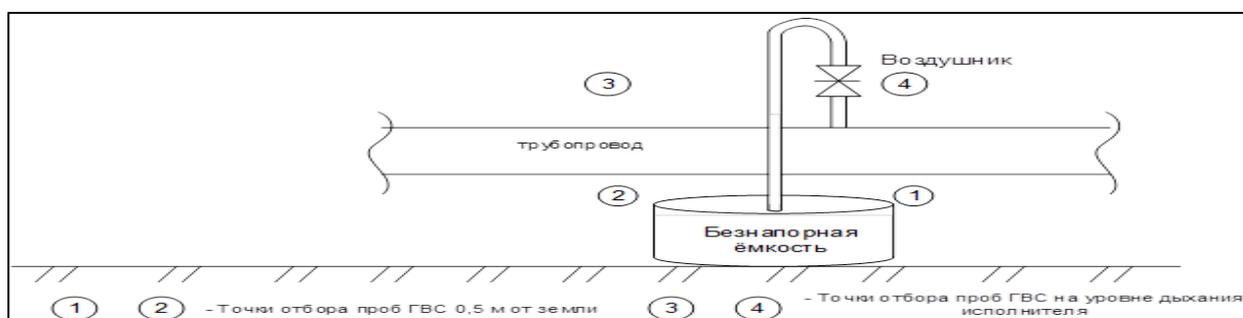


Рисунок 6.15 - Схема отбора проб газовой среды (ГВС) при проведении работ по выпуску газовой смеси из воздушников № В708/2 на 708 км МН «А-А-С»

					Мероприятия по проведению ремонта	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Трубопроводчикам линейным совместно с электромонтером, под руководством инженерно-техническим работником (ИТР) снять с обтяжки и подключить электропитание закрытых задвижек на НПС и 08/1.

Электромонтеру совместно с линейным трубопроводчиком под руководством начальника (заместителя начальника, мастера) НПС (ЛАЭС) «Орловка», нужно поставить на прием КП СОД

Открываются задвижки на НПС, после чего запустить насосные агрегаты согласно план-графика работы МН и начать заполнение участка км

при появлении нефтяной эмульсии вантуз закрыть, по истечении 10-15 мин., открыть вантуз повторно, для выпуска остатков ГВС.

После выпуска остатков ГВС провести ликвидацию вантузов №В1 и №В2 на км МН «А-А-С» с использованием приспособления типа «Пакер», в соответствии с требованиями РД-23.040.00-КТН-201-17, при рабочем давлении нг км МН «А-А-С» от 0,02 до 2,5 МПа, заварку и дефектоскопию сварных швов.

Бригадой ЛАЭС производится объезд заполненного участка, осмотр герметичности участка в месте производства работ, в месте сверления контрольных и технологических отверстий в месте установки вантузов на участке км § МН «А-А-С».

После завершения основных работ включить станции катодной защиты СКЗ, в том числе в обе стороны от места производства работ на расстоянии не менее 10 км [12] и включить ВЛ ОРЛ-10 (км МН «А-А-С»).

### **6.3.2 Нанесение изоляции на трубопровод**

Работы по изоляции стыков, чопов и ликвидированных вантузов производятся не менее чем через 12 ч. после выхода на режим нефтепровода.

Нанесение изоляционно- защитных слоев на отремонтированный участок осуществляется в следующем порядке:

					<b>Мероприятия по проведению ремонта</b>	<i>Лист</i>
						60
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- Очистка поверхности места подвергающееся изоляции до чистого металла и требуемой шероховатости;
- Нагрев стенки трубы;
- Нанесение праймера;
- Нанесение изоляционного покрытия ручным способом, обеспечивающим толщину покрытия и сплошность проекту;
- Контроль качества изоляционных работ.

Подготовка стенки трубы для изоляции происходит с помощью абразивно-струйного метода, а также вручную шлифовальной машинкой.

После обработки поверхность трубы должна быть сухой и обезжиренной.

Контроль качества при завершении работ оценивается по показателям:

- Соответствие внешнего вида проекту;
- Сплошность нанесения;

Определяется электроискровым дефектоскопом Корона 2.2. Толщина измеряемого покрытия составляет до 10мм. [15]

- Толщина слоев;

Измеряется толщиномером покрытий SaluTron ComBi D3 диапазон измерений которого составляет 0-3500мкм. [16]

- Адгезия.

Контролируется с помощью адгезиметра АМЦ 2-20 (Таблица 6.8)

Таблица 6.8 - Технические характеристики адгезиметра АМЦ 2-20

Госреестр СИ	Да
Тип адгезиметра	Метод отрыва
Тип дисплея	ЖКИ
Погрешность измерений	$0,01 \cdot N + 0,01$
Размеры	180 × 70 × 40 мм
Вес	320 г

### 6.3.3 Обратная засыпка

При обратной засыпке трубопровода нужно убедиться, что труба и изоляционное покрытие не повреждены и что трубопровод полностью соприкасается с дном траншеи. Засыпка ремонтных траншей должна производиться бульдозером или экскаватором. Обратная засыпка должна быть выполнена в течение 24 часов после ввода трубопровода в эксплуатацию в соответствии с утвержденным техническим режимом работы. Засыпка трубопровода бульдозером должна производиться наклонным проходом во избежание прямого динамического воздействия падающих земляных масс и крупных включений на трубопровод.

Применение верхнего слоя почвы для обратной засыпки котлована после завершения работ запрещено. Завершающий этап засыпки нефтепроводов производится грунтом с отвалов.

При обратной засыпке рекультивированным грунтом обеспечивается валик, высота которого составляет 20 см. По ширине перекрытия котлована регламентируется значением не менее 0,5 м от границ. Завершающий этап заключается в отсыпке и планировке плодородного слоя.

Список привлекаемой техники предоставлен в таблице 6.9, а полный перечень оборудования и материалов необходимых для выполнения работ представлены в приложении Ж.

Таблица 6.9 - Список привлекаемой техники

№ п/п	Наименование техники, оборудования, материалов	Количество
1	2	4
1.	Передвижной сварочный пост (сварочные аппараты, ДЭС, компрессор) не менее 2-х постов	2 шт.
2.	Вахтовка на базе КАМАЗ-НЕФАЗ	1 шт.
3.	Автомобиль УАЗ	2 шт.
4.	Грузовой автомобиль УРАЛ	1 шт.
5.	Пожарный автомобиль КАМАЗ	1 шт.
6.	Трубоукладчик Komatsu D355	3 шт.

Таблица 6.9 - Список привлекаемой техники

7.	Бульдозер	1 шт.
8.	Экскаватор «Хитачи zx 240»	1 шт.
9.	Автокран КС-55729 32 т.	1 шт.
10.	ПНУ 2 на базе КАМАЗ	2 шт.
11.	Нефтесборщик с взрывобезопасным вакуумным насосом АЦ-10 КАМАЗ	1 шт.
12.	Дизельная электростанция ДЭС-100	1 шт.
13.	Автомобиль IVECO с тралом	1 шт.

#### 6.4 Оценка качества проведения ремонта

С целью безаварийности и повышению надежности выполняется ремонт дефектных участков магистрального нефтепровода.

Выше рассмотрен один из возможных участков, который относится ко 2ой категории.

При таких ремонтах исполнители сталкиваются со сложным и тяжелым процессом выполнения работ, в котором существуют большое и трудоемкое количество технологических процессов и задействование специальной техники.

Качество проведения работ относится к важному фактору в процессе ремонта и дальнейшей эксплуатации объекта, что объясняет работу высококвалифицированных специалистов, прошедших высокую подготовку и имеющие необходимые документы, подтверждающие их уровень и аттестацию.

В ремонт дефектного участка нефтепровода входят:

- подготовительные работы (разработка документации, геодезические комплексы работ, обустройство и ввод в эксплуатацию временных и постоянных переездов, а также дорог, необходимых для доступа к месту ремонта и обслуживания линейной части, работы с грузоподъемными механизмами, раскладка труб на трассе, снятие плодородных слоев грунта, рекультивация);

- основные производственные процессы (работы с оголением трубопровода от грунта механическим и ручным способом, монтаж и сварка

					<b>Мероприятия по проведению ремонта</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

секции, неразрушающий контроль сварочных работ, подготовка и нанесение защитного покрытия на сварочные стыки и чопы, укладка трубопровода в ремонтный котлован, гидроиспытания новой плети, захлест).

Кроме того, для обеспечения высокой надежности и снижения риска аварий были приняты необходимые технические решения для обеспечения этих качества действующего магистрального нефтепровода:

- Вырезка рядом лежащих дефектных секции, которые уже подвергались ремонту в виде установки муфт П1.

- Для ремонта участка использовались трубы с заводским грунтом и изоляцией, что обеспечивает уменьшение трудозатрат на несение защитного слоя.

- Согласно эксплуатационным и техническим требованиям на данном участке подобрана толщина стенки трубопровода путем расчёта рекомендуемым НТД.

Для данного ремонта МН востребуется умеренная база оборудования и технических ресурсов, а также высококвалифицированный персонал, чем и кем обладает любое подразделение центральной ремонтной службы (ЦРС) и ЛАЭС компании «Транснефть».

При проведении работ персонал руководствуется всеми необходимыми руководящими документами по технике безопасности, инструкциями по промышленной безопасности и охране труда, нарушение требований которых может привести к несчастным случаям и угрозе жизни человека.

					<b>Мероприятия по проведению ремонта</b>	<i>Лист</i>
						64
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## 7. Мероприятия по повышению качества проведения ремонтных работ

### 7.1 Критический анализ электродугового метода сварки

При проведении ремонта с вырезкой катушки большую роль играет качество свариваемых соединений и ограниченное для этого время. Требования и высокоточный труд специалистов не всегда гарантирует успешность прохода кольцевых сварных швов. Время, потраченное на ремонт дефекта шва, заставляет персонал работать на пределе своих возможностей.

В работе с электродуговой сваркой исполнитель сталкивается с физическими перегрузками и негативным влиянием продуктов горения на организм.

Встает вопрос о необходимости новых разработок сварочного оборудования и технологий проведения сварки.

### 7.2 Обзор оборудования для лазерной сварки магистральных трубопроводов

Предложен способ лазерной сварки, который заменяет дуговую сварку в процессе строительства и ремонта МН.

Разработка и исследования лазерного оборудования, а также технологии обработки металлов сделали большой шаг вперед с появлением волоконных лазеров мощностью от десятков до сотен киловатт. Сварка металла волоконным лазером обеспечивает высокопроизводительный процесс ремонта со следующими показателями:

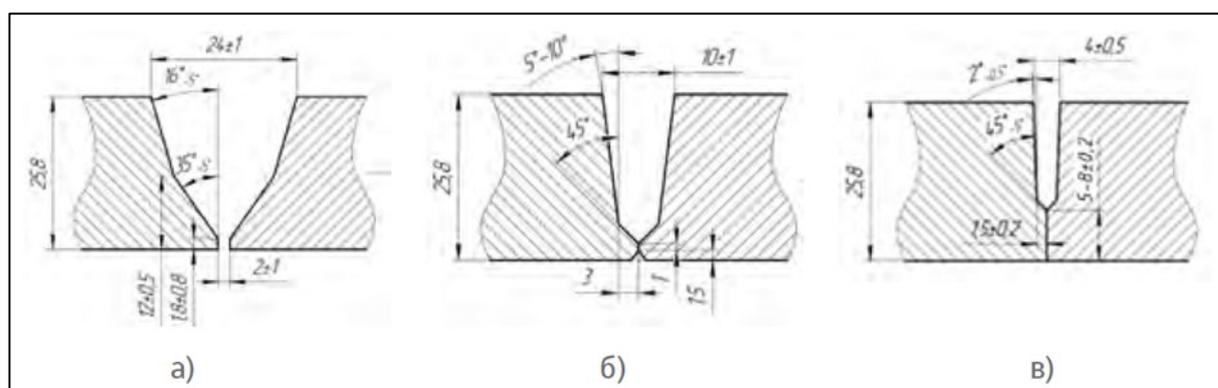
					<i>Организация производства работ по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Литяев С.И.</i>			<b>Мероприятия по повышению качества проведения ремонтных работ</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					65	119
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела</i>		
						<i>Группа 3-2Б8А1</i>		

- Благодаря режиму глубокого проникновения в металл;
- Размер небольшого количества расплавленного металла и зона термического воздействия (ЗТВ);
- Высокая скорость процесса сварки.

Использование волоконных лазеров позволяет переносить лазерный луч на большие расстояния от источника, что позволяет лучу перемещаться практически в любом направлении.

Основой процесса лазерной сварки круглых не вращающихся соединений труб является то, что корни труб могут быть сварены с глубоким проникновением (до 8 мм в первом процессе), а стыки могут быть заполнены заполняющей проволокой с углом раскрытия  $2^\circ$ .

Разделочная кромка (рисунок 7.1), предложенная производителем оборудования, уменьшает объем наплавляемого металла более чем в 3 раза по сравнению с примером дуги, используемой при узкой повторной заточке режущей кромки.



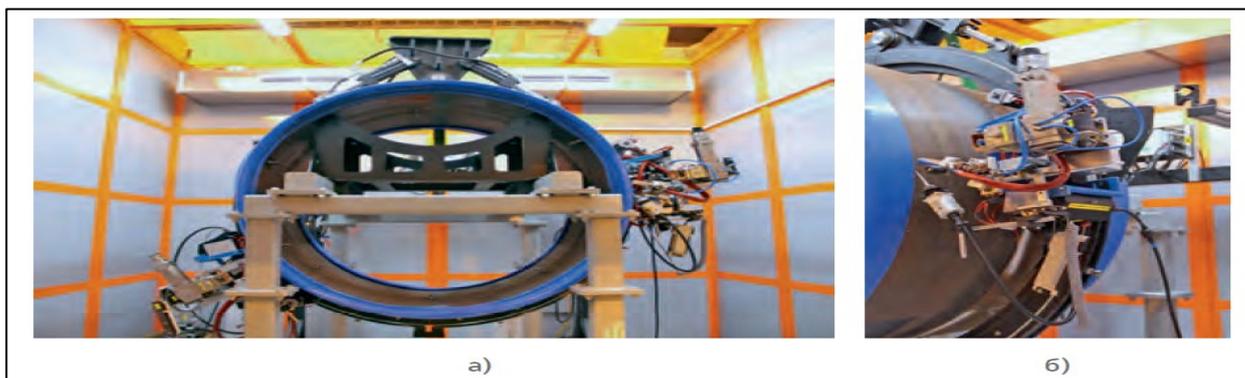
а) Используется для ручной сварки; б) для работы с комплексом CRC-Evans; в) для лазерной сварки.

Рисунок 7.1 - Разделки кромок

При использовании волоконного лазера в качестве высококонцентрированного источника тепловой энергии небольшой угловой пропилом на кромке позволяет выполнять процесс быстрее, чем при других процессах сварки. На лазерную сварку не влияет магнитное поле трубопровода, и она не включает в себя механические колебания горелки для дуговой сварки.

					Мероприятия по повышению качества проведения ремонтных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Эта технология специально разработана для лазерной сварки не вращающихся кольцевых соединений труб. Он состоит из двух оптических лазерных головок, направляющей ленты и устройства подачи проволоки, двух лазеров и гусеничного манипулятора с двумя охладителями, воздушным компрессором и электрическим цилиндром (рисунок 7.2).



а) общий вид; б) сварочная головка.

Рисунок 7.2 - Оборудование для лазерной сварки труб

Технология лазерной сварки невращающихся кольцевых соединений труб большого диаметра (не определена) осуществляется в два этапа: сварка корня, заполнение облицовочного слоя.

Результаты механических испытаний образцов соответствуют требованиям нормативных документов (рисунок 7.3).

					Мероприятия по повышению качества проведения ремонтных работ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

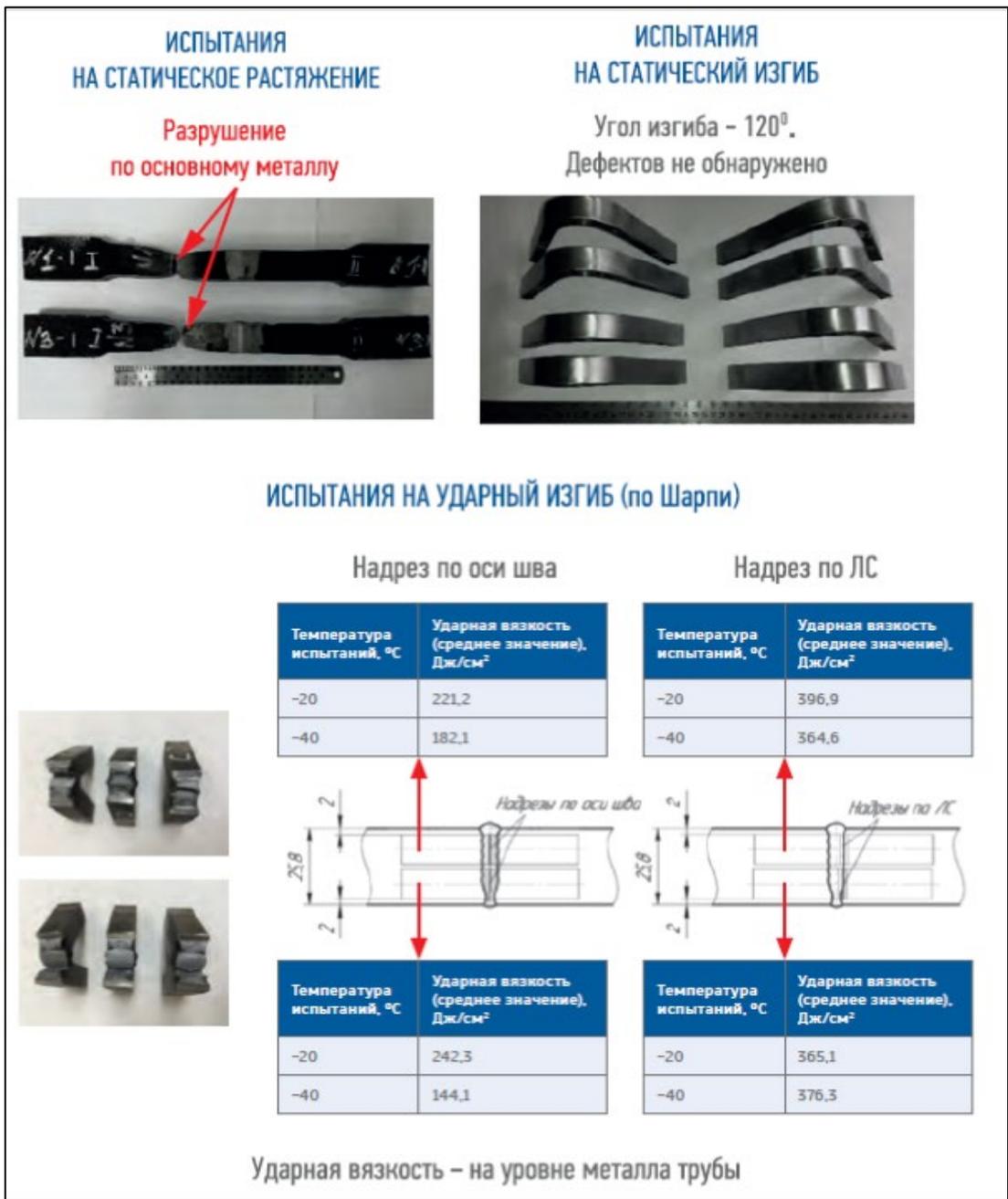


Рисунок 7.3 - Механические испытания

Неразрушающие испытания не выявили дефектов неприемлемого размера, количество которых обычно распределяется по всему периметру сварного шва.

Визуальное измерение (ВИК), ультразвук (УЗ) и облучение (R).

Используется цифровая рентгенографическая система "Транскан" (панорамная схема управления).

					Мероприятия по повышению качества проведения ремонтных работ	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Ультразвук проводится с использованием механизированной системы управления Harfang Veo с комбинированным акустическим блоком, включающим преобразователь ступенчатой матрицы и TOFDI (метод контроля времени дифракции).

На основе установки УЛСТ-1 для работы в таежных условиях был разработан самоходная платформа для реализации задач по лазерной сварки нефтепровода. (рисунок 7.4).



Рисунок 7.4 - Самоходный агрегат лазерной сварки – СЛС

Конструкция контейнера для оборудования основана на обеспечении работы СЛС в сложных погодных условиях, быстрой замене вышедшего из строя механизма с помощью боковых панелей и необходимыми режимом работы.

Оборудован внутри контейнера:

- 2 иттербиевых волоконных лазеров (максимальная мощность 10 кВт.)

Конструкция лазера выполнена в виде независимой стойки. Для передачи выходного излучения волоконно-оптический кабель подсоединяется к оптическому разъему;

- Два чиллера серии LC., предназначенные для автономного охлаждения;
- Управление и источник питания, включая программатор;
- ДЭС 160 киловатт;
- Винтовой компрессор Atlas Copco;
- 2 кассеты для баллонов с газовой смесью вместимостью по 4 баллона каждая.

					Мероприятия по повышению качества проведения ремонтных работ	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Палатка сварщика представляет собой разборную конструкцию с двумя дверями, лестницей на крыше, четырьмя вентиляторами, двумя точечными светильниками, четырьмя карманами для сварочной проволоки, четырьмя розетками переменного тока напряжением 220 вольт и двумя держателями для шлифовальной машинки.

Оснащенный сварочным оборудованием орбитальный манипулятор включает в себя (рисунок 7.2).

-Направляющий обхват (пневматический обхват, набор гибких направляющих обхватов диаметром 500-1420 мм);

-Два подвижных элемента с оптической лазерной головкой FLW, датчиком положения, датчиком отслеживания кромок и устройством подачи проволоки;

- Дистанционное управление.

Самоходное шасси представляет собой гусеничный трактор с двигателем ЯМЗ-НДЗ и усиленной рамой с увеличенной площадью поперечного сечения в цилиндрической части (рисунок 7.5).



Рисунок 7.5 - Самоходное шасси

Длина стрелы крана составляет 7 метров, а грузоподъемность может достигать 1,7 тонны. Контейнер съемный, изготовлен из сэндвич-панелей и оснащен автономной системой пожаротушения и обогрева. В стандартной комплектации устройство может работать при низких температурах.

Размер шасси позволяет перевозить по две единицы на каждой платформе по железной дороге.

					Мероприятия по повышению качества проведения ремонтных работ	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Преимущества лазерной сварки труб с использованием сварочных аппаратов ULST-1 фирмы SALS включают в себя:

- Высокая производительность сварки и сборки;
- Низкий расход сварочных материалов и защитного газа.;
- Высокие механические свойства сварных соединений;
- Низкое энергопотребление (благодаря высокой эффективности волоконных лазеров) -160 кВт;
- Небольшое количество металлических брызг при сварке;
- Подходит для различных наименований труб (диаметр 500-1420 мм, толщина 8-38 мм), технологий и сварочных материалов.

### **7.3 Рекомендаций по совершенствованию работ**

Реализация проектов строительства объектов трубопроводного транспорта предъявляет более высокие требования к надежности технологии производства строительных работ и используемых материалов. Поэтому необходимо способствовать развитию смежных отраслей, таких как машиностроение, металлургия, строительство и электротехника. По этой причине необходимо создать совместный исследовательский центр для координации разработки современного оборудования и высоких технологий в нефтегазовой отрасли. В частности, необходимо решить следующие задачи:

- Повышение энергоэффективности оборудования;
- Повышение качества деталей и сборки строительного и вспомогательного оборудования;

-Исследования и разработка новых продуктов, необходимых для продвижения и повышения качества строительства и технического обслуживания магистральных трубопроводов. [17]

					<i>Мероприятия по повышению качества проведения ремонтных работ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		71

## 8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В ходе научно-исследовательской работы требуется провести сравнительный анализ экономической эффективности капитального ремонта участка магистрального нефтепровода (МН) «Александровское–Анжеро-Судженск».

Целью данного раздела выпускной квалификационной работы является определение наиболее экономически эффективного способа капитального ремонта участка магистрального нефтепровода «Александровское–Анжеро-Судженск».

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

#### 8.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

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.

		Методы капитального ремонта МН		
		Полная замена труб	Переизоляция с частичной заменой труб	Выборочный ремонт
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

– Транснефть    
  – Русснефть    
  – Славнефть

Рисунок 8.1 – Карта сегментирования рынка услуг методам ремонта

					<i>Организация производства работ по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск»</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Литяев С.И.			<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.					72	119
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

По результатам сегментирования приведенных в рисунке 8.1 можем сказать, что основным методом ремонта МН является полная замена труб. При анализе литературы по капитальному ремонту МН наиболее экономически эффективным является ремонт с полной заменой труб. Переизоляция с частичной заменой труб является простым, но уступает по экономической эффективности первому способу, поэтому используется редко. Выборочный ремонт применяется редко ввиду низкой надежности метода.

### 8.1.2 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 по таблице 8.1 и определяется по формуле:

$$K = \sum_{i=1}^n V_i \cdot B_i, \quad (8.1)$$

где  $K$  – конкурентоспособность научной разработки;

$V_i$  – вес показателя (в долях единиц);

$B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

					Финансовый менеджмент; ресурсоэффективность, ресурсосбережение	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 8.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Повышение эффективности удаления нефтяного загрязнения	0.12	4	4	3	0.48	0.48	0.36
2. Удобство, простота эксплуатации	0.17	4	3	4	0.68	0.51	0.68
3. Экономичность	0.11	3	4	4	0.33	0.44	0.44
4. Надежность	0.09	5	3	4	0.45	0.27	0.36
5. Безопасность	0.15	5	3	3	0.75	0.45	0.45
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
6. Уровень проникновения на рынок	0.07	3	4	5	0.21	0.28	0.35
7. Цена	0.05	2	3	4	0.1	0.15	0.2
8. Предполагаемый срок эксплуатации	0.06	5	3	4	0.3	0.18	0.24
9. Послепродажное обслуживание	0.06	5	4	4	0.3	0.24	0.24
10. Финансирование научной разработки	0.06	4	4	2	0.24	0.24	0.12
11. Наличие сертификации разработки	0.06	4	5	4	0.24	0.3	0.24
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>44</b>	<b>40</b>	<b>41</b>	<b>4.08</b>	<b>3.54</b>	<b>3.68</b>

Б<sub>ф</sub> – Полная замена труб;

Б<sub>к1</sub> – Переизоляция с частичной заменой труб;

Б<sub>к2</sub> – Выборочный ремонт.

### 8.1.3 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 первом этапе обычно описываются сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

					<b>Финансовый менеджмент;                  ресурсоэффективность,                  ресурсосбережение</b>	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В таблице 8.2 описаны сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут проявиться в его внешней среде. Результаты первого этапа SWOT – анализа:

Таблица 8.2 – Итоговый SWOT анализ

	<p><b>Сильные стороны научно-технологического решения:</b>  С1. Высокая квалификация персонала;  С2. Высокая надежность оборудования;  С3. Невысокая стоимость технологии;  С4. Высокая надежность ремонта МН;  С5. Существование большого количества ремонтных организаций, способных применить метод под ключ.</p>	<p><b>Слабые стороны технологического решения:</b>  Сл1. Необходимость обучения обслуживающего персонала для выполнения полной замены труб;  Сл2. Трудности внедрения технического решения на объектах;  Сл3. Необходимость привлечения ремонтной организации для внедрения метода в технологический процесс.</p>
<p><b>Возможности:</b>  В1. Наилучший способ ремонта МН;  В2. Лучшее решение для повышения надежности МН;  В3. Уменьшение экологического ущерба;  В4. Увеличение пропускной способности МН;  В5. Дистанционное регулирование параметров.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Энергосбережение и повышенная безопасность;</li> <li>– Система автоматики упрощает применение метода.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Принятие на работу квалифицированного персонала;</li> <li>– Обучение действующего персонала работе с новым оборудованием.</li> </ul>
<p><b>Угрозы:</b>  У1. Низкий спрос на данное техническое решение;  У2. Развитая конкуренция на рынке;  У3. Существование большого количества альтернатив ремонта МН.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Отсутствие спроса на новые технологии;</li> <li>– Сложность реализации технологического решения.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Вести постоянный мониторинг технических решений в области ремонта МН.</li> </ul>

## 8.2 Планирование научно–исследовательских работ

					<b>Финансовый менеджмент;  ресурсоэффективность,  ресурсосбережение</b>	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 8.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется согласно таблице 8.3 и в следующем порядке:

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

Таблица 8.3 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор темы исследования	1	Календарное планирование работ по теме	Р, И
	2	Выбор алгоритма исследований	Р
	3	Подбор и изучение литературы по теме	И
Разработка технического задания	4	Составление и утверждение тех. задания	Р
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретического анализа существующих технических решений	И
	6	Проведение теоретических расчетов и обоснование	И
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Р, И
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Р, И

## 8.2.2 Определение трудоемкости выполняемых работ

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

$$t_{ожi} = \frac{3 \cdot t_{min_i} + 2 \cdot t_{max_i}}{5}, \quad (8.2)$$

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:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (8.3)$$

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.

### 8.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Для расчета длительности работ в календарных днях, используется формула:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (8.4)$$

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

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

$k_{кал}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по формуле:

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

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (8.5)$$

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:

$$t_{\text{ож}} = \frac{3 \cdot t_{\text{min}_i} + 2 \cdot t_{\text{max}_i}}{5}; \quad (8.6)$$

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

$$T_p = \frac{t_{\text{ож}}}{\text{ч}}; \quad (8.7)$$

$$T_p = \frac{2}{1} = 2 \text{ дня}$$

В 2023 году –  $T_{\text{кал}} = 365$  дней,  $T_{\text{вых}} = 118$  дней,

Подставим численные значения в формулу:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 118 - 14} = 1,22$$

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}}; \quad (8.8)$$

$$T_k = 2 \cdot 1,22 = 2,44 \approx 3 \text{ дня}$$

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

$$t_{\text{ож}} = \frac{3 \cdot t_{\text{min}_i} + 2 \cdot t_{\text{max}_i}}{5}; \quad (8.9)$$

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

$$T_p = \frac{t_{\text{ож}}}{\text{ч}}; \quad (8.10)$$

					Финансовый менеджмент; ресурсоэффективность, ресурсосбережение	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$T_p = \frac{2}{1} = 2 \text{ дня}$$

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

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}}; \quad (8.11)$$

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

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

На основе таблицы 8.4 строим план график, представленный в таблице 8.5.

Таблица 8.4 – Временные показатели проведения научной разработки

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях, $T_{ki}$
	$t_{min}$ , человек а дни	$t_{max}$ , человек а дни	$t_{ож}$ , человек а дни			
Календарное планирование работ по теме	3	6	4,3	Р, И	2	3; 3
Составление и утверждение тех. задания	1	3	1,8	Р	2	3
Подбор и изучение материалов по теме	10	15	12	И	12	15
Согласование материалов по теме	5	8	6,2	Р	6	7
Проведение теоретического анализа существующих технических решений	6	18	11,0	И.	10	13
Проведение теоретических расчетов и обоснование	3	12	6,6	И	7	9
Оценка результатов исследования	3	5	3,8	Р, И	2	3; 3
Составление пояснительной записки	7	16	11,4	Р, И	6	8;8

Таблица 8.5 – 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	15		■	■	■										
3	Согласование материалов по теме	Р	7				■										
4	Календарное планирование работ по теме	Р, И	3; 3				■	■									
5	Проведение теоретического анализа существующих технических решений	И	13					■	■	■							
6	Проведение теоретических расчетов и обоснование	И	9							■	■						
7	Оценка результатов исследования	Р, И	3; 3									■	■				
8	Составление пояснительной записки	Р, И	8;8										■	■	■		

■ - руководитель      ■ - исполнитель

## 8.3 Бюджет научно–технической разработки

### 8.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

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

Расчет материальных затрат приведен в таблице 8.6 и осуществляется по формуле:

$$Z_M = (1 + k_M) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{\text{расх } i}, \quad (8.11)$$

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.;

$N_{\text{расх } i}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м<sup>2</sup> и т.д.).

Таблица 8.6 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, Z <sup>м</sup> , руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Бумага	шт.	1	1	1	400	500	450	400	500	450
Картридж	шт.	1	1	1	400	450	550	400	450	550
Электричество	кВт·ч	60	65	70	4,1	4,1	4,1	246	266,5	287
Итого:								1046	1216,5	1287

### 8.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

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

Сюда включают все затраты, указанные в таблице 8.7, 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.

Таблица 8.7 – 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	Комплек т труб II класса, дiameter 900 мм	Изоляци я из вспенен ного каучука	Комплек т труб I класса, diameter 1100 мм	1	1	1	800	890	900
2	Компьют ер	Компью тер	Компью тер	1	1	1	95	100	110
<b>Итого:</b>							895	990	1010

### 8.3.3 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:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (8.12)$$

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:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (8.13)$$

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

где  $Z_M$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. 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 приведен в таблице 8.8 и определяется по формуле:

$$Z_M = Z_{TC} \cdot (k_p + k_{пр} + k_d) + Z_{TC} \quad (8.14)$$

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

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

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

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

Таблица 8.8 – Расчет основной заработной платы

Исполнитель	$Z_{TC}$ , руб.	$k_{пр}$ , %	$k_d$ , %	$k_p$ , %	$Z_M$ , руб.	$Z_{дн}$ , руб.	$T_p$ , раб. дн.	$Z_{осн}$ , руб.
Руководитель проекта	45000	20	20	30	76500	6710	8,6	57706
Инженер	30000	20	20	30	51000	4250	62,8	266900
Итого, $Z_{осн}$ :								324606

### 8.3.4 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 приведен в таблице 8.9 и ведется по формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{доп} \quad (8.15)$$

					<b>Финансовый менеджмент; ресурсоэффективность, ресурсосбережение</b>	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

Таблица 8.9 – Расчет дополнительной заработной платы

Исполнитель	$k_{\text{доп}}$	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	0,15	57706	8655.9
Исполнитель	0,15	266900	40035
Итого:		324606	48690.9

### 8.3.5 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 приведена в таблице 8.10 и определяется по формуле:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (8.16)$$

где  $k_{\text{внеб}}$  - коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды, принимается равным  $k_{\text{внеб}} = 0,302$  (30.2%).

Таблица 8.10 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Исполнитель	57706	8655.9
Руководитель проекта	266900	40035
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30.2%	
Итого:	112735.7	

### 8.3.6 Накладные расходы

					Финансовый менеджмент; ресурсоэффективность, ресурсосбережение	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

Накладные расходы определяются по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (8.17)$$

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

$$Z_{\text{накл1}} = (1046 + 895000 + 324606 + 48690.9 + 112735.7) \cdot 0,16 = 221132,6 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл2}} = (1216.5 + 990000 + 324606 + 48690.9 + 112735.7) \cdot 0,16 = 236359.9 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл3}} = (1287 + 1010000 + 324606 + 48690.9 + 112735.7) \cdot 0,16 = 239571.1 \text{ руб.}$$

### 8.3.7 Формирование бюджета затрат научно–исследовательской работы

Таблица 8.11 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
1. Материальные затраты НИИ	1046	1216,5	1287	Пункт 4.3.1
2. Затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	895000	990000	1010000	Пункт 4.3.2
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	324606	324606	324606	Пункт 4.3.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	48690.9	48690.9	48690.9	Пункт 4.3.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	112735.7	112735.7	112735.7	Пункт 4.3.5
6. Накладные расходы	221132,6	236359.9	239571.1	Пункт 4.3.6
7. Бюджет затрат НИИ	1603211.2	1713609	1736890.7	Сумма ст. 4.3.1–4.3.6

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

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования.

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

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (8.18)$$

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

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно–исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = \frac{1603211.2}{1736890.7} = 0,92$$

Для 2-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} = \frac{1713609}{1736890.7} = 0,98$$

Для 3-го варианта исполнения:

					Финансовый менеджмент; ресурсоэффективность, ресурсосбережение	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп3}} = \frac{1736890.7}{1736890.7} = 1$$

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

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно сравнить по таблице 8.12 и определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (8.19)$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности;

$a_i$  – весовой коэффициент разработки;

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

Таблица 8.12 – 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	0.48	0.48	0.36
2. Удобство, простота эксплуатации	0.17	0.68	0.51	0.68
3. Экономичность	0.11	0.33	0.44	0.44
4. Надежность	0.09	0.45	0.27	0.36
5. Безопасность	0.15	0.75	0.45	0.45
6. Уровень проникновения на рынок	0.07	0.21	0.28	0.35
7. Цена	0.05	0.1	0.15	0.2
8. Предполагаемый срок эксплуатации	0.06	0.3	0.18	0.24
9. Послепродажное обслуживание	0.06	0.3	0.24	0.24
10. Финансирование научной разработки	0.06	0.24	0.24	0.12
11. Наличие сертификации разработки	0.06	0.24	0.3	0.24
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>4.08</b>	<b>3.54</b>	<b>3.68</b>

$$I_{p-исп1} = \sum a_i \cdot b_{p-исп1} = 4,08$$

$$I_{p-исп2} = \sum a_i \cdot b_{p-исп2} = 3,54$$

$$I_{p-исп3} = \sum a_i \cdot b_{p-исп3} = 3,68$$

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

$$I_{исп} = \frac{I_{p-исп}}{I_{финр}^{исп}} \quad (8.20)$$

$$I_{исп1} = \frac{4,08}{0,92} = 4,43;$$

$$I_{исп2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр}^{исп2}} = \frac{3,54}{0,98} = 3,61;$$

$$I_{исп3} = \frac{I_{p-исп3}}{I_{финр}^{исп3}} = \frac{3,68}{1} = 3,68;$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки в таблице 8.13 позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{срi}$ ):

$$\mathcal{E}_{срi} = \frac{I_{испi}}{I_{min}} \quad (8.21)$$

Таблица 8.13 – Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,92	0,98	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,08	3,54	3,68
3	Интегральный показатель эффективности	4,43	3,61	3,68
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,23	1	1,02

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

### **Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»**

В результате выполнения целей можно сделать следующие выводы:

1. Результатом анализа конкурентных технических решений является выбор одного из вариантов реализации НИР как наиболее подходящего и оптимального по сравнению с другими.

2. В ходе планирования для руководителя и инженера был разработан график реализации этапа работ, который позволяет оценивать и планировать рабочее время исполнителей. Определено следующее: общее количество календарных дней для выполнения работ составляет 82 дня; общее количество рабочих дней, в течение которых работал инженер, составляет 70 дней; общее количество рабочих дней, в течение которых работал руководитель, составляет 12 дней;

3. Для оценки затрат на реализацию проекта разработан проектный бюджет, который составляет 1603211.2 руб;

4. Результат оценки эффективности ИР показывает следующие выводы:

1) значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,92, что является показателем того, что ИР является финансово выгодной по сравнению с аналогами;

2) значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,08, по сравнению с 3,54 и 3,68;

3) значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 4,43 по сравнению с 3,61 и 3,68, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

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

## 9. Социальная ответственность

В данной выпускной квалификационной работе производится организация капитального ремонта участка магистрального нефтепровода «Александровское–Анжеро-Судженск». Поэтому объектом исследования для выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» был выбран магистральный нефтепровод (МН), предмет исследования – проведение ремонтных работ МН.

Воздействие опасных и вредных факторов учитывается при проведении строительных работ. Эти факторы вполне могут причинить вред на окружающую среду, вследствие чего может возникнуть чрезвычайная ситуация, которая имеет вид техногенного характера. Целью данного раздела является анализ опасных и вредных факторов, которые могут повлиять на работников строительных служб при строительстве нефтяной разведочной скважины. Также поднимаются вопросы пожарной профилактики, техники безопасности и защиты окружающей среды. По тематике даются рекомендации по повышению оптимальных условий труда.

### 9.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работа на магистральном нефтепроводе имеет такие особенности, как вахтовый метод работы и наличие определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, регламентируемые главой 47 ТК РФ «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом». Ст. 297. регулирует общие положения о работе вахтовым методом, в частности об обустройстве вахтовых поселков для работников. Ст. 298. определяет ограничения на работы вахтовым методом.

					<i>Организация производства работ по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Литяев С.И.</i>			<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					90	119
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

К работам не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением. Ст. 299-302 регулируют продолжительность вахты (не более одного месяца), режимы труда и отдыха (продолжительность смены не более 12 часов), гарантии и компенсации работающим вахтовым методом (надбавки к заработной плате; районные коэффициенты - 1,5 для места проведения работ по проекту; ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск). Работник также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии».

Обязанности по обеспечению безопасных условий и охраны труда в организации возлагаются в соответствии с Трудовым кодексом Российской Федерации на работодателя. Работодатель обязан обеспечить:

- безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве сырья и материалов;
- применение средств индивидуальной и коллективной защиты работников;
- соответствующие требованиям охраны труда условия труда на каждом рабочем месте;
- режим труда и отдыха работников в соответствии с законодательством Российской Федерации и законодательством субъектов Российской Федерации;
- приобретение за счет собственных средств и выдачу спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты (СИЗ), смывающих и обезвреживающих средств в соответствии с установленными нормами

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

работникам, занятым на работах с вредными или опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением;

- организацию контроля за состоянием условий труда на рабочих местах, а также за правильностью применения работниками средств индивидуальной и коллективной защиты;

- проведение специальной оценки рабочих мест по условиям труда;

- проведение за счет собственных средств обязательных предварительных (при поступлении на работу) и периодических (в течение трудовой деятельности) медицинских осмотров (обследований) работников,

- принятие мер по предотвращению аварийных ситуаций, сохранению жизни и здоровья работников при возникновении таких ситуаций, в том числе по оказанию пострадавшим первой помощи;

- расследование в установленном Правительством Российской Федерации порядке несчастных случаев на производстве и профзаболеваний;

- санитарно-бытовое и лечебно-профилактическое обслуживание работников в соответствии с требованиями охраны труда;

## 9.2 Производственная безопасность

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием ГОСТ 12.0.003–2015 [2]. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации. Определены название характерных видов работ и вредных производственных факторов (ОВПФ).

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

Таблица 9.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы ремонтных работ			Нормативные документы
	Документация, включающая план производства работ	Ремонтные работы	Приемка выполненных работ	
1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
2. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.	+	+	-	ГОСТ 30494-2011. Межгосударственный стандарт. Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях"
3. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 55710-2013 "Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений"
4. Повышенное значение напряжения в электрической цепи	-	+	-	ГОСТ Р 12.1.019-2009. Национальный стандарт Российской Федерации. ССБТ. Электробезопасность.
5. Расположение рабочего места на значительной высоте от земли.	+	+	-	ГОСТ Р 12.3.050-2017 ССБТ. Строительство работы на высоте правила безопасности.

### 9.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов

#### Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Для контроля, за запыленностью и загазованностью, используют специальные приборы, газоанализаторы. Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых

концентраций. ПДК, транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ, метан по санитарным нормам относится к четвертому классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м<sup>3</sup>, нефть по санитарным нормам относится к третьему классу опасности – 10 мг/м<sup>3</sup>, ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C1–C5)–3 мг/м<sup>3</sup> (второй класс опасности).

### **Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны**

Работа на МН сопряжена с работой на открытом воздухе, так и в закрытом помещении (операторная), при переходе из одной зоны в другую при разнице в температурах (+10 °С) – (-30 °С) приводит к заболеваниям рабочего персонала. Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более 0,2 м<sup>2</sup> (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м<sup>2</sup> С целью профилактики перегревания организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха. От перегрева головного мозга солнечными лучами предусматривают головные уборы. В зимнее время температура воздуха понижается до (-30 °С) – (-40°С). К спецодежде, предназначенной для защиты от пониженных температур, предъявляются особые технические требования, приведенные в ГОСТ Р 12.4.236–2011. Основное требование к зимней спецодежде – это сохранение работоспособности и здоровья сотрудников предприятия при нахождении на морозе в течение двух часов. Согласно ГОСТ Р 12.4.218–99, зимняя спецодежда должна быть максимально комфортна. Необходимыми деталями зимней спецодежды являются: утепленные воротники и капюшоны, трикотажные манжеты на рукавах, ветрозащитные планки, утепленная область пояса. Допускается проведение ремонта МН линейными трубопроводчиками. Трубопроводчик выполняет ремонтные работы руками, находясь в непосредственной близости от МН. Работу

					<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лист</i>
						94
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

выполняет в основном стоя. Следит за приборами на пульте управления. Регламентированные перерывы – 3% от рабочего времени, в эти 3 % когда трубопроводчик отлучается на перерыв или перекур его подменяет сменный трубопроводчик, который входит в состав вахты дневной или ночной смены. Смена трубопроводчик, как и у всех членов вахты составляет 11 часов, с перерывом на обед. Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время года предусматривает следующие меры: создание укрытий рабочих мест, обеспечение работников тёплой спецодеждой, сокращение продолжительности рабочей смены, прекращение работ в зависимости от погодных условий.

### **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23–05–95. На МН используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное. Также следует отметить, что освещенность регламентируется в соответствии с правилом безопасности нефтяной и газовой промышленности.

### **Повышенное значение напряжения в электрической цепи**

Поражение электрическим током является опасным производственным фактором. Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях: при прикосновении к токоведущим частям, при однофазном (однополюсном) прикосновении незащищенного от земли человека к незащищенным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Основными мероприятиями по обеспечению электробезопасности являются: своевременный осмотр технического оборудования, изоляции, применение средств индивидуальной защиты (диэлектрические перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок, применение средств коллективной защиты: ограждения, сигнализации, изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления, устройства автоматического отключения.

					<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лист</i>
						95
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## **Расположение рабочего места на значительной высоте от земли**

Работы на МН предусматривают выполнение работ на высоте, которое зависит от применяемой ремонтной техники. Поэтому должно быть исключено падение работников с высоты. Для этого необходимо проводить ряд мероприятий: работы, проводимые на высоте, должны, проводится с применением страховочной привязи, в соответствии с правилами безопасности нефтяной и газовой промышленности полати верхового должны быть оборудованы ограждениями высотой не менее 1 м иметь анкерное устройство для крюка пояса верхового и должно проверяться не реже 1 раза в месяц и каждый раз при работе на высоте должно проходить визуальный осмотр.

### **9.4 Экологическая безопасность**

Создание условий для улучшения экологической обстановки – процесс долгий, требует согласованности и последовательности действий. Приоритетными в экологической политике РФ сегодня следующие вопросы:

- обеспечение экологически безопасных условий для проживания;
- рациональное использование и охрана природных ресурсов;
- обеспечение экологической и радиационной безопасности;
- правильное хранение и использование по назначению химических реагентов.
- повышение экологической культуры общества и формирование экологического сознания у людей.
- химическим загрязнением почв, грунтов, горизонтов подземных вод, поверхностных водоемов и водотоков, атмосферного воздуха веществами и химреагентами;
- физическим нарушением почвенно-растительного покрова, грунтов зоны аэрации, природных ландшафтов на площадках МН;
- нарушением естественного режима многолетнемерзлых грунтов (ММП) в криолитозоне с возможной деградацией верхних горизонтов ММП.

### **Защита атмосферы**

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

Атмосфера всегда содержит определенное количество примесей, поступающих от естественных и антропогенных источников. К числу примесей, выделяемых естественными источниками, относят: пыль (растительного и вулканического, космического происхождения), туман, дымы, газы от лесных и степных пожаров и др. К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной, дорожной техники, выбросы вредных веществ предприятиями, заводами. Для предотвращения загрязнения атмосферы необходимо использовать только исправную технику с исправной выхлопной системой, с минимальными выхлопами углекислого газа в воздух, использовать на производстве фильтрующие элементы и утилизировать их согласно экологическим нормам.

### **Защита литосферы**

В процессе сооружения и ремонта МН наиболее активное воздействие на окружающую природную среду осуществляется в пределах территорий самих трасс линейных сооружений. При этом происходит нарушение растительного, почвенного и снежного покровов, поверхностного стока, срезка микрорельефа.

Для сохранения качества почвы необходимо:

- сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива, нефти и нефтепродуктов на землю;
- после сооружения или ремонта трубопровода необходимо закопать амбары с остатками нефтепродуктов, произвести рекультивацию поверхностного слоя почвы.

### **Защита гидросферы**

В процессе сооружения и ремонта нефтепроводов происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами (нефтепродукты, минеральные воды), бытовыми стоками. С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия:

- сооружение водоотводов, накопителей и отстойников;
- очистные сооружения для бытовых стоков;

					<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лист</i>
						97
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

– строго соблюдать план производства работ по ремонту трубопровода, который обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов от попадания нефти и нефтепродуктов.

### **9.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Наиболее вероятные чрезвычайные ситуации при сооружении или ремонте МН могут возникнуть в результате пожаров и взрывов – техногенных ЧС; а также природная – сильные морозы зимой и возникновение лесного пожара.

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией при сооружении или ремонте МН является возникновение взрыва. В ходе выполнения работ на МН, для предотвращения взрывов и их последствий, должны соблюдаться требования пожарной безопасности, изложенные в требованиях специального документа СП 485.1311500.2020 А.1 п. 4.2.

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией природного характера является возникновение лесного пожара. При выполнении полевых работ, для предотвращения пожаров и их последствий, должны соблюдаться требования пожарной безопасности, установленные постановлением правительства РФ от 30.06.2007 N 417 (с изменениями на 14.04.2014).

Мероприятия по пожарной безопасности разделяются на четыре основные группы: [15]

- 1) предупреждение пожаров, т.е. исключение причин их возникновения;
- 2) ограничение сферы распространения огня;
- 3) обеспечение успешной эвакуации людей и материальных ценностей из очага пожара;
- 4) создание условий для эффективного тушения пожара.

Защитные мероприятия по предотвращению пожара [31, ГОСТ 12.1.004-91]: во всех производственных, административных, складских и вспомогательных помещениях на видных местах вывешены таблички с указанием порядка вызова пожарной охраны; хранения промасленной

					<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лист</i>
						98
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

спецодежды; определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и окончании рабочего дня; регламентированы: порядок проведения огневых и других пожароопасных работ; определен порядок и сроки прохождения противопожарного инструктажа, назначены ответственные за его проведение; персонал, участвующий в эксплуатации объектов компрессорной станции, имеет спецодежду; перечень основных средств пожаротушения: пожарная цистерна объемом не менее 2,0 м<sup>3</sup> и запасом пенообразователя не менее 0,150 м<sup>3</sup>, кошма войлочная или асбестовое полотно размером 2×2 м – 10 шт., огнетушители порошковые ОП–10, углекислотные ОУ–6, ОУ–10 – 10 шт., или один огнетушитель ОП–100, ведра, лопаты, топоры, ломы пожарные. От сильных морозов см. главу микроклимат и состояние воздушной среды.

Все работы будут выполняться в соответствии с требованиями нормативных документов в области охраны труда и промышленной безопасности: Трудовым кодексом Российской Федерации от 30 декабря 2001 г. N 197-ФЗ (ТК РФ), ЕПБ при разработке месторождений открытым способом (ПБ 03-498-02 утв. Постановлением Госгортехнадзора РФ от 09.09.2002 г. N 57), Правилами безопасности при геологоразведочных работах (Санкт-Петербург 2005 г.), а также «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

### **Вывод по разделу**

В ходе выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, которые могут оказать влияние на организм человека при ремонте магистрального нефтепровода. Был сделан вывод, что основным опасным фактором при ремонтных работах на месторождении является возникновение пожара и взрыв в ходе утечки газа. Основной вредный производственный фактор – это недостаточная освещенность рабочей зоны. Наиболее типичная чрезвычайная ситуация – возникновение взрыва.

					<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лист</i>
						99
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## Заключение

В данной работе проведен анализ нормативно-технической документации, с помощью которой оценена опасность дефектов линейной части МН согласно внутритрубной диагностике и дополнительного дефектоскопического контроля.

На основании оценки технического состояния участка магистрального нефтепроводов назначен выборочный ремонт нефтепровода с заменой дефектной плети.

Проведен расчет толщины стенки и расчет на прочность трубы магистрального нефтепровода, подлежащего капитальному ремонту. На основании расчета сделан вывод о необходимой толщине и марке стали обеспечивающие прочность и устойчивость нефтепровода на рассматриваемом участке объекта.

Разработаны мероприятия по выборочному ремонту с заменой дефектной плети. Подобрано необходимое оборудование, рассчитан объём раскачиваемой нефти и количество нужных по техническим характеристикам трубоукладчиков.

В разделе финансового менеджмента рассчитаны основные затраты, требуемые для проведения капитального ремонта и работ по научному исследованию, связанные с разработкой технического решения по проведению ремонта.

В разделе социальной ответственности выявили основные потенциально опасные и вредные производственные факторы; привели мероприятия и средства, необходимые для предотвращения и устранения воздействия данных факторов.

					<i>Организация производства работ по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Литяев С.И.</i>			<b>Заключение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					100	119
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б8А1		

### Список используемых источников

1. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\* (с Изменением N). 01.07.2013г.
2. РД 153-39.4-113-01. Нормы технологического проектирования магистральных трубопроводов. ОАО "Гипротрубопровод" 1 июля 2002 г.
3. ГОСТ 34182-2017 . "Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Общие положения". 4 июля 2017г.
4. РД-13.100.00-КТН-196-06. Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов.
5. Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ. Составители: Крец В.Г., Шадрин А.В., Антропова Н.А. Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2012. – 386с.
6. РД 23.040.00-КТН-090-07. Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов. ОАО «АК «Транснефть» от 14.04.2007 г.
7. РД 39-00147105-015-98. Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов: ИПТЭР, 1998. г.
8. ОР-19.100.00-КТН-384-07 Регламент внутритрубной диагностики магистральных. нефтепроводов. ОАО «АК «Транснефть» 2007 г.
9. РД 153-39.4-114-01 Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах. ОАО «АК «Транснефть» 2001г.
10. ТУ 1469-001-01297858-01. Приварные муфты и патрубки для ремонта действующих магистральных нефтепроводов: Россия 2001г.
11. Гумеров А.Г., Зубаиров А.Г., Векштейн М.Г., Гумеров Р.С., Азметов Х.А. Капитальный ремонт подземных нефтепроводов. - М: Недра, 2008. - 525 с.
12. ОТТ-75.180.00-КТН-016-19. Электрохимическая защита. Станции катодной и дренажной защиты. ПАО «ТРАНСНЕФТЬ» 2019г.13.

					<i>Организация производства работ по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Литяев С.И.</i>			<b>Список используемых источников</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					101	119
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела</i>		
						<i>Группа 3-2Б8А1</i>		

14. «НК» Неразрушающий контроль.  
[https://ncontrol.ru/catalog/rentgenovskiy\\_kontrol/rentgenotelevizionnye\\_ustanovki/perenosnoj\\_kompleks\\_cifrovoj\\_radiografii\\_transkan](https://ncontrol.ru/catalog/rentgenovskiy_kontrol/rentgenotelevizionnye_ustanovki/perenosnoj_kompleks_cifrovoj_radiografii_transkan)
15. NDTприбор. [http://ndtpribor.ru/product/korona\\_2\\_2-defektoskop/](http://ndtpribor.ru/product/korona_2_2-defektoskop/)
16. ООО «Альфа-Тест». <https://alfatest.ru/catalog/kapillyarnyy-kontrol/raskhodnye-materialy/materialy-dlya-tsvetnoy-defektoskopii-klever/tolshchinomer-pokrytiy-salutron-combi-d3/>
17. Лазерный мир. Технология лазерной сварки магистральных трубопроводов. <https://лазер.рф/2022/10/06/24069/>
18. СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы: СССР 1985
19. ОТТ-75.180.00-КТН-370-09. Камеры запуска и приема средств очистки и диагностики линейной части магистральных нефтепроводов. Общие технические требования: Россия 2017г.
20. Айбиндер А.Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость: Справ. пособие. - М.: Недра, 1991.
21. Кумылганов А.С. Состояние и перспективы капитального ремонта магистральных нефтепроводов // Трубопроводный транспорт нефти. - 1995. - №5.
22. Методика расчета на прочность и устойчивость ремонтируемого участка нефтепровода диаметром 219-1220 мм. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1976г.
23. РД-01.120.00-КТН-228-14. Магистральный трубопроводный транспорт. Термины и определения. 2014г.
24. М. Х. Султанов, А. Л. Шурайц, Д. И. Егоров «Методы оценки технического состояния трубопровода по характеристике безопасности»;
25. ОР-13.040.00-КТН-006-12 Контроль воздушной среды на объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.
26. ГОСТ 12.0.002-2014 Система стандартов безопасности труда. Термины и определения.
27. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
28. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

					<b>Список используемых источников</b>	<i>Лист</i>
						102
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

29. ГОСТ 12.1.008-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Биологическая безопасность. Общие требования.

30. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

31. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» (утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 1 октября 1996 г. № 21).

32. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.

33. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями № 1, 2).

34. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий» (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 6 апреля 2003 г.).

35. СанПин 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах».

36. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением № 1).

37. ГОСТ Р 12.4.296-2013 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных). Общие технические требования. Методы испытаний.

38. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

39. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.

40. ГОСТ Р 53692-2009. Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Этапы технологического цикла отходов.

					<i>Список используемых источников</i>	<i>Лист</i>
						103
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

**Приложение А  
(обязательное)**

Перечень вырезаемых дефектов

№ пп	Номер по списку	Описание	Номер секции	Км трассы
1		муфта П1 в3-х секциях		
2		участок с расслоением и включениями под муфтой		
3		потеря металла под муфтой		
4		потеря металла под муфтой		
5		потеря металла, ПРШ под муфтой		
6		потеря металла под муфтой		
7		потеря металла под муфтой		
8		риска под муфтой		
9		потеря металла под муфтой		
10		потеря металла под муфтой		
11		потеря металла под муфтой		
12		гофр с риской		
13		вмятина		
14		дефект поверхности		
15		дефект поверхности		
16		вмятина с риской		
17		риска		
18		участок с включениями		
19		гофр с риской		
20		риска		
21		потеря металла		
22		уч. с риской ПРШ		
23		риска		
24		уч. с риской ПРШ		
25		потеря металла		
26		потеря металла		
27		потеря металла		
28		дефект поверхности		
29		дефект поверхности		
30		потеря металла		
31		расслоение с ВНП		
32		расслоение с ВНП		
33		потеря металла		
34		потеря металла		
35		трещина		

36	дефект поверхности
37	риска (возможно рассл-е с ВНП)
38	расслоение с ВНП
39	потеря металла
40	участок с трещ-м, ПРШ частью под муфт.
41	дефект поверхности
42	расслоение с ВНП
43	потеря металла
44	сварное присоединение
45	муфта П1 в 2х секциях
46	риска под муфтой
47	расслоение с ВНП под муфтой
48	потеря металла под муфтой
49	аномалия поп. шва под муфтой
50	потеря металла под муфтой
51	потеря металла, ПРШ под муфтой
52	чоп с выступанием внутрь по муфтой
53	дефект поверхности под муфтой

## Приложение Б (обязательное)

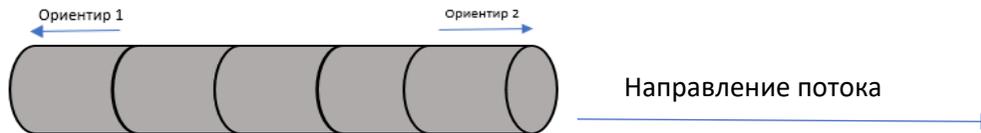
### Сертификат, выданный АО

Сертификат

*на секцию с дефектом (дефектами) трубопровода*

Организация (ОАО МН)
Управление (РНУ, УМН)
Нефтепровод:
Участок диагностики:
Диаметр трубы (мм):
Тип ВИП (WM, MFL, CDL, CDC или другое):
№ отчета, дата утверждения отчета:


Данные по трубным секциям



Номер секции
Длина секции (м)
Тип трубы (прям., спир., бесш.)
Толщина стенки (мм)
Дистанция начала секции (м)
Ориентация св. шва (град) нач. секции


№ дефекта:	№ отчета:	Расстояние от начала секции до нач. деф. (м):	от конца секции до нач. деф. (м):	Угловое положени: начало деф.:	характерная точка (град.):	конец деф. (град.):	Толщина стенки трубы в районе дефекта :	характеристика деф.:	Тип дефекта (внеш., внутр., внутрестен.):	Длина деф(мм):	Ширина деф(мм):	Глубина деф(мм):	Остаточная толщина стенки (мм/% толщ. Трубы):	Предельный срок устранения деф., дата:	Метод ремонта:
1155	j5191m от 29.05.2023	1,398	10,352	60	71	120	11,5	гофр с риской	—	291	639	3,1	_/_	29.03.2053	Замена 24.06.2023
100776	j5191m от 29.05.2023	1,594	10,156	314	323	334	11,5	вмятина	—	313	213	2,8	_/_	29.03.2053	Замена 24.06.2023
200282	j5191m от 29.05.2023	1,696	10,054	261	262	262	11,3	дефект поверхности	Внешний	192	11	--	_/_	29.03.2053	Замена 24.06.2023
100777	j5191m от 29.05.2023	1,729	10,021	288	289	289	11,3	дефект поверхности	Внешний	226	11	--	_/_	29.03.2053	Замена 24.06.2023
501022	j5191m от 29.05.2023	1,849	9,901	107	116	133	11,5	вмятина с риской	—	315	275	3,1	_/_	24.06.2023	Замена 24.06.2023
301820	j5191m от 29.05.2023	1,965	9,785	105	105	105	11,3	риска	Внутренний	493	10	0,5	10,8/95,6	24.06.2023	Замена 24.06.2023
100778	j5191m от 29.05.2023	2,229	9,521	20	56	92	11,5	участок с включениями	Внутренний	7024	763	--	_/_	24.06.2023	Замена 24.06.2023
100779	j5191m от 29.05.2023	2,369	9,381	35	100	143	11,5	гофр с риской	—	2168	1153	10,4	_/_	24.06.2023	Замена 24.06.2023
1157	j5191m от 29.05.2023	3,154	8,596	110	110	111	11,3	риска	Внутренний	136	10	0,5	10,8/95,6	24.06.2023	Замена 24.06.2023

**Приложение В**  
(обязательное)

**Акт**  
**о проведении дополнительного дефектоскопического контроля (ДДК)**  
**дефектов секции N**

деф. № \_\_\_\_\_

отчет № 12

ОСТ \_\_\_\_\_  
 РУ (УМН) \_\_\_\_\_  
 МН (МНПП) \_\_\_\_\_  
 Участок (км-км) \_\_\_\_\_  
 Дистанция начала  
 секции по ВИП, м \_\_\_\_\_

носит. дистанция, м \_\_\_\_\_ -  
 Тип трубы \_\_\_\_\_ **Двух.**  
 Тип шва \_\_\_\_\_ -  
 Диаметр, мм. \_\_\_\_\_ **1220**

**Нормативный документ**

РА 03-606-03, РА-19.100.00-КТН-001-10, ГОСТ Т18442-80, ГОСТ  
14782-86, РА-23.040.00-КТН-011-11, ОР-19.100.00-КТН-010-10,  
ОР-23.040.01-КТН-185-10, РА-23.040.00-КТН-140-11

**1. Методы контроля:**  
ВИК, УЗТ

**2. Параметры дефекта № \_\_\_\_\_, обнаруженного ВИП:**

№пп	Параметры дефекта	Результаты по ВИП	Результаты по ДДК
1	Описание дефекта	_____	_____
2	Тип (нар., вн., ст.)	_____	_____
3	Длина, мм	_____	_____
4	Ширина, мм	_____	_____
5	Глубина, мм	_____	_____
6	Глубина, %	_____	_____
7	Угловое положение, град.	_____	_____
8	Угловое положение, час	_____	_____
9	Толщина стенки, мм.	11,9	11,9

3. Параметры дефекта №\_

, обнаруженного ВИП:

№пп	Параметры дефекта	Результаты по ВИП	Результаты по ДДК
1	Описание дефекта		
2	Тип (наруж., внутр., стен.)		
3	Длина, мм		
4	Ширина, мм		
5	Глубина, мм		
6	Глубина, %		
7	Угловое положение, град.		
8	Угловое положение, час		
9	Толщина стенки, мм.		

4. Параметры дефекта №\_ , обнаруженного ВИП:

№пп	Параметры дефекта	Результаты по ВИП	Результаты по ДДК
1	Описание дефекта	участок с включениями	участок с включениями
2	Тип (наруж., внутр., стен.)		
3	Длина, мм		
4	Ширина, мм		
5	Глубина, мм		
6	Глубина, %		
7	Угловое положение, град.		
8	Угловое положение, час		
9	Толщина стенки, мм.		

5. Параметры дефекта №\_

Э, обнаруженного ВИП:

№пп	Параметры дефекта	Результаты по ВИП	Результаты по ДДК
1	Описание дефекта		
2	Тип (наруж., внутр., стен.)		
3	Длина, мм		
4	Ширина, мм		
5	Глубина, мм		
6	Глубина, %		
7	Угловое положение, град.		
8	Угловое положение, час		
9	Толщина стенки, мм.		

6. Параметры дефекта №\_

, обнаруженного ВИП:

№пп	Параметры дефекта	Результаты по ВИП	Результаты по ДДК
1	Описание дефекта		
2	Тип (наруж., внутр., стен.)		
3	Длина, мм		
4	Ширина, мм		
5	Глубина, мм		
6	Глубина, %		
7	Угловое положение, град.		
8	Угловое положение, час		
9	Толщина стенки, мм.		

**Приложение Г**  
**(обязательное)**

**Технологическая карта сборки и сварки.**

Общая технологическая карта сборки и сварки разъемного соединения наворотных стальных труб		1330	1330	1330	1330
М:					
И:					
ОТТ:					
Сл:					
Т:					
Зат:					
Зат:					
Об:					
С:					
П:					
Э:					
-Г:					
-Г:					
*					
:					



• Обязательна по параметру «Год» выплата годовых взносов на сумму 5000 руб. (использовать поле «Забитые» с другим значением)

08,  
7

Приложение Д  
(обязательное)

Технологическая карта сборки и сварки.



ОП

ОП

Эа

Эа

О

с

п

э

•

Эа

Эа

О

с

п

э

•

- анализ для группы ЗОВ - ОК 74.70; СЭМ-02; металл L-BUL1; номер 74 (Сопас 74).

• Равномерно по периметру стыка выполнить сварку не менее 60% корневого слоя электродами с основным покрытием.

12,  
,

**Приложение Е**  
(обязательное)

Комплекс цифровой радиографии «ТРАНСКАН».

**Технические характеристики**

<b>Детектор</b>	TFT детектор. Разрешение 5÷7 пар линий на мм.Размер пикселя – 75÷100 мкм.Ширина сканирования – 100 мм.Частота кадров - 30÷300 Гц.Энергия X-ray – до 300 кэВ.
<b>Схемы контроля</b>	- через две стенки; - с панорамным источником излучения, установленным в центре трубы
<b>Система перемещения</b>	портативная каретка детектора –16 кг.Время установки – 1÷2 мин, оператором, находящимся с одной стороны трубы.Смещение от центра шва при обходе трубы Ø 1420 мм – не более ± 2 мм.Скорость перемещения 0.5 ÷ 1.5 м/мин.Система для перемещения рентгеновского аппарата (каретка и стропа) -2.5 кг.Вес рентгеновского аппарата – до 40 кг.
<b>Блок управления</b>	управление сканированием, обработка и архивирование информации с использованием технологии ITSM и программы DiSoft.Соединение с детектором кабелем 40 м.Монитор оператора – диагональ 20", разрешение 1600x900 (16:9)Водостойкая клавиатура, мышь, USB порт.Вес блока 35 кг, удобные ручки для переноски.
<b>Общие характеристики</b>	степень защиты – блок управления IP67/IP54 Каретка с детектором – IP54Рабочие температуры от -200С (кратковременно от -300С) до + 400С.Питание 220В, 50Гц, 800Вт.
<b>Принадлежности</b>	проволочные, канавочные эталоны чувствительности, комплект инструментов, запасные ленты для крепления каретки.Укрытие – купол, сумка для переноски каретки, кабеля, принадлежностей.
<b>Дополнительные возможности</b>	беспроводная передача данных (до 500 м) на удаленный компьютер в реальном времени.
<b>Диаметр трубы</b>	89 -1420 мм
<b>Тип и анодное напряжение источника излучения</b>	Рентгеновский аппарат постоянного потенциала — до 360 кВ
<b>Рабочее поле детектора</b>	146x146 мм
<b>Разрешающая способность детектора (размер пикселя)</b>	130 мкм (127 мкм)
<b>Чувствительность по ГОСТ 7512</b>	Стандартный контроль - Класс 1 Ускоренный контроль - Класс 2

**Приложение Ж**  
(обязательное)

Перечень оборудования и материалов с учетом объема  
выполняемых работ, сроков выполнения работ, выполнения требований  
по охране труда, промышленной и пожарной безопасности

№ п/п	Наименование техники, оборудования, материалов	Количество
1	2	4
1.	Рукав пневматический L=40м с наконечниками (для питания пневмодрели)	2 шт.
2.	Взрывозащищенная пневматическая дрель	2 шт.
3.	Вентилятор взрывозащищенного исполнения В014-320В1, В012-303-2,5-12,5 (В006-300) (1ExdIIВТ4), ВР 86-77-2,5В с электродвигателем 0,25/1500	В0 - 2 шт. ВР - 2 шт.
4.	Сигнальные маячки для контроля поступления нефти	4 шт.
5.	Скребки из искробезопасного металла для снятия изоляции	4 шт.
6.	Герметизаторы ГРК-М 1200	3 шт. (1 резерв)
7.	Кайман Ду1200 (толкатель)	1 шт.
8.	Труба Ду1220х13 К56	32 м.
9.	Лопата штыковая, совковая	4 шт.
10.	Ведро	2 шт.
11.	Мановакуумметр переносной	4 шт.
12.	Стропы, мягкие полотенца	СТП-1-1.0-2000 - 2шт. 2СК-0,63-1500 - 2 шт. 2СЦ-1,6-2000 - 2 шт. 4СК1а-5 ХЛ/5000 - 2 шт. 4СК1а-8 ХЛ/6000 - 2 шт. 2СК-3,2 ХЛ/8000 - 2шт. 4СК 5,0-3000-ХЛ - 12шт. СТП-8/5000-3а - 4шт. СТП-3 ХЛ/5000-3а - 4шт. 2СК-2.0-3000-У -4 шт. 2СК-3,2-3000-У -4 шт. 4СК-3,2-6000-У - 4 шт. 4СК1а-3,2 ХЛ/3000 - 4 шт. 4СК1а-2 ХЛ/2000 - 4шт. 4СК 6.0/3200 - 4 шт. 4СК1а-1 ХЛ/1500 - 4 шт. СКП 0.63/2000 - 4 шт.
13.	Шлифмашинка с отрезными и шлифкругами	4 шт.
14.	Удлинитель кабельный	4 шт.
15.	Оборудование газовой резки (кислород / пропан)	2 шт.
16.	Машинка газовой резки труб	2 шт.
17.	Шаблон сварщика УШС-3	2 шт.
18.	Рулетка до 10 м	2 шт.
19.	Приспособление для разметки катушек «крестовина»	2 шт.
20.	Шаблон реза	2 шт.
21.	Подогреватель стыка кольцевой Ду1200	2 шт.
22.	Центратор наружный Ду1200	2 шт.
23.	Коврик диэлектрический 2×1 м	2 шт.

24.	Настил деревянный	2 шт.
25.	Инвентарное укрытие места сварки	2 шт.
26.	Термопенал	4 шт.
27.	Печь для прокали электродов	2 шт.
28.	Термометр контактный (термокарандаш)	2 шт.
29.	Приспособление для размагничивания трубы	2 компл.
30.	Прибор для определения (контроля) намагниченности трубопровода	2 шт.
31.	Комплект искробезопасного инструмента	2 компл.
32.	Прожектор ВЭЛАН 73-СД.Л.120-45-УХЛ1 (1ExdIIВТ6) или аналогичный	8 шт.
33.	Лестница из условия (L лест. не менее 1,25 Н котл. L=5м)	6 шт.
34.	Газоанализатор (АНТ-3М)1ExibIIВТ4Х	4 шт. (1 резерв)
35.	Индивидуальные газоанализаторы сигнализаторы (1ExibIIВТ4Х)	42 шт. (28+14 резерв)
36.	Противогаз шланговый ПШ с шлангом подачи воздуха не менее 40м	12 шт.
37.	Страховочная привязь	12 шт.
38.	Противогаз фильтрующий	28 шт.
39.	Респиратор	По составу бригады
40.	Медицинская аптечка	20 шт.
41.	Радиостанция носимая, мобильная (1ExibIIСТ4)	5 шт. (1 шт. в городок)
42.	Огнетушители в соответствии с одним из следующих вариантов: – огнетушители ОП-9, ОП-10, ОВЭ-4, ОВЭ-5 – не менее 10 шт. любого типа; - огнетушители ОП-35, ОП-50, ОП-70, ОП-100, ОВЭ-40, ОВЭ-50 – не менее 2 шт. любого типа	На каждое место проведения работ
43.	Покрывало для изоляции очага возгорания размером 2×2 м – 2 шт. или 1,5×2,0 м – 3 шт.; два ведра, две лопаты, один топор, один лом.	На каждое место проведения работ
44.	Барьерная лента	500 м
45.	Комплект знаков (огнеопасно, газоопасные работы, проход запрещен, проезд запрещен, место стоянки техники и т.д.)	4 компл.
46.	Спецодежда огнестойкая	28 компл.
47.	Сорбент «Спилсорб» или аналог	2 мешка
48.	Емкость для сбора нефтешлама	2 шт.
49.	Контейнер для отходов	6 шт.
50.	Лента изоляционная	50 кг
51.	Грунтовка	10 кг
52.	Обертка защитная	30 кг
53.	Фен строительный	1 шт.
54.	Валик малярный	2 шт.
55.	Трассоискатель	1 шт.
56.	Акустико-эмиссионный течеискатель	1 шт.
57.	Чопики	8 шт. (2 резерв)
58.	Удлинительное приспособление для забивки чопиков	1 шт.

59.	Плиты дорожные или металлические настилы для обустройства временного переезда	4 шт. (с доставкой при необходимости)
60.	Знаки обозначения временного переезда	2 компл.
61.	Электроды Э50 Ø 3 мм	30 кг
62.	Электроды Э50 Ø 4 мм	15 кг
63.	Электроды Э60 Ø 3 мм, 4 мм	30 кг
64.	Термоизолирующие пояса	2 шт.
65.	Мотопомпа с комплектом шлангов	1 шт.
66.	Искровой дефектоскоп	1 шт.
67.	Поддон для сбора нефти	3 шт.
68.	Машинка для безогневой резки труб	3 шт. (2 рез.)
69.	Емкость для охлаждения фрезы не менее 50 л	3 шт.*
70.	Клинья из искробезопасного материала	8 компл.
71.	Адгезиметр	2 шт.