

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Разработка технических мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода на примере объекта, расположенного в Томской области УДК 622.692.4.053-049.32(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Бычков Никита Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Гончаров Николай Вячеславович	К. Т. Н		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев Милий Всеволодович	-		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник Олег Владимирович	К. П. Н.		

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

По основной образовательной программе подготовки бакалавров  
По направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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 общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности

<b>ОПК(У)-6</b>	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
<b>ОПК(У)-7</b>	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» (ТПУ)

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

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

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8А	Бычкову Никите Александровичу

Тема работы:

«Повышение надежности магистрального нефтепровода при устранении дефекта методом установки ремонтной конструкции»
---

Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2022г. №39-43/с
---	-----------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2022г.
--	--------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	
<i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Вид трубопровода – Магистральный нефтепровод;</li> <li>2. Диаметр – 530 мм;</li> <li>3. Протяженность – 165 км;</li> <li>4. Рабочее давление – 5,6 МПа;</li> <li>5. Способ прокладки – подземный;</li> <li>6. Транспортируемая среда – нефть;</li> <li>7. Плотность транспортируемой среды – 850 кг/м<sup>3</sup>;</li> <li>8. Температура перекачиваемой нефти – +40°С;</li> <li>9. Сталь трубопровода – 10Г2ФБЮ;</li> </ol>

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Дефекты и диагностика магистральных нефтепроводов;</li> <li>2. Расчет нефтепровода на прочность;</li> <li>3. Разработка технического решения по замене дефектного участка МН</li> <li>4. Основные мероприятия при проведении капитального ремонта методом вырезки дефектного участка МН</li> </ol>
--	--

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

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Криницына Зоя Васильевна, доцент ОСТН
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович, старший преподаватель ООД

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	10.02.2022г.
--	--------------

**Задание выдал руководитель:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Бычков Никита Александрович		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б8А	Бычкову Никите Александровичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01. Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Материальные затраты – 1061594,6 руб., амортизационные отчисления – 38952,1 руб., затраты на оплату труда – 35413,7 руб.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Районный коэффициент – 1,3 Северная надбавка – 50%
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка налога на прибыль 20%. Отчисления во внебюджетные фонды составляет 30,4 % от фонда оплаты труда

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Оценка целесообразности ремонта трубопровода методом врезки катушки
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Планирование бюджета на проведение выборочного ремонта дефектного участка МН
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Определение экономической эффективности выборочного ремонта трубопровода методом врезки катушкой

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

– График проведения работ

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б8А	Бычков Никита Александрович		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>		<b>ФИО</b>	
2Б8А		Бычкову Никите Александровичу	
<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Разработка технических мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода на примере объекта, расположенного в Томской области

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul>	<p><b>Объект исследования</b> – участок магистральный нефтепровод “Игольско-Таловое – Герасимовское”</p> <p><b>Область применения</b> – транспортировка нефти</p> <p><b>Рабочая зона</b> – полевые условия</p> <p><b>Климатическая зона</b> – почти вся территория Томской области находится в пределах таежной зоны. Климат умеренно-континентальный циклический</p> <p><b>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне</b> – 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 при разработке проектного решения</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>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.).</li> <li>2. Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.</li> <li>3. Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014)</li> <li>4. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03</li> <li>5. Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.</li> <li>6. ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»</li> </ol>
<p><b>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов</li> <li>– Разработка мероприятий по снижению воздействия потенциальных вредных и опасных факторов</li> </ul>	<p><b>Вредные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего</li> <li>2. Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума</li> <li>3. Отсутствие или недостатки необходимого естественного освещения</li> <li>4. Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания</li> </ol>

	<p>5. Физические перегрузки организма работающего, связанные с тяжестью трудового процесса</p> <p><b>Опасные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования)</li> <li>2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке;</li> <li>3. Производственные факторы, связанные с электрическим током.</li> <li>4. Пожаро- и взрывоопасность</li> </ol> <p><b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Средства защиты органов дыхания,</li> <li>2. Спецодежда и спецобувь,</li> <li>3. Средства нормализации воздушной среды,</li> <li>4. Средства защиты от поражения электрическим током.</li> </ol>
<p><b>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения.</b></p>	<p>При ремонте МН воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения. Ремонт трубопровода сопровождается:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Загрязнением атмосферного воздуха;</li> <li>2. Нарушением гидрогеологического режима;</li> <li>3. Загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод;</li> <li>4. Повреждением почвенно-растительного покрова;</li> </ol>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения</b></p>	<p><b>Возможные ЧС:</b> лесные пожары, взрыв попутного газа в полости нефтепровода, разливы нефти в результате порыва нефтепровода, разгерметизация при ремонте участка нефтепровода.</p> <p><b>Наиболее типичная ЧС:</b> утечки нефти и неполная откачка попутного газа.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель ООД	Гуляев Милий Всеволодович	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Бычков Никита Александрович		



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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»  
 Уровень образования бакалавриат  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2021/2022 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2022г.
--	--------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.02.2022	<i>Характеристика объекта исследования</i>	10
28.02.2022	<i>Дефекты и диагностика магистральных нефтепроводов</i>	10
05.03.2022	<i>Расчет на прочность нефтепровода</i>	15
20.03.2022	<i>Разработка технического решения по замене дефектного участка МН</i>	20
15.04.2022	<i>Основные мероприятия при проведении капитального ремонта методом вырезки дефектного участка МН</i>	20
30.04.2022	<i>Финансовый менеджмент</i>	7
15.05.2022	<i>Социальная ответственность</i>	7
19.05.2022	<i>Заключение</i>	5
30.05.2022	<i>Подготовка презентации</i>	6
<i>Итого:</i>		100

Составил преподаватель:

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

**СОГЛАСОВАНО:**

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

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 107 страниц, 30 рисунков, 18 таблиц, 40 источников.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, вырезка дефектного участка, капитальный ремонт нефтепровода, упругий изгиб трубопровода, центрирование труб.

Key words: maintenance overhaul, clamp shell, trunk oil pipeline, cutting out a defective area, elastic bending of a pipeline/

Цель работы – разработка проектного решения, позволяющее улучшить показатели надежности при ремонте МН.

В данной работе провели обзор дефектов линейной части МН, внутритрубную диагностику и дополнительный дефектоскопический контроль на МН на основании которого назначили метод ремонта – вырезка дефектного участка.

Предложена расчетная схема по определению усилий для установки осей участка упруго-изогнутого трубопровода в единую продольную линию. Для решения задачи разработана конечно-элементная модель, учитывающая условия закрепления трубопровода в грунте.

Разработаны мероприятия по выборочному ремонту методом замены дефектной «катушки» на участок с дефектом потеря металла. Подобрано необходимое оборудование, рассчитаны размеры ремонтного котлована и рассмотрен общий порядок работ.

					<i>Разработка технических мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода на примере объекта, расположенного в Томской области</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Бычков Н.А.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.					10	105
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				ТПУ гр. 258А		

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

### Обозначения и сокращения

- МН** – магистральный нефтепровод;
- ОПО** – опасный производственный объект;
- ВИП** – внутритрубный инспекционный прибор;
- ВТД** – внутритрубная диагностика;
- ПЭП** – пьезоэлектрический преобразователь;
- ВИС** – внутритрубный инспекционный снаряд;
- ДДК** – дополнительный дефектоскопический контроль;
- САПР** – система автоматизированного проектирования
- НДС** – напряженно-деформированное состояние;
- ОСТ** – организация системы «Транснефть»;
- КИПиА** – контрольно-измерительные приборы и автоматика;
- ППР** – проект производства работ;
- НК** – неразрушающий контроль;
- ЦБПО** – центральная база производственного обслуживания;
- РНУ** – районное нефтепроводное управление;
- ЦРС** – центральная ремонтная служба;
- НПС** – нефтеперекачивающая станция;
- УМН** – участок магистрального нефтепровода;
- ПНУ** – пусковой насос уплотнения;
- ВТП** – вдольтрассовый проезд.
- ;

					<i>Разработка технических мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода на примере объекта, расположенного в Томской области</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Бычков Н.А.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>				<b>11</b>	<b>105</b>
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>			<b>ТПУ гр. 258А</b>		
					<i>Определения, обозначения и сокращения</i>		

## Оглавление

Введение.....	15
Литературный обзор .....	18
1. Характеристика объекта исследования.....	19
1.1 Климатическая и географическая характеристика района работ .....	19
1.2 Характеристика и состав МН «Игольско-Таловое – Герасимовское» .....	20
2. Оценка технического состояния МН .....	22
2.1 Общие сведения по основным видам дефектов МН .....	22
2.2 Обзор методов определения дефектов МН .....	26
3. Расчет на прочность нефтепровода.....	33
3.1 Определение толщины стенки трубопровода .....	33
3.2 Проверка на прочность подземного трубопровода в продольном направлении.....	35
3.3 Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций	36
3.4 Проверка устойчивости трубопровода в продольном направлении .....	38
4. Разработка технического решения по замене дефектного участка МН .....	42
4.1 Литературный обзор и патентные решения .....	42
4.2 Моделирование дефектного участка МН в среде Ansys.....	46
4.3 Результаты исследования .....	49
5. Основные мероприятия при проведении капитального ремонта методом вырезки дефектного участка МН.....	52
5.1 Земляные работы.....	52
5.2 Разработка и обустройство ремонтного котлована .....	54
5.3 Основные средства механизации при производстве работ .....	58
5.4 Врезка вантузов в нефтепровод.....	59
5.5 Остановка перекачки нефти по трубопроводу и отключение участка.....	62
5.6 Технологии освобождения эксплуатируемых нефтепроводов с приемом нефти в резиноканевые резервуары, передвижные емкости .....	63
5.7 Вырезка катушки.....	65
5.8 Работы по герметизации нефтепровода.....	67

					Оглавление	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

5.9	Подготовка к сварочно-монтажным работам .....	68
5.10	Размагничивание стыкуемых труб перед сваркой.....	69
5.11	Контроль качества сварных соединений .....	70
5.12	Изоляция врезанной катушки .....	72
5.13	Обратная засыпка котлована .....	73
6	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	75
6.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения работ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	75
6.1.1	Технико-экономическое обоснование проведения работ.....	75
6.2	Планирование выполнения работ.....	75
6.2.1	Структура работ .....	75
6.2.2	Разработка графика выполнения работ .....	76
6.3	Бюджет проведения работ.....	76
6.3.1	Расчет материальных затрат .....	77
6.3.2	Расчет затрат на специальное оборудование для выполнения работ... ..	77
6.3.3	Затраты на оплату труда исполнителей работ .....	79
6.3.4	Отчисления во внебюджетные фонды.....	79
6.3.5	Накладные расходы .....	79
6.3.6	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта .	79
6.4	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проведения работ.....	80
7.	Социальная ответственность .....	83
7. 1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	83
7.1.1.	Специальные правовые нормы трудового законодательства .....	83
7.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	84
7.2	Производственная безопасность .....	84
7.2.1	Анализ потенциальных опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению.....	85
7.2.2	Анализ потенциальных вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению.....	90

7.3 Экологическая безопасность.....	94
7.3.1 Оценка воздействия на гидросферу .....	94
7.3.2 Оценка воздействия на атмосферу .....	95
7.3.3 Оценка воздействия на почву .....	95
7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	96
Заключение .....	98
Список использованных источников .....	99
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	104
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	106
ПРИЛОЖЕНИЕ В .....	107

## Введение

Транспортировка нефти по МН вызывает необходимость в обеспечении надежной работы трубопроводных систем.

Отказы на магистральных трубопроводах наносят не только большой экономический ущерб из-за потерь продукта и нарушения непрерывного процесса производства в смежных отраслях, но могут сопровождаться загрязнением окружающей среды, возникновением пожаров и даже человеческими жертвами.

Общая протяженность линейной части магистральных трубопроводов составляет более 260 тыс. км, из которых:

- магистральных газопроводов — 182 тыс. км;
- магистральных нефтепроводов — 54 тыс. км;
- магистральных продуктопроводов — 24 тыс. км, в том числе:
- аммиакопроводов — 1,4 тыс. км;
- трубопроводы широких фракций углеводородов — 4 тыс. км.

В 2020 году на ОПО магистрального трубопроводного транспорта произошло 11 аварий (в 2019 году — 7) (таблица 1) [1]. Экономический ущерб от произошедших аварий в 2020 году составил 489 800 тыс. руб. (в 2019 г. — 282 282 тыс. руб.), из них экологический ущерб в 2020 году составил 207 710 тыс. руб. (в 2019 г. — 107 250 тыс. руб.).

Таблица 1 – Распределение аварий, произошедших в 2019-2020 годах, по видам магистральных трубопроводов

Виды магистральных трубопроводов	2019 г.	2020 г.
Газопроводы	4	8
Нефтепроводы	2	3
Нефтепродуктопроводы	1	0
Аммиакопроводы	0	0
Подземные хранилища газа	0	0
<b>Всего:</b>	<b>7</b>	<b>11</b>

Разработка технических мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода на примере объекта, расположенного в Томской области					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	
Разраб.		Бычков Н.А.			
Руковод.		Гончаров Н.В.			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.			
Введение					
			Лит.	Лист	Листов
				15	105
ТПУ гр. 258А					



Рисунок 1 – Динамика аварийности и случаев смертельного травматизма на ОПО в 2010-2020 годах

Распределение аварий на объектах трубопроводного транспорта различных классов опасности и по видам аварий показано в таблице 2.

Таблица 2 – Распределение аварий на ОПО в 2019-2020 годах по видам аварий

Виды аварий	Количество аварий		
	2019 г.	2020 г.	+/-
Повреждения при проведении работ в охранной зоне	0	1	+1
Неисправность и износ оборудования	5	6	+1
Ошибки персонала	2	1	-1
Чрезвычайная ситуация природного характера	0	0	0
Брак сварочно-монтажных работ	0	3	+3
<b>Всего:</b>	<b>7</b>	<b>11</b>	<b>+4</b>

Исходя из приведенных данных можно сделать вывод о том, что аварийность на трубопроводах за последний десяток лет не имеет твердой тенденции к уменьшению. Из рисунка 1 можем наблюдать, что показатель количества аварий варьируется из года в год, к примеру, по сравнению с 2019 годом, в 2020 году количество аварий в следствии неисправности и износа оборудования увеличилось. Именно поэтому разработка проектных решений и реализация проведения капитального ремонта участка трубопровода является **актуальной проблемой**.

**Цель работы** данной работы заключается в разработке проектного решения, позволяющее улучшить показатели надежности при ремонте МН.



**Объектом исследования** является участок МН “Игольско-Таловое – Герасимовское”

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Анализ литературных источников, нормативно-технической документации.
2. Анализ технического состояния объекта исследования.
3. Обоснование метода ремонта участка МН.
4. Разработка технических решений по проведению капитального ремонта.

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

## Литературный обзор

Магистральные нефтепроводы предназначены для транспортирования нефти от промысла, где подготавливается продукция со скважин, до нефтеперерабатывающих заводов для последующего получения из нефти нужной продукции. По своим характеристикам МН являются уникальными сооружениями, которые регулируются своими нормативными требованиями. Одно из главных требований – это высокая надежность, при рациональных экономических затратах [2].

На надежность трубопроводов при эксплуатации непосредственно влияет качество и своевременность ремонта. Так как большинство дефектов находятся вразброс друг от друга, целесообразно производить выборочный ремонт. При недопустимой остаточной толщине стенки, при дефектах геометрии не находящихся в пределах допустимых значений проводится ремонт методом вырезки дефектного участка, с опорожнением трубопровода от нефти [3].

Основываясь на НТД СП магистральные трубопроводы осуществляется прочностной и расчет устойчивости магистрального трубопровода в зависимости от характеристик самого трубопровода и других факторов [4].

Надежность является основным показателем системы. От надежности систем зависят показатели безотказной работы магистральных трубопроводов. Так как аварии и отказы приводят к человеческим жертвам, экологическому ущербу и экономическим затратам, к надежности уделяется большое внимание и средства. Обеспечение надежности на этапе эксплуатации называется «эксплуатационной надежностью». На этом этапе разрабатываются методы и способы определения технического состояния и поддержания надежности эксплуатируемых МН [5].

					<i>Разработка технических мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода на примере объекта, расположенного в Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Бычков Н.А.			<i>Литературный обзор</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Гончаров Н.В.					18	105
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.				<b>ТПУ зр. 2Б8А</b>		

## 1. Характеристика объекта исследования

### 1.1 Климатическая и географическая характеристика района работ

Игольско-Таловое нефтяное месторождение расположено в Томской области в Каргасокском районе, Герасимовское – Парабельский район Томской области. Месторождения находятся на территориях, которые представляет собой сильно заболоченные равнины, с абсолютными отметками поверхности земли от плюс 95 до плюс 195 м.

Каргасокский и Парабельский районы расположены в пределах ЗападноСибирской низменности, которая расположена на обширной территории, границы которой простираются от Урала до Енисея и от Полярного моря до линии Томск-Новосибирск-Семипалатинск. Климат района – резко континентальный, с теплым, но коротким летом и продолжительной суровой зимой. Значения температуры воздуха могут колебаться от минус 50°С (зимой) до плюс 30°С (летом). Осадков, в среднем, выпадает около 300 – 400 мм в год. Уровень промерзаемости грунта составляет 0,8 – 1,6 м, а болот около 0,4 м. По МН Игольско-Таловое – Герасимовское проводится транспортировка добываемой на месторождении нефти в МН «Александровское-Анжеро-Судженск».

С помощью автотранспорта с основных и перевалочных баз снабжения, расположенных в городах Стрежевой и Парабель, а также вахтовых поселках, существует возможность доставки необходимого груза. В начальном и конечном пунктах транспортировки также имеются вахтовые поселки, вертолетные площадки, ремонтные службы.

Перспективы развития города Кедровый связаны с разработкой разных нефтяных и газовых месторождений, принадлежащих ОАО «Востокгазпром» и ОАО «Роснефть». Через Кедровый проходят нефтепровод Игольско-Таловое – Герасимовское, а также газопровод Герасимовское – Кедровый.

					<i>Разработка технических мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода на примере объекта, расположенного в Томской области</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		Бычков Н.А.			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Гончаров Н.В.				19	105
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.			<b>ТПУ зр. 2Б8А</b>		

Еще в 1968 году в центральной части Нюрольской мегавпадины в результате сейсморазведочных работ было выявлено Игольско-Таловое куполовидное поднятие. В дальнейшем, было открыто одноименное месторождение в 1977 году и введено в эксплуатацию в 1991 году. Открытие данного нефтяного месторождения, а также ряда других непромышленных месторождений сделало западную часть Нюрольской впадины высокоперспективным регионом Томской области. Начались масштабные работы по геологическому и геофизическому изучению местности.

В результате, по итогам многократных исследований было проведено тектоническое районирование территории, были установлены стратиграфия и литолого-петрографический состав материала осадочного чехла. Также были выделены перспективные на нефть комплексы, открыты и хорошо разведаны различные месторождения нефти. К числу проведенных работ можно отнести: геолого-геоморфологическую съемку масштаба 1:1 000 000, аэромагнитную съемку масштабов 1:1 000 000, 1:200 000, гравиметрическую съемку масштабов 1:1 000 000, 1:200 000, а также проведены сейсмические работы.

## **1.2 Характеристика и состав МН «Игольско-Таловое – Герасимовское»**

Данный рассматриваемый участок нефтепровода (104-118 км) в соответствии со СНиП 2.05.06-85[6] относится к I классу в зависимости от рабочего давления и в зависимости от диаметра трубопровода ко II классу:

- 1) диаметр МН – 530·10 мм;
- 2) рабочее давление – 5,6 Мпа;
- 3) класс прочности, марка стали –К60, 10Г2ФБЮ;
- 4) вид трубы – прямошовные;

В состав линейной части МН входят:

– трубопровод от головной нефтеперекачивающей станции с ответвлениями и лупингами, запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия;

					<i>Характеристика объекта исследования</i>	<i>Лист</i>
						<b>20</b>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- узлами пуска и приёма очистных устройств;
- системы электрохимической защиты нефтепровода;
- земляные амбары для аварийного выпуска нефти, нефтепродуктов;
- здания и сооружения линейной службы эксплуатации нефтепровода;
- вертолетные площадки, расположенные вдоль нефтепровода;
- указатели и предупредительные знаки;
- инженерно-технические средства охраны.

					<i>Характеристика объекта исследования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<b>21</b>

## 2. Оценка технического состояния МН

### 2.1 Общие сведения по основным видам дефектов МН

Дефект магистрального трубопровода – это геометрическое несоответствие параметра трубы, сварных швов, где качества материала трубы не годится условиям воздействующих нормативных документов, появляющиеся при производстве трубы, постройке или эксплуатации трубопровода, а также непозволительные конструктивные элементы и контактные детали, установленные на магистральные трубопроводы и обнаруживаемые внутритрубной диагностикой, визуальным или приборным контролем [7].

Общая классификация дефектов нефтепровода делится на следующие группы:

1. Дефекты геометрии трубы включают в себя:

а) вмятина – это такой дефект, при котором не происходит излома оси трубопровода, из-за локального уменьшения проходного сечения трубы в результате механического воздействия (рисунок 2);



Рисунок 2 – Вмятина на трубопроводе

					<i>Разработка технических мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода на примере объекта, расположенного в Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Бычков Н.А.</i>			<i>Оценка технического состояния МН</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					<b>22</b>	<b>105</b>
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				<b>ТПУ гр. 2Б8А</b>		

б) овальность – это дефект, при котором наибольший и наименьший диаметры находятся в перпендикулярных направлениях, а сечение трубы имеет отклонение от цилиндрической формы (рисунок 3);



Рисунок 3 – Овальность трубопровода

в) гофры - чередующиеся поперечные выпуклости и вогнутости стенки трубы, приводящие к излому оси и уменьшению проходного сечения нефтепровода (рисунок 4).

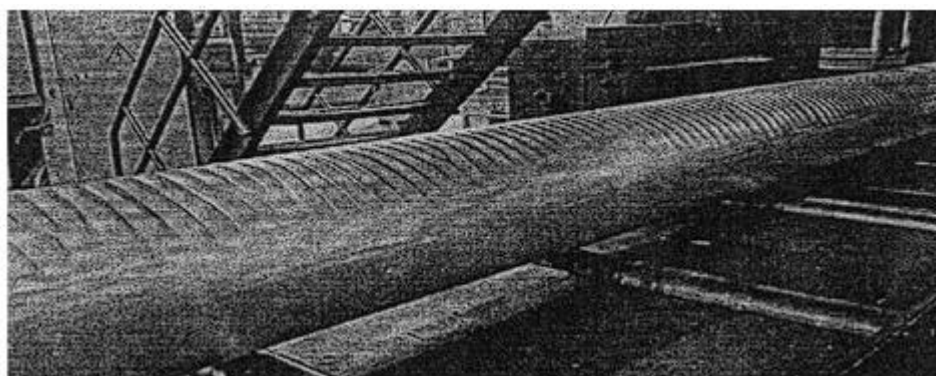


Рисунок 4 – Гофры на трубах

2. Дефекты стенки трубы делятся на:

а) потеря металла – изменение номинальной толщины стенки трубы, характеризующееся локальным утонением в результате механического или коррозионного повреждения или обусловленное технологией изготовления (рисунок 5);



Рисунок 5 – Потеря металла

б) риска (царапина, задир) – потеря металла, происшедшая в результате взаимодействия стенки трубы с твердым телом при взаимном перемещении (рисунок 6);



Рисунок 6 – Риска (царапина) на трубопроводе

в) расслоение - несплошность металла стенки трубы (рисунок 7);

					Оценка технического состояния МН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24





Рисунок 7 – Расслоение на трубопроводе

г) трещина - дефект в виде узкого разрыва металла стенки трубы (рисунок 8);



Рисунок 8 – Трещина на трубопроводе

3. Дефекты сварного шва - дефекты непосредственно в сварном шве или в околошовной зоне: трещины, непровары, несплавления, поры, шлаковые включения, подрезы, превышения проплава и др. (рисунок 9);

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



Рисунок 9 – Дефект сварного шва (трещина)

4. Комбинированные дефекты – это различные комбинации из дефектов, приведенных выше;

5. Недопустимые конструктивные элементы (это элементы или соединительные детали, не соответствующие требованиям действующих нормативно-технических документов: тройники, плоские заглушки и днища, сварные секторные отводы, переходники, вварные и накладные заплаты всех видов и размеров).

## 2.2 Обзор методов определения дефектов МН

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

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

При этом выявляются следующие дефекты стенки трубы:

1) дефекты, образовавшиеся при изготовлении труб, – расслоения, закаты, включения, дефекты продольных и спиральных сварных стыков;

2) дефекты, образовавшиеся при строительстве трубопровода, – риски, задиры, вмятины, гофры, дефекты кольцевых стыков;

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

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

Внутритрубная проверка нефтепровода включает в себя несколько методов:

Магнитный способ дефектоскопии трубопроводов основан на регистрации магнитных полей (топографии тангенциальной составляющей напряженности магнитного поля). В основу работы дефектоскопа заложен принцип показывания дефектов в стальных трубах, состоящий в том, что контролируемое изделие намагничивается до индукции порядка 1,4–1,6 Тл, и регистрирует значение магнитной индукции поля, рассеиваемого у поверхности трубы (рисунок 10).

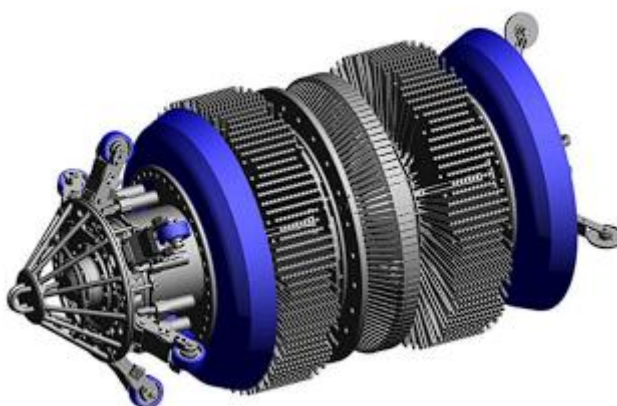


Рисунок 10 – Схема внутритрубного магнитного дефектоскопа

Присутствие в стенке трубы каверн, пустот и прочих аномалий напряжённость магнитного поля у поверхности в данных местах изменяется. Сопоставляя такое изменение магнитного поля ( $\Delta H$ ) с полем в зоне, где нет недостатков ( $H$ ), производится решение о наличии дефекта и его относительной

					Оценка технического состояния МН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

величине. Магнитные поля в дефектоскопах контролируются датчиками на основе «перехода Холла» и (или) феррозондовыми датчиками. Намагничивание стенки трубы ведётся цилиндрической магнитной системой. Измерители недостатков располагаются между полюсами постоянного магнита по окружности корпуса дефектоскопа.

Как правило сейчас применяются две конструкции дефектоскопов, сооруженных на основе магнитного метода, с продольным и поперечным намагничиванием. Так дефектоскопы с продольным намагничиванием лучше выявляют узкие поперечные дефекты, а дефектоскопы с поперечным намагничиванием несут основную нагрузку по выявлению узких, продольно ориентированных дефектов, в числе – «стресскоррозионных». Лучшие итоги обследований трубопроводов могут быть получены при совместной обработке магнитограмм, записанных этими приборами. Это позволяет во множестве случаев более объективно оценить причину изменения магнитного сигнала (рисунок 11).

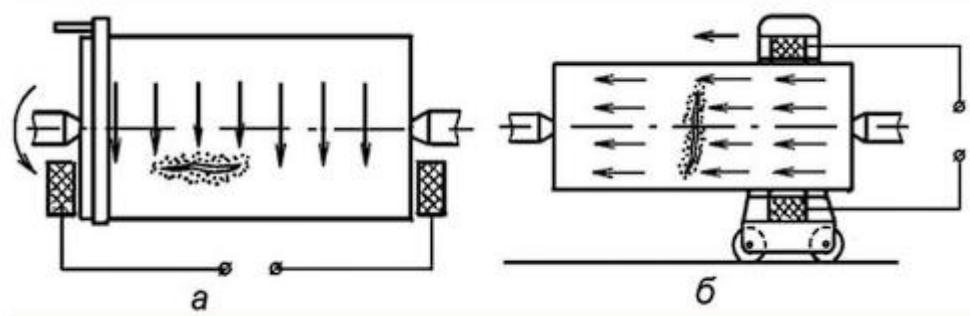


Рисунок 11 – Схемы магнитного дефектоскопа: а – поперечного намагничивания; б - продольного намагничивания

Ультразвуковая дефектоскопия – это комплекс способов контроля, использующих упругие колебания ультразвукового размера частотой от 0,5 до 10 МГц. Она основана на свойстве упругих волн распространяться в однородном твердом теле и на его плоских или кривых поверхностях в виде лучей прямолинейно и отражаться от границ тела или нарушений сплошности, а также

на свойстве упругих волн рассеиваться и поглощаться структурными составляющими контролируемых объектов. Главным методом ультразвуковой дефектоскопии представляется эхо-метод.

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

При проведении ультразвукового контроля ПЭП выступают в качестве излучателя и приемника ультразвукового импульса, обрабатываемого дефектоскопом или толщиномером (рисунок 12).



Рисунок 12 – Схема использования метода ультразвуковой дефектоскопией

Методы теплового вида контроля основаны на взаимодействии теплового поля объекта с термометрическим чувствительным элементом (термопарой, болометром, термоиндикаторами и т.п.), преобразования параметров поля (интенсивности, температурного градиента, контраста, лучистостей и др.) в параметры электрического или другого сигнала и передаче его на регистрирующий прибор (рисунок 13).



Рисунок 13 – Метод теплового контроля при помощи тепловизора Fluke ti400

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

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

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

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

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

По результатам проведения ВТД составлен сертификат ВТД дефектного участка МН «Игольско-Таловое – Герасимовское», который отражен в Приложении Б.

ДДК проводят для подтверждения результатов контроля и последующего уточнения типа и параметров дефекта, обнаруженных ВИС или наружными методами контроля (таблица 3).

Таблица 3 – Дефекты, подлежащие ДДК

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

При проведении ДДК производится выполнение следующих этапов:

- Качественная очистка места расположения дефекта от ржавчины, грязи, окалины и изоляции;
- Использование подходящих методов наружной диагностики трубопроводов для уточнения параметров выявленных дефектов;
- Установка маркеров на подтвержденный дефектный участок с целью определения границ дефектной области трубопровода.

При невозможности проведения ДДК назначается повторный запуск внутритрубных инспекционных снарядов.

По результатам проведения ДДК составлен Акт ДДК дефектного участка МН «Игольско-Таловое – Герасимовское», который отражен в Приложении В.

### Вывод по разделу

На основании сертификата ВТД и акта ДДК нефтепровода, представленных в приложениях Б и В соответственно, сделано и обоснованно заключение о том, что дефектный участок МН «Игольско-Таловое – Герасимовское» подлежит капитальному ремонту методом вырезки дефектного участка и вварке новой «катушки».

					Оценка технического состояния МН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32



### 3. Расчет на прочность нефтепровода

Для подтверждения прочности трубопровода и участка, в котором он проложен произвели расчеты на определение толщины стенки трубопровода, проверку на прочность в продольном направлении, предотвращение недопустимых пластических деформаций и проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении.

Исходные данные для расчеты представлены в задании на выпускную квалификационную работу и нормативных документах.

#### 3.1 Определение толщины стенки трубопровода

Вычислим расчетное сопротивление растяжению металла труб  $R_1$ , Па:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}, \quad (5)$$

где  $m$  - коэффициент условий работы трубопровода [9];

$k_1$  - коэффициент надежности по материалу [9];

$k_H$  - коэффициент надежности по ответственности трубопровода [1];

$R_1^H$  - нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению временного сопротивления  $\sigma_{вр} = R_1^H$ , МПа.

$$R_1 = \frac{590 \cdot 10^6 \cdot 0,99}{1,4 \cdot 1,1} = 379,3 \text{ МПа.}$$

Вычислим расчетную толщину стенки трубопровода  $\delta_p$ , м:

$$\delta_p = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 + n \cdot P)}, \quad (6)$$

					<i>Разработка технических мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода на примере объекта, расположенного в Томской области</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		Бычков Н.А.			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Гончаров Н.В.				33	105
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.			<b>ТПУ гр. 258А</b>		
Расчет на прочность нефтепровода							

где  $n$ , коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе [9];

$P$ , МПа - рабочее давление в трубопроводе;

$D_H$ , мм — наружный диаметр трубы.

$$\delta_p = \frac{1,1 \cdot 5,6 \cdot 0,53}{2(379,3 + 1,1 \cdot 5,6)} = 0,00423 \text{ мм}$$

Вычислим абсолютное значение максимального положительного  $\Delta t_{(+)}$  или отрицательного  $\Delta t_{(-)}$  температурного перепада по формулам:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E}, \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (7)$$

где  $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$  град - коэффициент линейного расширения металла трубы;

$E = 2,06 \cdot 10^5$  МПа - переменный параметр упругости (модуль Юнга);

$\mu = 0,26-0,33$  - переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона), при расчётах можно принять 0,3.

$$\Delta t_{(+)} = \frac{0,3 \cdot 379,3}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 46 \text{ } ^\circ\text{C},$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E}, \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (8)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - 0,3) \cdot 379,3}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 107,41 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Принимаем  $\Delta t_{(-)}$  как наибольшее.

Вычислим продольное осевое сжимающее напряжение  $\sigma_{пр}$ , Па:

$$\sigma_{прN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t_{(-)} + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{\delta_p}, \quad (9)$$

где  $D_{вн} = D_H - 2\delta_p$ , м – внутренний диаметр трубопровода.

$$\sigma_{прN} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 107,41 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 5,6 \cdot 0,52}{0,005} = -73,32 \text{ МПа}.$$

Вычислим коэффициент  $\psi_1$ , учитывающий двухосное напряженное состояние труб:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{прN}|}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{прN}|}{R_1}, \quad (10)$$

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-73,32|}{379,3}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-73,32|}{379,3} = 0,889.$$

Вычислим толщину стенки трубопровода  $\delta_{пр}$ , м, при наличии продольных осевых сжимающих напряжений:

$$\delta_p = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)}, \quad (11)$$

$$\delta_{пр} = \frac{1,1 \cdot 5,6 \cdot 0,53}{2 \cdot (379,3 \cdot 0,889 + 1,1 \cdot 5,6)} = 0,00475 \approx 0,005 \text{ м.}$$

Из [10] минимальное значение толщины стенки для  $D_H = 530$  мм равно 8 мм для стали 10Г2ФБЮ. Следовательно толщина действующего нефтепровода Игольско-Таловое – Герасимовское с 10 мм выбрана с запасом.

### 3.2 Проверка на прочность подземного трубопровода в продольном направлении

Проверку на прочность следует производить из условия:

$$|\sigma_{прN}| \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (12)$$

где  $\sigma_{прN}$  – продольное осевое напряжение, МПа;

$\psi_2$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ( $\sigma_{пр} \geq 0$ ) принимаемый равным единице, при сжимающих осевых продольных напряжениях ( $\sigma_{прN} < 0$ ) определяемый по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{R_1}, \quad (13)$$

где  $\sigma_{кц}$  – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n}, \quad (14)$$

$$\sigma_{кц} = \frac{1,1 \cdot 5,6 \cdot 0,51}{2 \cdot 0,01} = 157,1 \text{ МПа},$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{157,1}{379,3}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{157,1}{379,3} = 0,726,$$

$$\psi_2 \cdot R_1 = 0,726 \cdot 379,3 = 275,4 \text{ МПа},$$

$$|\sigma_{прN}| \leq \psi_2 \cdot R_1.$$

Проверяем условие прочности трубопровода в продольном направлении:

$$|-73,32| \text{ МПа} \leq 275,4 \text{ МПа}.$$

Условие прочности трубопровода в продольном направлении выполняется.

### 3.3 Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов проверку необходимо производить по условиям:

$$|\sigma_{пр}^H| \leq \psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H; \quad (15)$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H, \quad (16)$$

где  $\sigma_{пр}^H$  - максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

$\psi_3$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при сжимающих продольных напряжениях ( $\sigma_{пр}^H < 0$ ).

Вычислим кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления

$\sigma_{кц}^H$ , Па:

					Расчет на прочность нефтепровода	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} = \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{H}}}, \quad (17)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} = \frac{5,6 \cdot 0,51}{2 \cdot 0,01} = 142,8 \text{ МПа.}$$

Вычислим максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий  $\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}$ , Па:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_{\text{H}}}{2 \cdot \rho_{\text{H}}}, \quad (18)$$

где  $\rho_{\text{H}}$ , м - минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода.

$$\sigma_{\text{пр}(+)}^{\text{H}} = 0,3 \cdot 142,8 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 107,41 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,53}{2 \cdot 530} = -119,7 \text{ МПа,}$$

$$\sigma_{\text{пр}(-)}^{\text{H}} = 0,3 \cdot 142,8 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 107,41 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,53}{2 \cdot 530} = -325,7 \text{ МПа.}$$

Принимаем  $\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = -325,7 \text{ МПа.}$

Вычислим  $\psi_3$ :

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}}, \quad (19)$$

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{142,8}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 460} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{142,8}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 460} = 0,808,$$

$$\frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}} = \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 460 = 460 \text{ МПа,}$$

$$\psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}} = \frac{0,808 \cdot 0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 460 = 371,7 \text{ МПа.}$$

Таким образом, одно из условий предотвращения недопустимых пластических деформаций не выполняется:

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}| = 325,7 \text{ МПа} \leq \psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}} = 371,7 \text{ МПа,} - \text{выполняется}$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} = 142,8 \text{ МПа} \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}} = 460 \text{ МПа.}$$

### 3.4 Проверка устойчивости трубопровода в продольном направлении

Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы следует производить из условия:

$$S \leq m \cdot N_{кр}, \quad (20)$$

где  $S$ , Н – эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода;  
 $N_{кр}$ , Н – продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода.

Вычислим площадь поперечного сечения трубы  $F$ , м<sup>2</sup>:

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - D_{ВН}^2); \quad (21)$$

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (0,53^2 - 0,51^2) = 0,016336 \text{ м}^2.$$

Вычислим  $S$ :

$$S = [(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{кц} + \alpha \cdot E \cdot \Delta T] \cdot F, \quad (22)$$

$$\Delta T = t_э - t_{зам} = 1,75 - 10 = -8,25 \quad (23)$$

где  $t_э = 1,75$ , °С – температура эксплуатации трубопровода;

$t_{зам} = 10$ , °С – температура при сварке замыкающего стыка.

$$S = [(0,5 - 0,3) \cdot 157,1 \cdot 10^6 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot (-8,25)] \cdot 0,0208 = 180\,120,7 \text{ Н}.$$

Вычислим осевой момент инерции металла трубы  $J$ , м<sup>4</sup>:

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_H^4 - D_{ВН}^4), \quad (24)$$

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (1,22^4 - 1,158^4) = 0,0005524 \text{ м}^4.$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы  $q_m$ , Н/м:

$$q_m = n_{св} \cdot \gamma_m \cdot F, \quad (25)$$

где  $n_{св} = 0,95$  – коэффициент надежности по нагрузкам при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения;

$\gamma_M = 78500, \text{ Н/м}^3$  – удельный вес грунта.

$$q_M = 0,95 \cdot 78500 \cdot 0,016336 = 1\,218,35 \text{ Н/м.}$$

Нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов  $q_{из}, \text{ Н/м}$ :

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

$$q_{из} = 0,1 \cdot 1218,35 = 121,8 \text{ Н/м.}$$

Нагрузка от веса нефти, находящейся в трубе единичной длины,  $q_{пр}, \text{ Н/м}$ :

$$q_{пр} = \rho \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{вн}^2}{4}, \quad (27)$$

$$q_{пр} = 812 \cdot 9,81 \cdot \frac{\pi \cdot 0,51^2}{4} = 1\,627 \text{ Н/м.}$$

Определим нагрузку от веса  $q_{тр}$  трубопровода:

$$q_{тр} = q_{пр} + q_{из} + q_M \quad (28)$$

$$q_{тр} = 1\,218,35 + 121,8 + 1\,627 = 2\,967,4 \text{ Н/м.}$$

Вычислим среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом  $P_{гр}, \text{ Па}$ :

$$P_{гр} = \frac{2n_{гр}\gamma_{гр}D_H \left[ \left( h_0 + \frac{D_H}{8} \right) + \left( h_0 + \frac{D_H}{2} \right) \cdot tg^2 \left( 45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \right] + q_{тр}}{\pi \cdot D_H}, \text{ Па}, \quad (29)$$

где  $n_{гр} = 0,8$ , – коэффициент надежности по нагрузке;

$h_0 = 1, \text{ м}$  – глубина залегания трубопровода до верхней образующей;

$\varphi_{гр} = 32, \text{ град.}$  – угол внутреннего трения грунта.

$$P_{гр} = \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 20500 \cdot 0,53 \cdot \left[ \left( 1 + \frac{0,53}{8} \right) + \left( 1 + \frac{0,53}{2} \right) \cdot tg^2 \left( 45^\circ - \frac{32^\circ}{2} \right) \right] + 2\,967,4}{\pi \cdot 0,53} = 16\,972,5 \text{ Па/м.}$$

Оценим сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины  $P_0, \text{ Н/м}$ :

$$P_0 = \pi D_H (C_{гр} + P_{гр} tg \varphi_{гр}), \quad (30)$$

где  $C_{гр} = 4\,500$  – удельное сцепление грунта.

$$P_0 = \pi \cdot 0,53 \cdot (4\,500 + 16\,972,5 \cdot 0,62487) = 16\,175,8 \text{ Н/м,}$$

					Расчет на прочность нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

Вычислим сопротивление вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины  $q_{\text{верт}}$ , Н/м, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины:

$$q_{\text{верт}} = n_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}} \cdot D_{\text{н}} \cdot \left( h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{2} - \frac{\pi \cdot D_{\text{н}}}{8} \right) + q_{\text{тр}}, \quad (31)$$

$$q_{\text{верт}} = 0,8 \cdot 20500 \cdot 0,53 \cdot \left( 1 + \frac{0,53}{2} - \frac{\pi \cdot 0,53}{8} \right) + 2\,967,4 = 12\,153,7 \text{ Н/м.}$$

Вычислим  $N_{\text{кр1}}$  в случае пластической связи трубы с грунтом:

$$N_{\text{кр1}} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 \cdot q_{\text{верт}}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3}, \quad (32)$$

$$N_{\text{кр1}} = 4,09 \cdot$$

$$\sqrt[11]{16\,175,8^2 \cdot 12\,153,7^4 \cdot 0,016336^2 \cdot (2,06 \cdot 10^{11})^5 \cdot (0,0005524)^3} =$$

$$6\,189\,110 \text{ Н,}$$

$$m \cdot N_{\text{кр}} = 0,99 \cdot 6\,189\,110 = 6\,127\,220 \text{ Н}$$

Проверяем:  $S \leq m \cdot N_{\text{кр}}$ :

$$180\,120,7 \leq 6\,127\,220 \text{ МН} - \text{условие выполняется.}$$

Вычислим  $N_{\text{кр2}}$  в случае упругой связи с грунтом:

$$N_{\text{кр}}^2 = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_{\text{н}} \cdot E \cdot J}, \quad (33)$$

$$N_{\text{кр}}^2 = 2 \cdot \sqrt{7 \cdot 10^6 \cdot 0,53 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,0005524} = 41,1 \text{ МН,}$$

$$m \cdot N_{\text{кр}}^2 = 0,99 \cdot 41,1 = 40,7 \text{ МН.}$$

Проверяем:  $S \leq m \cdot N_{\text{кр}}^2$ :

$$180\,120,7 \text{ Н} \leq 40\,683\,000 \text{ МН,} - \text{условие выполняется.}$$

Проверим общую устойчивость криволинейных участков трубопровода, выполненных с упругим изгибом. Вычислим параметры  $\theta$  и  $z$ :

$$\theta_{\beta} = \frac{1}{\rho_{\text{и}} \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{\text{верт}}}{E \cdot J}}} = \frac{1}{530 \cdot \sqrt[3]{\frac{12\,153,7}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,0005524}}} = 0,03977, \quad (34)$$

$$Z_{\beta} = \frac{\sqrt{\frac{P_0 \cdot F}{q_{\text{верт}} \cdot J}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{\text{верт}}}{E \cdot J}}} = \frac{\sqrt{\frac{16\,175,8 \cdot 0,016336}{12\,153,7 \cdot 0,0005524}}}{\sqrt[3]{\frac{12\,153,7}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,0005524}}} = 132,23, \quad (35)$$

					Расчет на прочность нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40



По номограмме определяем коэффициент  $\beta_N = 19$  [10].

Для криволинейных (выпуклых) участков трубопровода, выполненных упругим изгибом, в случае пластической связи трубы с грунтом критическое усилие  $N_{кр3}$  и в случае упругой связи трубы с грунтом критическое усилие  $N_{кр4}$  рассчитываются по формулам:

$$S \leq m \cdot N_{кр}^3,$$

$$N_{кр}^3 = \beta_N \cdot \sqrt[3]{q_{верт}^2 \cdot E \cdot J}, \quad (36)$$

$$N_{кр}^3 = 19 \cdot \sqrt[3]{12\,153,7^2 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,0005524} = 4\,867\,050 \text{ Н},$$

Проверяем условие:

$$180\,120,7 \leq 0,99 \cdot 4\,867\,050 \text{ Н},$$

$$180\,120,7 \text{ Н} \leq 4\,818\,380 \text{ Н}. \text{ – условие выполняется.}$$

$$S \leq m \cdot N_{кр}^4$$

$$N_{кр}^4 = 0,375 \cdot q_{верт} \cdot \rho_{и}, \quad (37)$$

$$N_{кр}^4 = 0,375 \cdot 12\,153,7 \cdot 530 = 2\,415\,548 \text{ Н}.$$

Проверяем условие:

$$180\,120,7 \text{ Н} \leq 0,99 \cdot 2\,415\,548 \text{ Н};$$

$$180\,120,7 \text{ Н} \leq 2\,391\,392 \text{ Н}. \text{ – условие выполняется.}$$

### Вывод по разделу

1. По результатам расчетов заключим, толщина стенки подземного трубопровода диаметром 530 мм составляет 10 мм.
2. Для подземного трубопровода выполняются условия прочности и устойчивости.

					Расчет на прочность нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

## 4. Разработка технического решения по замене дефектного участка

### МН

По результатам ВТД нефтепровода возникают случаи, когда дефектный участок расположен на изгибе трубопровода, возникающий в следствии укладки на неровный рельеф местности, усадке и пучению грунтов. В данном случае во время проведения капитального ремонта нефтепровода предусмотреть дополнительное расширение рабочего котлована для освобождения концов трубопровода. Данное мероприятие применяется для выведения трубопровода в месте дефекта в единую продольную ось по средствам трубоукладчиков. Но также существуют и различного исполнения центрирующие устройства, которые фиксируют трубопровод и имеют возможность вывести трубопровод в горизонтальную прямую.

В данной работе рассмотрим несколько существующих патентов, литературных источников и на основе обзора смоделируем техническое решение.

### 4.1 Литературный обзор и патентные решения

Использование на практике центрирующих устройств показывает их значимость в процессе капитального ремонта трубопровода. Исходя из этого требуется провести литературный и патентный обзор на данные устройства.

Так в одной из статей А.Н. Вантеев и Е.М. Кирин [11] анализируют применяемые методы ремонта промышленных и магистральных трубопроводов и установили, что большинство методов центровки являются нетехнологичными и трудоемкими в связи с недостаточно проработанными способами разметки “ремонтных катушек” (рисунок 14), основанных, как правило, на приближенных методах разметки.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					<i>Разработка технических мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода на примере объекта, расположенного в Томской области</i>		
Разраб.		Бычков Н.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.				42	105
Руч-ль ООП		Брусник О.В.			<b>ТПУ зр. 2Б8А</b>		
					<i>Разработка технического решения по замене дефектного участка МН</i>		

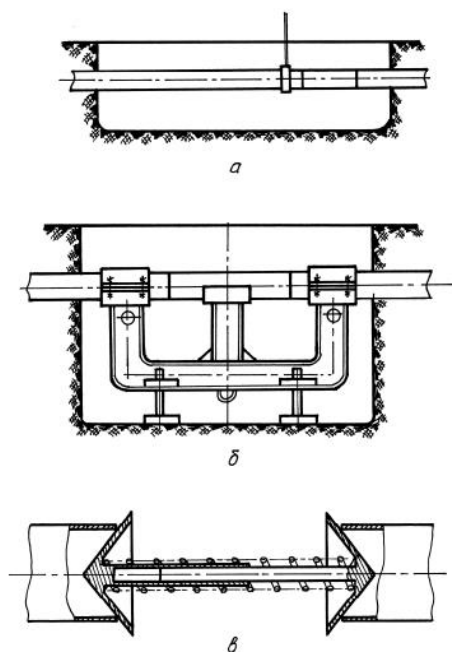


Рисунок 14 – Устройства для обеспечения соосности труб

В статьях Аскарва Р.М. и других “Ремонт магистральных трубопроводов с ненормативными радиусами изгиба оси трубы” рассмотрены конструкции надземных переходов магистральных трубопроводов с отводами холодного гнутья в заземлениях. Установлено, что потенциально опасным фактором является радиус изгиба в пластической зоне отводов холодного гнутья. Данный фактор в дальнейшем может привести к образованию трещиноподобных дефектов. [12]

В статье «Определение параметров ремонта трубопровода с начальной кривизной» Варшицкого В.М. и др. Рассмотрены случаи изгиба трубопровода в вертикальной плоскости выпуклостью вниз (вогнутая кривая) и выпуклостью вверх (выпуклая кривая), а также деформирование при разрезке. В данной работе разработана методика по которой могут быть определены нагрузки на крюки трубоукладчиков, расстояния между трубоукладчиками, высоты подъема (до заглубления) трубопровода, протяженности ремонтируемого участка (участка вскрытия траншеи) необходимые для уменьшения угла искривления при ремонтных работах.[13]

Существует патент на изобретение РФ 2708758 в котором фиксирующим устройством фиксируют дефектный участок, имеющим возможность регулировки в горизонтальном и вертикальном направлении. После вырезки дефектного участка осуществляют центровку при помощи центровочных устройств, при этом каждое фиксирующее устройство состоит из четырех или более винтовых анкеров, предназначенных для надежной фиксации конструкции в грунте, двух или более шарнирных опор на силовых цилиндрах, имеющих возможность регулирования по высоте, и механизмов горизонтальной и вертикальной регулировки концов трубопровода (рисунок 15). [14]

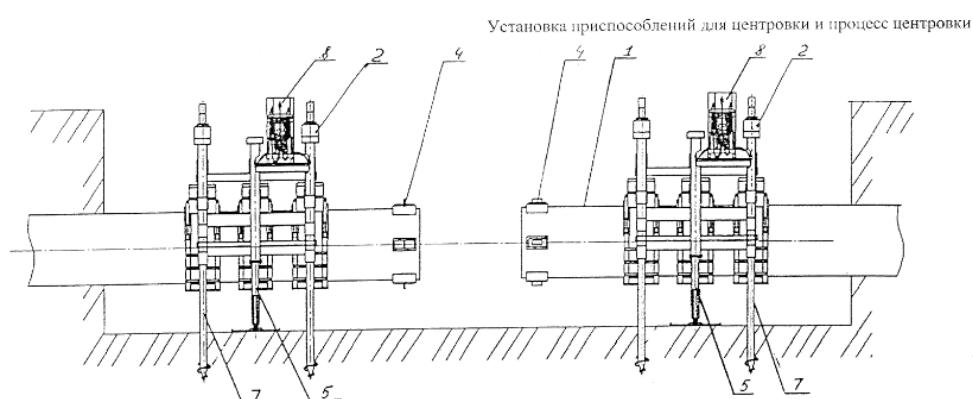


Рисунок 15 – Центрирующее устройство

После проведения вырезки дефектного участка центрирование концов трубопровода осуществляется с помощью больших силовых цилиндров по вертикальной и горизонтальной осям, которые отображены в патенте на изобретение РФ 2763096.

В данной устройстве с помощью манипуляторов, установленных на автомобильном шасси, производится монтаж на трубопровод двух и, возможно, более предлагаемых устройств путем опускания нижней части дуги захвата на верхнюю образующую трубопровода. После чего при помощи малых силовых цилиндров сжимаются створки захвата до срабатывания замка захвата. Далее на шестигранники поочередно устанавливается гидравлический ротатор, который забуривает буровые анкеры в грунт над траншеей по ее краям.

					Разработка технического решения по замене дефектного участка МН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Для более точного центрирования используется лазерный приемник – излучатель подающий сигнал при достижении соосности концов трубопровода (рисунок 16).

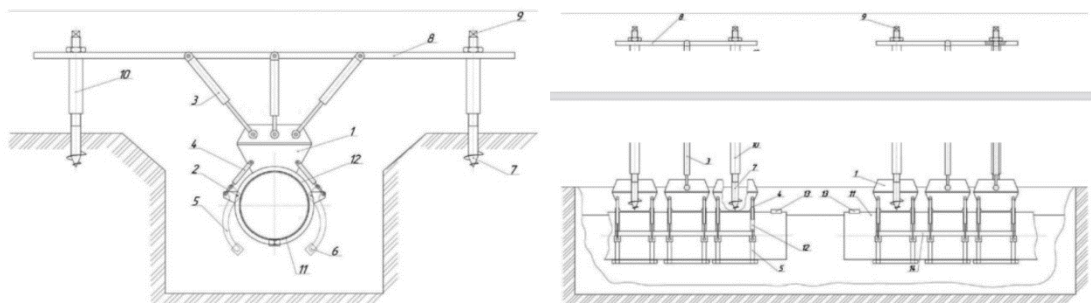


Рисунок 16 – Устройство фиксирования и центрирования концов трубопровода

Подана заявка на патент, сформированная преподавателями отделения нефтегазового дела национального исследовательского Томского политехнического университета.

Цель изобретения – повышение эффективности работ при вырезке дефектной и монтаже новой «катушки» путем обеспечения соосности и за счет надежной фиксации труб в местах вырезки и стыковки.

Изобретение относится к строительству и используется при ремонте трубопроводов с заменой дефектного участка. Устройство из двух пар верхних и нижних полуколец, на которых размещены регулируемые упоры, предназначенные для установки на трубопровод. Верхние и нижние полукольца каждой пары с одной стороны соединены шарнирами, а с другой зажимными устройствами, которые позволяют фиксировать устройство на трубопроводе при вырезке и монтаже «катушки». Верхние полукольца соединены горизонтальными штангами, установленными в кронштейнах, которые жестко закреплены на верхних полукольцах (рисунок 17).

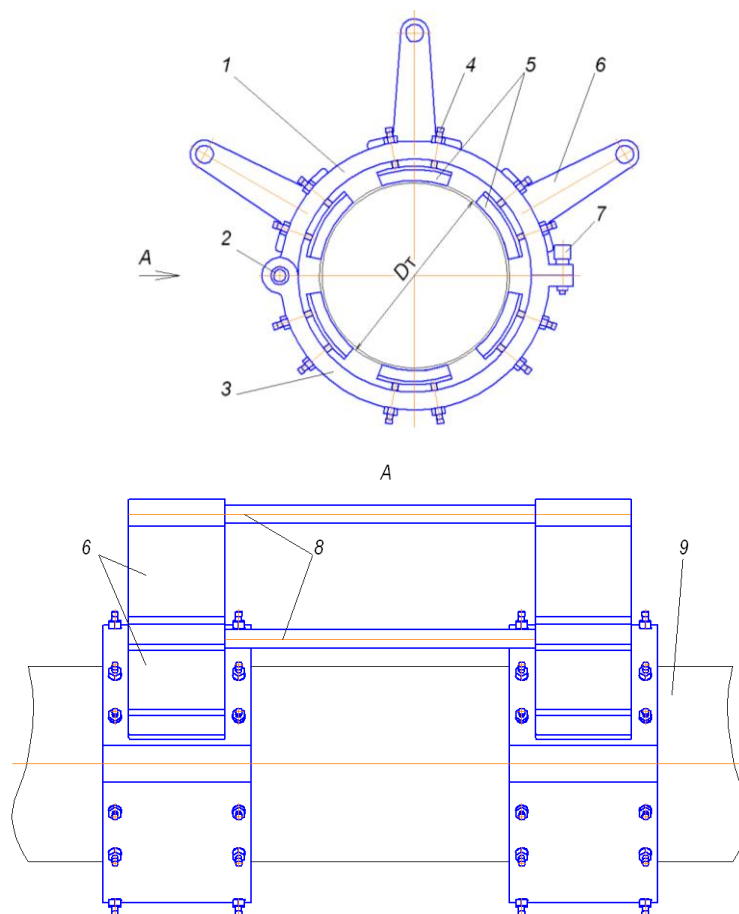


Рисунок 17 – Общий вид предлагаемого центрирующего устройства

Обзор показал, что есть такие конструкции, в частности конструкции с креплением на дне траншеи, на бровке траншеи. Предлагаются конструкции, которые позволяют сводить стыки чтобы сцентрировать. Вопросы стыковки трубопроводов с ненормативными радиусами подробно рассмотрены выше. Однако в представленных работах не рассматриваются случаи ремонта трубопроводов с радиусами изгиба не превышающими нормативные значения.

#### 4.2 Моделирование дефектного участка МН в среде Ansys

В качестве модели выступает упруго-изогнутый нефтепровод с допустимым радиусом изгиба равным  $1000D_n$ . Целью исследования является определение усилий необходимых для выведения в единую продольную линию упруго-изогнутого трубопровода с минимальным нормативным радиусом

начальной кривизны и оценка характера его напряженно-деформированного состояния.

Рассмотрен случай ремонта участка МН «Игольско-Таловое – Герасимовское» с диаметром  $D_H = 530$  мм, с толщиной стенки 10 мм, уложенного в грунт второй категории с минимальным нормативным диаметром упругого изгиба  $R=1000D_y=530$ м [15] при ремонте методом замены дефектной «катушки» длиной 10 м. Материал трубопровода – сталь класса прочности К60. Расчет производился для двух случаев упругого изгиба опорожненного трубопровода в вертикальной плоскости: изгиб выпуклостью вверх и изгиб выпуклостью вниз. Положение изгиба принято посередине рассматриваемого участка. При расчете учитывались нагрузки от веса трубопровода с изоляцией и напряжения, вызванные первоначальным упругим изгибом. Расчетная схема участка трубопровода приведена на рисунке 18. Положение I соответствует начальному изгибу трубопровода с минимальным нормативным радиусом изгиба. Положение II достигается при выведении участка трубопровода, подлежащего ремонту в единую продольную линию в местах будущих резов. Силы  $F$  соответствуют усилиям от действия специальных регулировочных устройств.

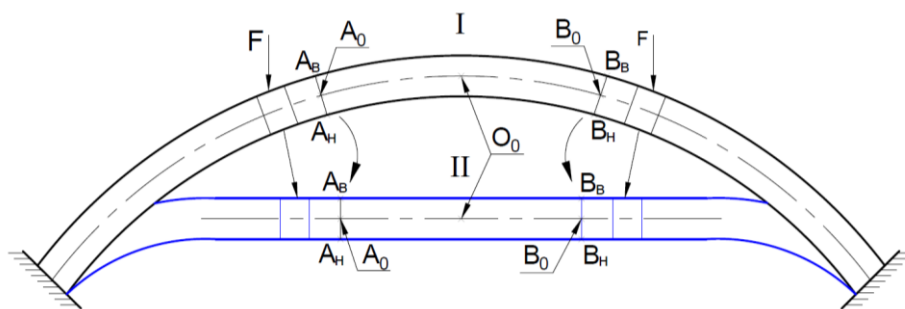


Рисунок 18 – Схема участка трубопровода с выпуклостью вверх

Для вывода трубопровода в единую продольную линию определялись значения усилий  $F$ , при которых точки  $A_0$ ,  $O_0$ ,  $B_0$  будут располагаться на горизонтальной прямой. Взаимное расположение торцевых поверхностей

будущих резов оценивалось положением отрезков  $A_B A_H$  и  $B_B B_H$  относительно вертикальных осей.

Для решения задачи методом конечных элементов в среде Ansys с помощью инструментов виртуальной топологии смоделирован участок рассматриваемого трубопровода общей протяженностью 32 м (рисунок 19). Перед закреплением на участок трубопровода были приложены изгибающие моменты по краям участка, которые обеспечили упругий изгиб с минимальным нормативным радиусом. После этого, были определены координаты положения характерных точек в местах закрепляемых концевых участков. Задав полученные координаты на торцах в качестве начальных условий при рассмотрении модели удалось добиться изогнутого положения трубопровода без приложения изгибающих моментов. В основу моделирования условий закрепления концевых участков в грунте положена модель Винклера при которой сопротивление грунта пропорционально поперечным перемещениям трубы. Для условий закрепления участков трубопровода, составляющих 3 м, применен коэффициент постели грунта равный  $7 \text{ МН/м}^3$ . На верхнюю образующую трубопровода в месте закрепления приложена распределённая нагрузка, соответствующая весу грунта.

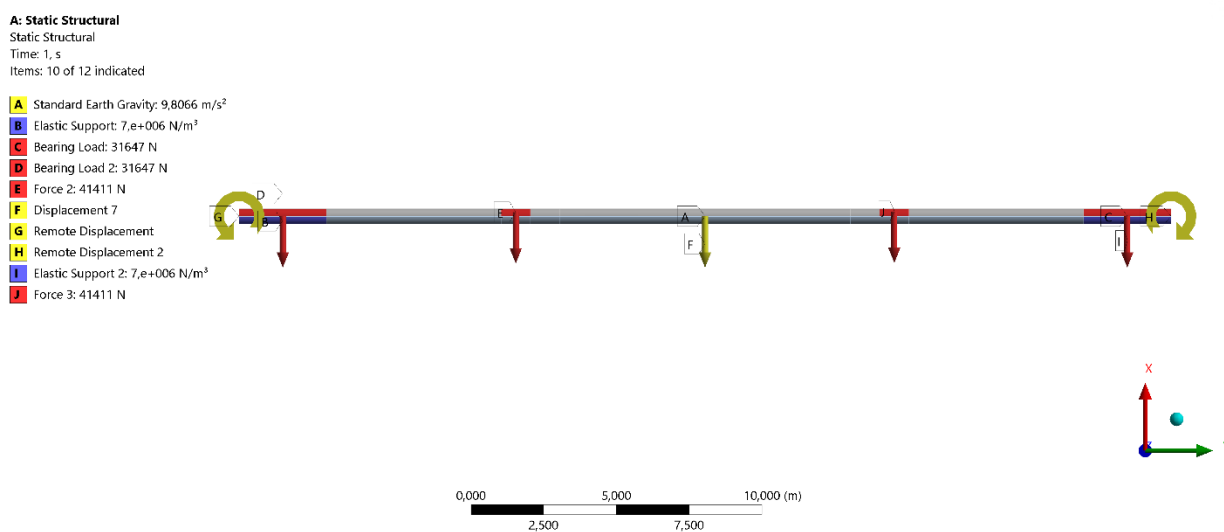


Рисунок 19 – Модель участка трубопровода

					Разработка технического решения по замене дефектного участка МН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48



В процессе исследования на рассматриваемой модели были определены зависимости смещений контролируемых точек  $A_0$ ,  $O_0$ ,  $B_0$  относительно друг друга, которые позволили определить усилия  $F$ , необходимые для установки осей в единую продольную линию.

### 4.3 Результаты исследования

Определено, что для установки трубопровода, изогнутого выпуклостью вниз, значение  $F$  составило 79,8 кН, а выпуклостью вверх – 41,4 кН. Установлено, что зависимости взаимного смещения точек  $A_0$  и  $O_0$  от значения усилия  $F$  имеют линейный характер (рисунки 20,21). При этом отмечено, что при нулевом смещении точек  $A_0$  и  $O_0$  отрезки  $A_B A_H$  и  $B_B B_H$  расположились на вертикальных прямых.

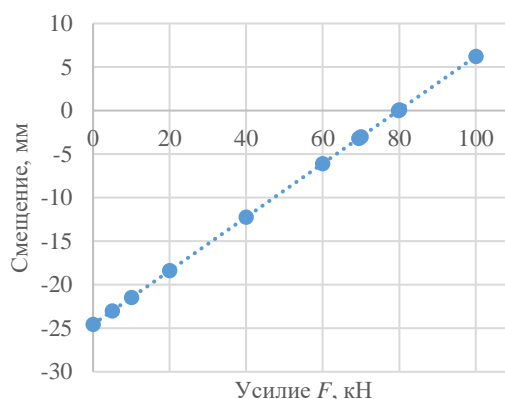


Рисунок 20 – Зависимость смещения при начальной выпуклости участка вверх

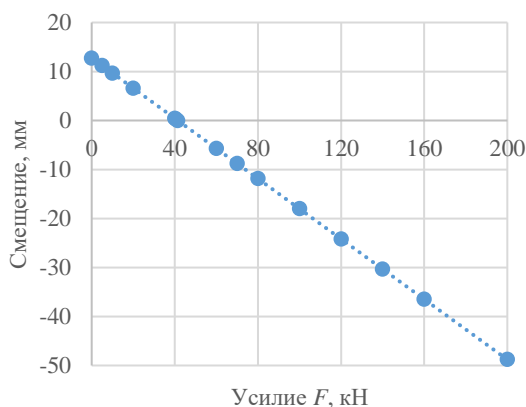


Рисунок 21 – Зависимость смещения при начальной выпуклости участка вниз

					Разработка технического решения по замене дефектного участка МН	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Распределение напряжений до и после приложения расчетных нагрузок  $F$  представлены на рисунках 22, 23. Анализ напряжённо-деформированного состояния показал, что максимальные эквивалентные напряжения на участке трубопровода после приложения расчетных усилий  $F$  составили соответственно 221,56 и 207,28 МПа.

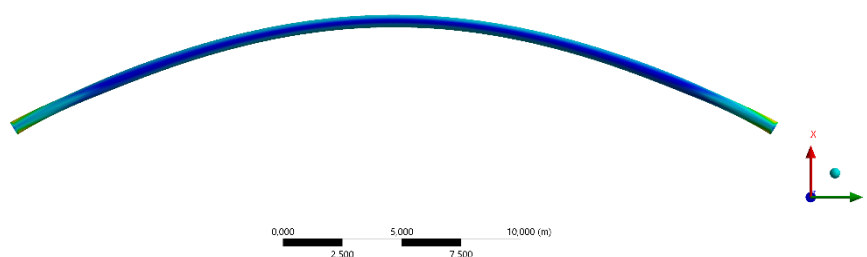


Рисунок 22 – Распределение напряжений на участке трубопровода без приложения усилий  $F$

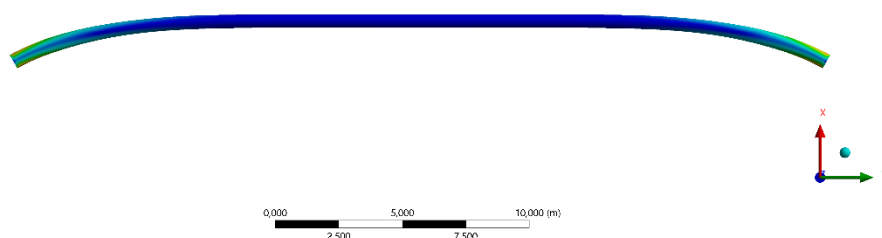


Рисунок 23 – Распределение напряжений на участке трубопровода после приложения усилий  $F$

Предложена расчетная схема по определению усилий для установки осей участка упруго-изогнутого трубопровода в единую продольную линию. Для решения задачи разработана конечно-элементная модель, учитывающая условия закрепления трубопровода в грунте. Получены зависимости смещения контрольных точек от значения корректирующих положение усилий. Оценено напряженно-деформированное состояние до и после выведения трубопровода в единую продольную линию.

					Разработка технического решения по замене дефектного участка МН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

Данная модель применима для патентов, в которых сваи для устойчивости центрирующего устройства вкручиваются как в грунт непосредственно в котловане, так и на бровке траншеи.

В данном случае использование центрирующих устройств сопоставимо с трубоукладчиками, но первое не требует нахождения как минимум трёх трубоукладчиков одновременно. Особенностью является достижения жесткости конструкции при использовании центрирующего устройства в отличие трубоукладчиков, в которых подвес трубопровода осуществляется на “мягкой” подвески.

					<i>Разработка технического решения по замене дефектного участка МН</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<b>51</b>

## 5. Основные мероприятия при проведении капитального ремонта методом вырезки дефектного участка МН

Порядок технологических операций устанавливается руководящим документом по технологии проведения работ по врезке катушек [16]. При ремонте подземного трубопровода, требуется большое количество оборудования для его правильного проведения. Из-за удаленности магистральных трубопроводов от коммуникаций, подъездных дорог и от населенных пунктов необходимо на месте работ организовать достаточное оборудование для полного обеспечения ремонтных работ.

### 5.1 Земляные работы

Земляные работы при ремонте МН и технологических нефтепроводов НПС должны проводиться в соответствии с требованиями [13], [7], [8], [9], [10], [11], [12].

Земляные работы включают в себя:

1. Оформление отвода земли и разрешительных документов на производство работ в охранной зоне МН и других инженерных коммуникаций, находящихся в одном техническом коридоре или пересекающихся с МН, подписанного представителями эксплуатирующих организаций, собственником, землепользователем, землевладельцем или арендатором земельного участка;
2. Обозначение опознавательными знаками трассы нефтепроводов и других подземных коммуникаций в данном техническом коридоре;
3. Подготовка площадки для производства ремонтных работ, вспомогательных площадок;
4. Устройство проездов для движения техники не ближе 10 м к оси нефтепровода;

					<i>Разработка технических мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода на примере объекта, расположенного в Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Бычков Н.А.</i>			<i>Основные мероприятия при проведении капитального ремонта методом вырезки дефектного участка МН</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					<b>52</b>	<b>105</b>
<i>Руч-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				<b>ТПУ зр. 2Б8А</b>		

5. Обустройство проездов с твердым покрытием через нефтепровод (из железобетонных дорожных плит или металлических настилов), обозначение их знаками;
6. Разработка и обустройство ремонтных котлованов, в т.ч. для врезки вантузов, технологических отверстий;
7. Планировка земли на трассе прохождения временных нефтепроводов для откачки-закачки нефти;
8. Устройство амбара/амбаров или подготовка существующего амбара/амбаров для размещения откачиваемой нефти из нефтепровода на ремонтируемом участке;
9. Подготовка горизонтальных площадок для мобильных герметичных резервуаров (при использовании);
10. Обратная засыпка (после выполнения работ) ремонтного котлована, амбара/амбаров (при необходимости);

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

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

					<i>Основные мероприятия при проведении капитального ремонта методом вырезки дефектного участка МН</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<b>53</b>

опознавательные знаки устанавливаются в опасных местах (заболоченных, со слабой несущей способностью грунта и т. п.).

Опознавательные знаки должны быть установлены на высоте от 1,5 до 2 м от поверхности земли (снега в зимнее время). Они представляет собой металлическую стойку (строительная арматура А8-А14, круг горячекатаный диаметром от 8 до 14 мм) со щитом-указателем (лист металлический размером 200x200x2 мм) (рисунок 24).



Рисунок 24 – Пример внешнего вида опознавательного знака

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

## 5.2 Разработка и обустройство ремонтного котлована

Производство земляных работ по вскрытию нефтепровода должно выполняться по нарядам-допускам и требованиям, указанным в ППР. Разработка котлована должна осуществляться экскаватором. Для предотвращения повреждения нефтепровода ковшом экскаватора минимальное расстояние между образующей нефтепровода и ковшом экскаватора должно быть не менее

					<i>Основные мероприятия при проведении капитального ремонта методом вырезки дефектного участка МН</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<b>54</b>

0,2 м. Разработку оставшегося грунта следует проводить вручную, не допуская ударов по трубе.

Таблица 4 – Глубина котлована в различных грунтах

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

Размеры ремонтного котлована должны обеспечивать проведение работ по замене дефектного участка.

Длина котлована определяется из расчета:

$$L = l + (2 - 3) \text{ м}, \quad (38)$$

где  $l$  - длина заменяемого участка нефтепровода, но не менее диаметра нефтепровода, при этом расстояние от конца заменяемого участка до прилегающей торцевой стенки котлована должно быть не менее 1 - 1,5 м.

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

При разработке ремонтного котлована нефтепровод вскрывается сверху на глубину не менее 1,5 м от нижней образующей трубы до дна котлована. Длина котлована определяется длиной вырезаемой «катушки», длиной участка снятия и нанесения изоляции и должна быть не менее 2,5 м по дну котлована, при этом длина участка, вскрытого подкопом, не должна превышать значений, приведенных в таблице.

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

В случае ремонта с использованием центрирующих устройства длина раскапываемого трубопровода составляет 26 м.

Таблица 5 - Допустимая крутизна откосов траншей и котлована в грунтах

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

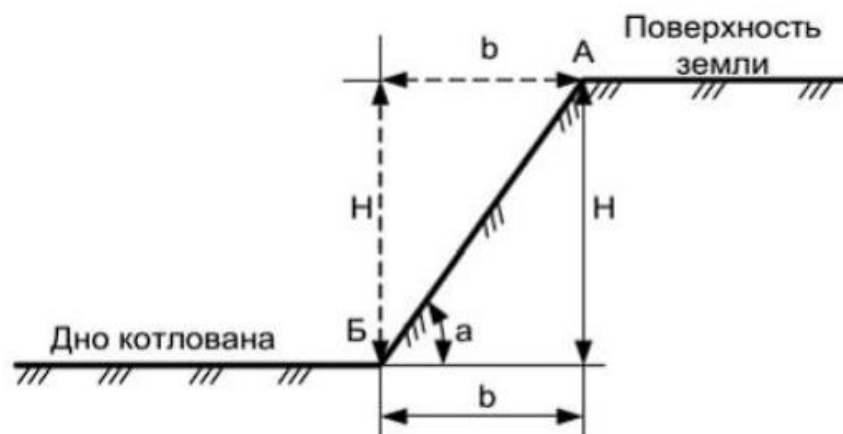


Рисунок 25 – Схема крутизны откоса котлована.

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

Отвал грунта, извлеченного из котлована, для предотвращения падения кусков грунта в котлован, должен находиться на расстоянии не менее 1 м от края котлована. Валун, камни и прочие негабаритные включения (более 2/3 ширины ковша экскаватора прямого копания) должны быть или разрушены, или удалены за пределы рабочей площадки. Контроль за состоянием откосов и грунта на бровке котлована должен вестись постоянно. Данное требование должно быть внесено в ППР и указано нарядах-допусках. Котлован должен иметь освещение



для работы в ночное время, светильники должны быть во взрывозащищенном исполнении.

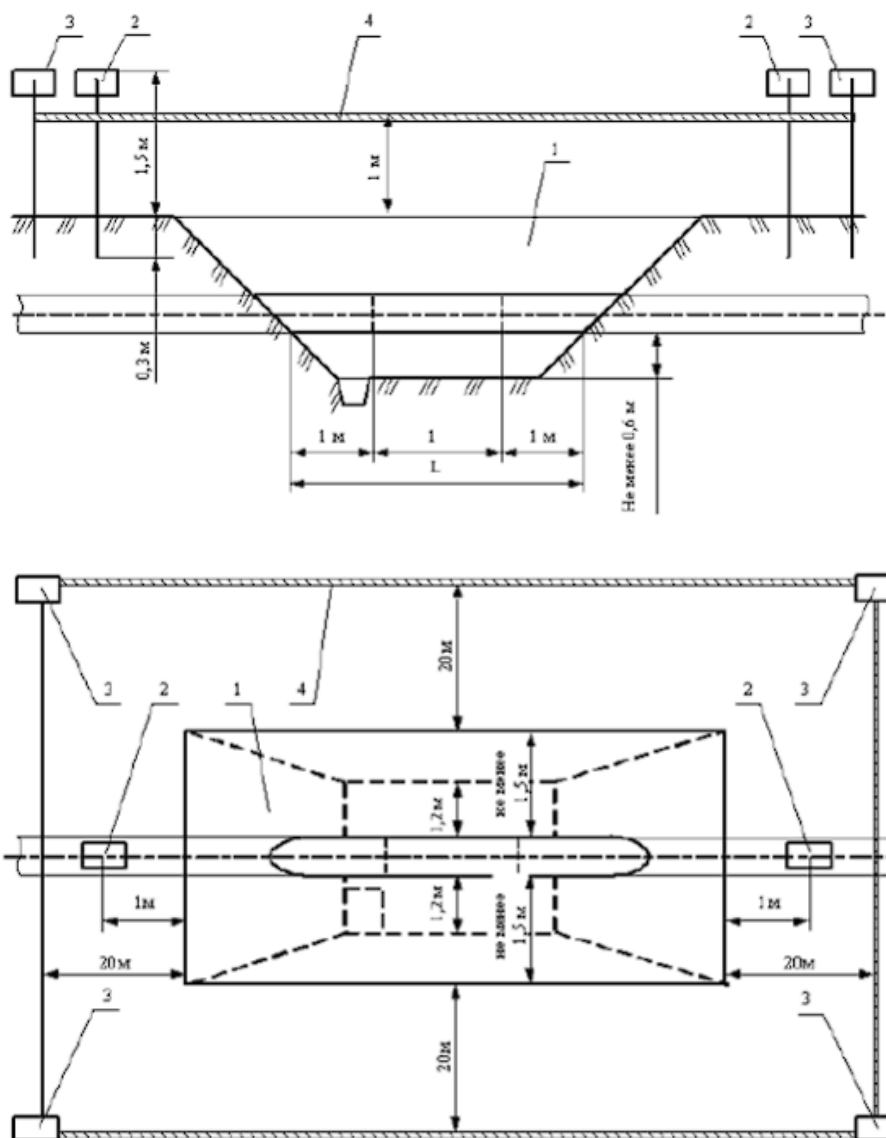


Рисунок 26 – Схема ремонтного котлована.

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

### 5.3 Основные средства механизации при производстве работ

Для механизации грузоподъемных работ связанных с демонтажем и монтажом катушки в котлован применяется кран-трубоукладчик типа Komatsu D-155C (рисунок 27).



Рисунок 27 – Схема крана-трубоукладчика

Для выполнения работ по снятию плодородного слоя грунта, а также для засыпки и планировки грунта принимаем один из наиболее распространенных бульдозеров Российского производства 10-го тягового класса - бульдозер Б-10МБ в болотоходном исполнении гусениц оснащенный бульдозерно-рыхлительным оборудованием. С учетом необходимой глубины копания до 2,5 м при разработке котлована и приемков принимаем экскаватор на гусеничном с оборудованием обратная лопата российского производства ЕК-270 объемом ковша 1,2 м<sup>3</sup> и глубиной копания до 6,3 м.

Для проведения мероприятия по опрессовке трубы для изготовления «катушки» применяем наполнительно-опрессовочный агрегат АНО – 161 с номинальной производительностью наполнительного насоса до 100 м<sup>3</sup>/час и номинальным давлением опрессовочного насоса 12,5 МПа. Для проведения работ по понижению УГВ в случае необходимости принимаем мотопомпу Robin-Subaru Ptg 307 St для откачки загрязненной воды с размером частиц до 13 мм. Производительность агрегата – до 60 м<sup>3</sup> /час, высота подъема до 23 м.

					<i>Основные мероприятия при проведении капитального ремонта методом вырезки дефектного участка МН</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<b>58</b>

Для выполнения работ по очистке трубы от изоляции в нашем случае рационально применить малогабаритную однороторную очистную машину ОМР-530. Общий вид представлен на рисунке 28.



Рисунок 28 – Малогабаритная однороторная очистная машина ОМР-530

#### 5.4 Врезка вантузов в нефтепровод

Вантуз - это задвижка с патрубком, устанавливаемая под прямым углом к оси трубопровода.

Вантузы предназначены для подсоединения насосных агрегатов при опорожнении ремонтируемого участка и закачки нефти в нефтепровод после ремонта, а также впуска воздуха при освобождении и выпуска газовой смеси при заполнении нефтепровода.

Вантузы для откачки врезаются на ремонтируемом участке трубопровода для его освобождения от нефти.

Вантузы для откачки нефти из ремонтируемого участка трубопровода устанавливаются на вырезаемой (удаляемой) «катушке» или в самых низких по геодезическим отметкам местах трассы в соответствии с принятой технологией опорожнения нефтепровода. Вантузы монтируются на боковой, верхней и нижней образующей трубы (рисунок 29). Вантузы, смонтированные на нижней

и боковой образующей трубопровода, должны быть вырезаны после завершения работ.

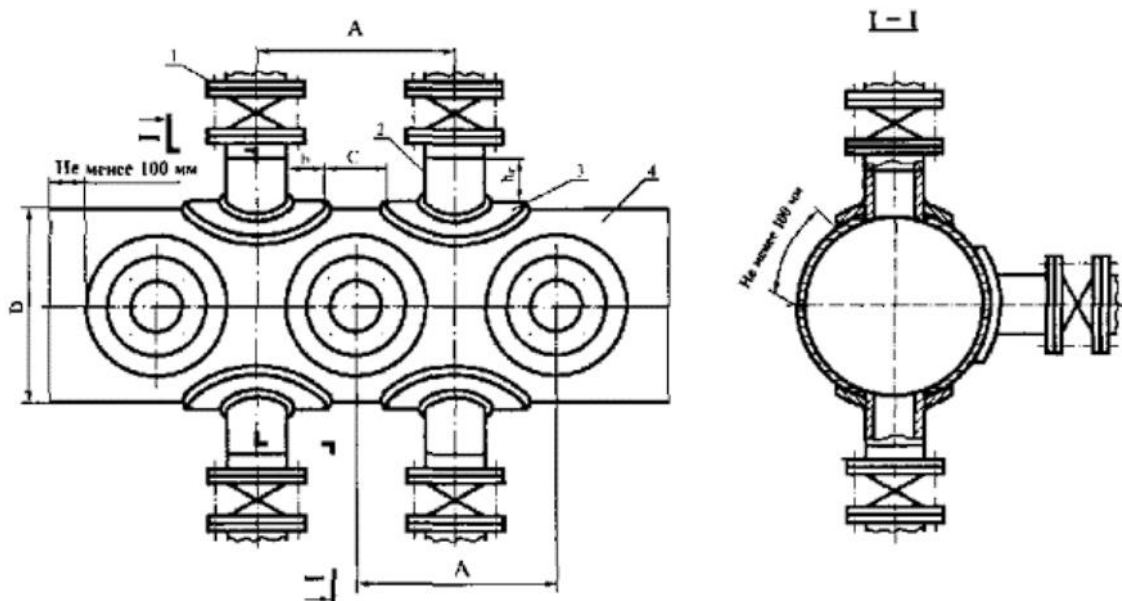


Рисунок 29 – Схема монтажа вантузов на нефтепроводе на вырезаемой катушке

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

Вантузы для откачки нефти из ремонтируемого участка нефтепровода устанавливаются на вырезаемой (удаляемой) «катушке» или применяются проектные в более низких точках трассы по геодезическим отметкам в соответствии с принятой технологией опорожнения нефтепровода. Вантузы на вырезаемой «катушке» монтируются в соответствии со схемой, показанной на рисунке 29, и с соблюдением размеров, указанных в таблице 7.

					Основные мероприятия при проведении капитального ремонта методом вырезки дефектного участка МН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Таблица 7 – Конструктивные размеры

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

В нашем случае, для нефтепровода с диаметром 530 мм выбираем вантуз с диаметром 159 мм и шириной усиливающей накладки 100 мм.

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

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

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

Проведение технической диагностики установленных вантузов (всех типов разрезных тройников с патрубками) следует выполнять в сроки, установленные в [24].

Количество и диаметр врезаемых для откачки нефти вантузов зависят от объема откачиваемой нефти из ремонтируемого участка нефтепровода, диаметра опорожняемого участка, профиля трассы, количества и производительности насосных агрегатов [25].

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

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

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

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

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

## **5.5 Остановка перекачки нефти по трубопроводу и отключение участка**

Остановка перекачки нефти по трубопроводу осуществляется путем остановки насосных агрегатов на НПС в порядке и последовательности, определенных в инструкции ОАО МН о порядке пуска и остановки нефтепроводов, утвержденной главным инженером ОАО МН. Остановка перекачки нефти по трубопроводу и процедура отключения ремонтируемого участка проводится под руководством диспетчера РНУ (УМН).

					<i>Основные мероприятия при проведении капитального ремонта методом вырезки дефектного участка МН</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<b>62</b>

Остановка перекачки нефти по трубопроводу для выполнения ремонтных работ проводится на основании разрешения ОАО «АК «Транснефть» на остановку нефтепровода. Заявка для получения разрешения на остановку нефтепровода оформляется ОАО МН в соответствии с требованиями, предусмотренными Регламентом... остановок МН.

После остановки перекачки нефти по трубопроводу диспетчер РНУ (УМН), при необходимости, организует прием нефти в резервуары НПС из опорожняемого участка. После выполнения переключений на НПС, диспетчер РНУ (УМН) закрывает секущие линейные или технологические задвижки в режиме телеуправления или отдает распоряжение (телефонограммой) начальнику НПС о закрытии секущих задвижек с ручным приводом или с электроприводом с местным управлением.

После закрытия задвижек отключается их электропитание, с созданием видимого разрыва, и принимаются меры, исключающие несанкционированное открытие задвижек (демонтируются штурвалы, вывешиваются плакаты - «Не включать - работают люди!»).

## **5.6 Технологии освобождения эксплуатируемых нефтепроводов с приемом нефти в резиноканевые резервуары, передвижные емкости**

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

- геодезическая отметка резиноканевого резервуара ниже места откачки;
- производительность сброса не менее 300 м<sup>3</sup> /час;
- длина ВТП не превышает значения, рассчитанного с учетом разности геодезических отметок места откачки и закачки, а также потерь напора по длине ВТП.

					<i>Основные мероприятия при проведении капитального ремонта методом вырезки дефектного участка МН</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<b>63</b>

Освобождение участка МН самотеком с приемом нефти в резиноканевый резервуар:

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

					<i>Основные мероприятия при проведении капитального ремонта методом вырезки дефектного участка МН</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<b>64</b>



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

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

Нефтесборщик вакуумного типа АКН также применяется:

- при зачистке рабочего котлована, откачке нефти и водонефтяной эмульсии с мест аварийных разливов нефти;
- при освобождении временных технологических трубопроводов ПНУ;
- при освобождении от нефти емкостей сбора утечек, РГС.

### **5.7 Вырезка катушки**

Вырезка катушки, запорной арматуры (задвижек, запорных клапанов и т. д.) и соединительных деталей (далее – катушка) должна производиться одним из методов:

- безогневым методом
- с применением энергии взрыва

Производство работ по вырезке катушки должно выполняться по наряд-допускам и в соответствии с требованиями, указанными в ППР или проекте производства взрывных работ, инструкции по эксплуатации МРТ или руководстве по эксплуатации УКЗ.

Длина вырезаемой катушки должна превышать длину дефектного участка не менее чем на 100 мм с каждой стороны. При установке герметизатора длину вырезаемой катушки определяют в соответствии с требованиями.

					<i>Основные мероприятия при проведении капитального ремонта методом вырезки дефектного участка МН</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<b>65</b>

При проведении работ по вырезке катушки с применением МРТ операции проводятся с непрерывным контролем воздушной среды с помощью индивидуальных газоанализаторов-сигнализаторов. Операции по прорезке металла трубы, вбиванию клиньев в надрез, демонтажу МРТ в ремонтном котловане проводят исполнителями работ в шланговом противогазе, если концентрация паров нефти/нефтепродукта в воздухе рабочей зоны составляет:

- для паров нефти, керосина, дизельного топлива – более 300 мг/м<sup>3</sup>;
- для бензина – более 100 мг/м<sup>3</sup>

Газоопасные работы должны быть остановлены, а работники должны покинуть котлован при концентрации паров нефти/нефтепродукта более ПДВК:

- для паров нефти – не более 2100 мг/м<sup>3</sup>;
- для паров бензина – не более 1630 мг/м<sup>3</sup>;
- для паров дизельного топлива – не более 3460 мг/м<sup>3</sup>.

Все исполнители работ по наряд-допуску на огневые и газоопасные работы, должны быть обеспечены индивидуальными газоанализаторами-сигнализаторами. На весь период работы должен быть организован непрерывный контроль воздушной среды на загазованность в непосредственной близости от работающих грузоподъемных механизмов с двигателями внутреннего сгорания согласно требованиям [26].

Перед вырезкой катушки на МТ должна быть установлена шунтирующая перемычка из медного многожильного кабеля сечением не менее 16 мм<sup>2</sup>. При ремонте МТ на участках с наличием блуждающих токов электрифицированных железных дорог сечение перемычки должно быть рассчитано на максимальный ток дренажа, но не менее 50 мм<sup>2</sup>. Вырезаемую катушку так же шунтируют с трубопроводом. При вырезке соединительного элемента (тройника) между собой шунтируются все подходящие трубопроводы и вырезаемый элемент. Концы шунтирующих перемычек должны иметь медные кабельные наконечники. Крепление шунтирующих перемычек к трубопроводу, гибким стальным лентам (хомутам) должно выполняться с помощью болтового соединения:

					<i>Основные мероприятия при проведении капитального ремонта методом вырезки дефектного участка МН</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<b>66</b>

Длина шунтирующих перемычек должна обеспечивать свободный проход МРТ и демонтаж вырезанной катушки из ремонтного котлована.[27]

## 5.8 Работы по герметизации нефтепровода

Внутренняя полость трубопроводов ЛЧ МТ, технологических трубопроводов НПС для безопасного проведения огневых работ должна перекрываться герметизаторами ГРК, ПЗУ, ГПЭВТ, Кайман, ФУГУ.

Используемые герметизаторы должны иметь комплект необходимой документации:

- паспорт/формуляр;
- руководство по эксплуатации изготовителя;
- сертификат соответствия.

Герметизаторы должны быть оборудованы пневмопроводом, который при установке должен быть выведен через отверстие в стенке трубопровода наружу и соединен с узлом (блоком) контроля давления в герметизаторе.

Запрещается применять герметизаторы, не имеющие указанное оборудование, а также производить накачку и выпуск воздуха из герметизатора через открытый торец трубопровода.

После установки в трубопровод герметизаторы должны быть испытаны на прочность и герметичность в соответствии с руководством по эксплуатации.

В данной случае применяется герметизатор ФУГУ.

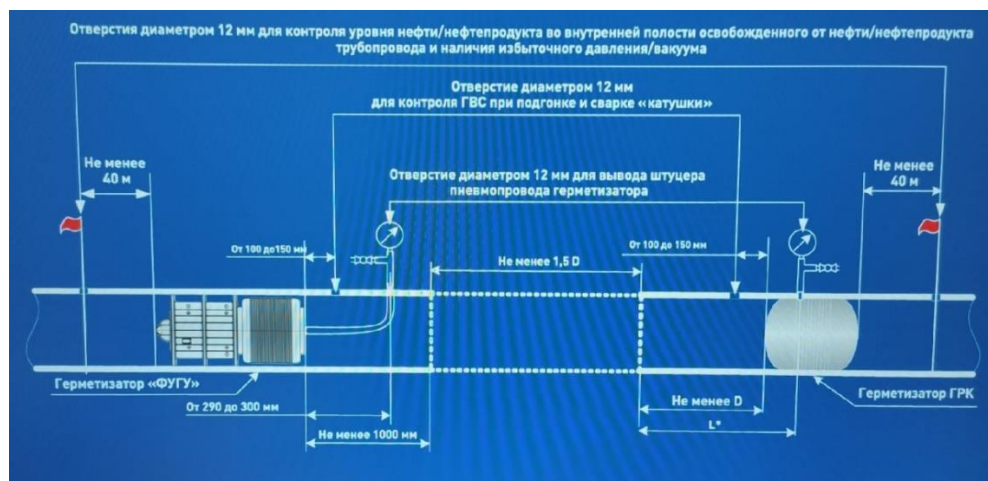


Рисунок 30 – Расположение герметизатора ФУГУ в трубопроводе

После окончания сварочных работ и при наличии положительных результатов дефектоскопического контроля сварных стыков воздух из герметизатора должен быть спущен, узел (блок) контроля давления воздуха должен быть демонтирован.

Выпуск воздуха из герметизаторов должен производиться через узел (блок) контроля давления воздуха.

В ОСТ должны быть организованы входной контроль и испытания герметизаторов в соответствии с порядком и периодичностью технического обслуживания изделия, приведенными в руководстве по эксплуатации герметизаторов.

Подготовка и установка герметизаторов должна проводиться согласно руководству по эксплуатации на изделие. Количество одновременно принимаемых герметизаторов должно определяться конструктивными размерами и вместимостью КПП СОД.

Герметизаторы транспортируют по трубопроводу после окончания ремонтных работ потоком перекачиваемой нефти/нефтепродукта до КПП СОД, которые используют для их приема. Чтобы определить местоположение герметизатора при его движении по трубе применяются передатчики для скребка с новыми элементами питания, которые монтируют на сам герметизатор.

## 5.9 Подготовка к сварочно-монтажным работам

В процессе подготовки к сварке необходимо:

а) очистить внутреннюю полость труб и деталей трубопроводов от попавшего грунта, снега и т. п. загрязнений, а также механически очистить до металлического блеска кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб, деталей трубопроводов, патрубков запорной арматуры на ширину не менее 15 мм;

б) осмотреть торцы труб (переходных катушек, переходных колец) и запорной арматуры. Внутренняя поверхность задвижек и обратных клапанов перед началом работ должна быть защищена от попадания грязи, брызг металла,

					<i>Основные мероприятия при проведении капитального ремонта методом вырезки дефектного участка МН</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<b>68</b>

окалины, шлака и других предметов согласно рекомендациям предприятия-изготовителя. Для этой цели могут быть также использованы резиновые коврики, заглушки из дерева и прокладки из несгораемых тканевых, пластиковых материалов;

в) осмотреть поверхности кромок свариваемых элементов. Устранить шлифованием на наружной поверхности неизолированных торцов труб или переходных колец цапапины, риски, задиры глубиной до 5 % от нормативной толщины стенки, но не более минусовых допусков на толщину стенки, оговоренных в соответствующих нормативных документах ОАО «АК«Транснефть» на трубы;

г) удалить усиление наружных заводских продольных и спиральных швов до величины от 0 до 0,5 мм на участке шириной от 10 до 15 мм от торца.

Первоначальной задачей является подготовка кромок нефтепровода к сварке. Для подготовки кромок применяется машина резки труб «Орбита-Р» .

### **5.10 Размагничивание стыкуемых труб перед сваркой**

Остаточную намагниченность труб, свариваемых в процессе ремонта МТ, классифицируют в зависимости от величины напряженности магнитного поля. Остаточная намагниченность может быть:

- слабой – до 20 Гс (2 мТл);
- средней – от 20 до 30 Гс (от 2 до 3 мТл);
- высокой – более 30 Гс (3 мТл).

При средней и высокой остаточной намагниченности труб сварка стыков трубопроводов сопровождается появлением эффекта магнитного дутья. При этом невозможно обеспечить качественную сварку корневого слоя в соответствии с требованиями [29].

Для нейтрализации эффекта магнитного дутья проводят размагничивание свариваемых концов труб.

Применяют следующие методы размагничивания (магнитной компенсации) концов труб:

					<i>Основные мероприятия при проведении капитального ремонта методом вырезки дефектного участка МН</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<b>69</b>

– размагничивание с помощью магнитного поля, создаваемого постоянным током; - размагничивание с помощью электромагнитов;

– размагничивание с помощью постоянных магнитов.

Для выбора метода и схемы размагничивания необходимо определить величину и направление магнитного поля с помощью измерительных приборов.

Применяют следующие измерительные приборы:

– индикаторы магнитного поля с пределом измерений от 1 до 2000 Тс или 1 до 4000 Гс;

– гауссметр;

– измеритель напряженности магнитного поля с пределом измерений от 0,5 до 1000 мТл.

Выбор метода и схемы размагничивания корпусов катушек или отдельных труб, торцов катушек и ремонтируемых труб производят по:

– результатам измерения остаточной намагниченности;

– наличию приборов и оснастки для компенсации намагничивания;

– техническим характеристикам сварочного оборудования, используемым для размагничивания.

### **5.11 Контроль качества сварных соединений**

Производство работ по контролю качества сварных соединений должно выполняться по наряд-допускам и требованиям, указанным в ППР и РД-25.160.10-КТН-016-15:

– операционным контролем, осуществляемым в процессе сборки и сварки МТ;

– ВИК и измерением сварных соединений;

– проверкой сварных швов НК (РК, УЗК).

Операционный контроль осуществляет ответственный за проведение сварочных работ совместно со специалистом строительного контроля заказчика.

					<i>Основные мероприятия при проведении капитального ремонта методом вырезки дефектного участка МН</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<b>70</b>

Качество собранных стыков проверяет лицо, ответственное за проведение сварочных работ на МТ, совместно со специалистом НК и специалистом строительного контроля заказчика. При отсутствии замечаний специалист строительного контроля заказчика выдает разрешение на сварку стыков.

При операционном контроле при выполнении сварки проверяют:

- применяемые сварочные материалы и режимы сварки;
- расстановку сварщиков по стыку и поочередность сварки каждого слоя по квадрантам периметра;
- качество формирования швов;
- качество зачистки сварочных слоев от шлака и брызг;
- межслойную температуру;
- скорость ветра;
- наличие инвентарного укрытия места проведения сварочных работ при осадках и ветре.

Все кольцевые стыковые сварные соединения, выполненные дуговой сваркой, подлежат ВИК – 100%, УЗК – 100%, РК – 100%.

Продольные стыковые швы ремонтных конструкций, угловые и нахлесточные сварные соединения, выполненные дуговой сваркой, подлежат ВИК – 100%, УЗК – 100%, ПВК – 100%.

При проведении ПВК угловых сварных швов контролируют околошовную зону шириной 50 мм.

Швы обварки чопиков подлежат ВИК и капиллярной дефектоскопии в объеме 100 %.

Результаты контроля сварочных швов оформляют выдачей заключения на месте производства работ. Продолжительность проверки качества сварных швов и выдачи заключения при замене катушки, запорной арматуры, соединительных деталей трубопроводов при  $D_n = 530$  мм равно 2,5 часа на один стык.

					<i>Основные мероприятия при проведении капитального ремонта методом вырезки дефектного участка МН</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<b>71</b>

При просвечивании сварных швов персонал должен находиться в безопасном месте (на безопасном расстоянии от места просвечивания или за защитным устройством).

### 5.12 Изоляция врезанной катушки

Изоляцию катушек, мест ремонта МТ, мест заварки стыков следует производить после получения заключения о качестве сварки, оформления разрешения на изоляцию и до заполнения МТ.

Нанесение покрытия должно осуществляться в соответствии с технологической картой, разработанной с учетом требований настоящего документа, производителя (поставщика) материалов и нормативными документами (ВСН 008-88, инструкции и др.).

Изоляцию мест заварки контрольных и технологических отверстий (чопиков) следует производить после получения заключения о качестве сварки, оформления разрешения на изоляцию, но не менее чем через 12 ч после вывода МТ на рабочий режим.

Для изоляции катушек на участках МТ с битумно-мастичным или ленточным покрытиями должны применяться покрытия на основе рулонных битумнополимерных материалов или комбинированные битумно-полимерные покрытия (конструкции № 13, 18 и 21 по ГОСТ Р 51164).

Изолируемая поверхность должна быть очищена от старого изоляционного покрытия, остатков грунта, продуктов коррозии, задиров, брызг металла, шлака и пыли.

Изолируемая поверхность катушки при нанесении покрытия должна быть сухой, наличие влаги в виде пленки, капель, наледи и инея не допускается.

Контроль качества защитного покрытия оценивают по показателям:

- внешний вид;
- диэлектрическая сплошность;
- толщина;

					<i>Основные мероприятия при проведении капитального ремонта методом вырезки дефектного участка МН</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		72



– адгезия покрытия к стали и к прилегающему покрытию МТ (выборочно).

По показателям свойств покрытие на отремонтированном участке должно соответствовать требованиям существующих нормативных документов на данный тип покрытия.

При выполнении изоляционных работ постоянно должен проводиться контроль качества применяемых материалов, операционный контроль качества изоляционных работ и контроль качества нанесенного покрытия.

После завершения работ восстановленный участок покрытия не должен иметь гофр, складок, прожогов, мест отслоения заплаты от поверхности МТ. Толщина покрытия на восстановленном участке должна быть не меньше, чем толщина заводского покрытия. При проверке отремонтированного покрытия искровым дефектоскопом диэлектрическая сплошность покрытия должна быть не менее 5 кВ на 1 мм толщины покрытия. Проверку диэлектрической сплошности покрытия с применением искрового дефектоскопа осуществляют группой по ремонту вдольтрассовых ВЛ и средств ЭХЗ.

### **5.13 Обратная засыпка котлована**

После завершения ремонтных работ и восстановления устройств ЭХЗ проводят процесс восстановления земель, который включает:

- засыпку ремонтного котлована минеральным грунтом;
- рекультивацию земель (технический и биологический этапы).

Производство земляных работ по засыпке трубопровода должно выполняться по наряд-допускам в соответствии с требованиями, указанными в ППР.

Засыпку выполняют бульдозером или экскаватором. Ремонтный котлован должен быть засыпан после вывода МТ на технологический режим работы в соответствии с утвержденным технологическим режимом работы и после получения положительного заключения контроля качества защитного покрытия.

					<i>Основные мероприятия при проведении капитального ремонта методом вырезки дефектного участка МН</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<b>73</b>

При проведении работ в зимнее время расчистку ремонтного котлована от снега до верхней образующей трубопровода, а также приварных элементов (вантузов, отборов давления, бобышек) должна осуществляться вручную, не допуская механических повреждений трубопровода. При продолжении расчистки ремонтного котлована от снега с применением землеройной техники, необходимо соблюдать расстояние не менее 0,5 м от ковша экскаватора до стенки трубы и выступающих приварных элементов. Запрещается выполнение работ по засыпке котлована при нахождении в нем людей.

Окончательную засыпку ремонтируемого участка трубопровода проводят грунтом из отвала. Засыпка трубопровода с учетом рекультивации грунта должна быть выполнена с образованием валика высотой до 20 см. По ширине валик должен перекрывать ремонтный котлован не менее чем на 0,5 м в каждую сторону от его границ. На участок земли, подлежащий рекультивации, по окончании ремонтных работ следует нанести и спланировать плодородный слой грунта.

После засыпки ремонтного котлована и рекультивации отведенную площадь земли предъявляют землепользователю. Приемку-передачу рекультивированных земель осуществляют в месячный срок после завершения работ по рекультивации земель. Акт приемки-сдачи рекультивированных земель подписывают не позднее срока, указанного в документах по отводу земли.

					<i>Основные мероприятия при проведении капитального ремонта методом вырезки дефектного участка МН</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<b>74</b>

## **6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

### **6.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения работ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

#### **6.1.1 Техничко-экономическое обоснование проведения работ**

В данном разделе проекта рассматривается работа по устранению дефектов первоочередного ремонта, на основе современных технологических решений.

Потенциальным потребителем данной разработки является ОАО «Транснефть – Западная Сибирь».

В экономической части произведены расчеты эксплуатационных затрат на ремонт и устранение дефектов методом ремонта врезкой катушки.

Эксплуатационные затраты на устранение дефектов состоят из следующих элементов:

1. затраты на материалы;
2. затраты на оплату труда;
3. отчисления на соц. нужды;
4. амортизация.

### **6.2 Планирование выполнения работ**

#### **6.2.1 Структура работ**

					<i>Разработка технических мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода на примере объекта, расположенного в Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Бычков Н.А.</i>			<i>Финансовый менеджмент; ресурсоэффективность, ресурсосбережение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					<b>75</b>	<b>105</b>
<i>Рцк-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				<b>ТПУ гр. 2Б8А</b>		

Таблица 8 – Перечень этапов работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Выбор направления исследования	Руководитель, инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ существующей схемы нефтепровода	Инженер
	6	Оценка влияния технологических параметров на качество работ	Инженер
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, инженер
	8	Оформление пояснительной записки	Инженер

### 6.2.2 Разработка графика выполнения работ

Таблица 9 – Календарный план-график проведения работ по проведению исследования

Код работы	Вид работ	Исполнители	Тк, количество дней
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	17 (1 дек. – 17 дек.)
2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	29 (18 дек. – 15 янв.)
3	Выбор направления исследования	Руководитель, инженер	9 (16 янв. – 24 янв.)
4	Календарное планирование работ по схеме	Руководитель, инженер	9 (25 янв. – 2 фев.)
5	Анализ существующей схемы нефтепровода	Инженер	19 (3 фев. – 21 фев.)
6	Оценка влияния технологических параметров на качество работ	Инженер	21 (22 фев. – 14 марта)
7	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, инженер	7 (15 марта – 21 марта)
8	Оформление пояснительной записки	Инженер	22 (22 марта – 12 апр.)

### 6.3 Бюджет проведения работ

Стоимость материалов и оборудования взята по прайс-листам оборудования заводов-изготовителей за 2021 год.

					Финансовый менеджмент; ресурсоэффективность, ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

Результаты расчетов полной стоимости оборудования для ремонта приведены в таблице 8. Далее производим расчет амортизационных отчислений, результаты заносим в таблице 9.

### 6.3.1 Расчет материальных затрат

Таблица 10 – Затраты на материалы для врезки катушки по данным за 2021 год

Наименование материалов	Кол-во	Цена, руб.	Сумма, руб.
Катушка, кг	1	100 990	100 990
Изоляционная плёнка, кг	60	435	26 100
Электроды 3 мм, кг	2,5	225	562,5
Электроды 5 мм, кг	10	195	1 950
Праймер, кг	5	237	1 185
Круги отрезные, шт.	1	90	90
Круги шлифовальные, шт.	2	90	180
Абразивная дробь, кг	500	60	30 000
<b>Итого:</b>			161 057,5
Транспортные расходы, 5%			8 053
<b>Итого с учетом транспортных расходов:</b>			169 110

### 6.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для выполнения работ

Таблица расчета потребности в оборудовании, необходимого для ремонта врезкой катушки представлена в Приложении А.

Таблица 11 – Расчет амортизационных отчислений для ремонта врезкой катушки

Наименование	Марка	Кол-во	Полная стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
Бульдозер	Komatsu D63E-12	1	9 741 600	20	1 948 320
Экскаватор	Daewoo SOLAR L18W-V	1	5 885 000	20	1 177 000
Сварочная	Lincoln Electric Invertec V350-PRO	1	497 550	20	99 510
Самосвальная машина	Урал 5557-6121-74	1	4 066 000	20	813 200

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

Продолжение таблицы 11

Вахтовая машина	Урал 3255	1	2 996 000	20	599 200
Трал	КРАЗ 6443-080-02	1	2 247 000	20	449 400
Трубоискатель	ТИ-12	1	214 000	10	21 400
Ручная шлифовальная машина		1	13 910	10	1 391
<b>Итого:</b>		8	25 661 060	17,5	4 490 685,5

Далее определяем машино-часы, отработанные оборудованием на объекте по формуле:

$$M = D \cdot C \cdot K, \quad (39)$$

где  $D$  – продолжительность периода, дни;  
 $C$  – время смены, часы;  
 $K$  – количество машин.

Амортизация за отработанный период:

$$A_{об} = \frac{A_{год}}{M_{год}} \cdot M_{об}, \quad (40)$$

где  $A_{год}$  – амортизационные отчисления за год, руб.;;  
 $M_{год}$  – машино-часы отработанные оборудованием за год;  
 $M_{об}$  – машино-часы отработанные оборудованием за время ремонта.

Для врезки катушки:

$$M_{об} = 2 \cdot 8 \cdot 8 = 128 \text{ маш.-час.}$$

Количество машино-часов работы за год составит:

$$M_{год} = 259 \cdot 8 \cdot 8 = 16576 \text{ маш.-час.}$$

$$A_{об} = \frac{5044301}{16576} \cdot 128 = 38952,1 \text{ руб.}$$

Далее определим затраты на оплату труда работников за период ремонта с учетом премии и районного коэффициента. Расчеты фонда оплаты труда работников сведены в таблице А.1 Приложения А.

### 6.3.3 Затраты на оплату труда исполнителей работ

Таблица фонда оплата труда рабочих представлена в таблице А.2 Приложения А.

### 6.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды

Зная общий фонд заработной платы, рассчитаем величину отчислений во внебюджетные фонды, который составляет 30% + процент травматизма.

Величина отчислений для врезки катушки =  $35\,413,7 \cdot 30,4/100 = 10\,765,8$  руб.

### 6.3.5 Накладные расходы

Прочие расходы включают в себя: ремонт оборудования, накладные расходы, содержание АУП и т.д. и составляют 40% от прямых затрат.

Накладные расходы – это расходы на прочие затраты, не учитываемые в предыдущих пунктах.

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (41)$$

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов принята в размере 16%.

Рассчитаем накладные расходы на выполнение НТИ:

$$Z_{\text{накл}} = (169,1 + 39 + 35,4 + 10,8) \cdot 0,16 = 40,7 \text{ руб.}$$

### 6.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при

формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Заключительный анализ метода ремонта представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Смета затрат на устранение дефектов участка газопровода

№	Наименование статей	Врезка катушки	
		тыс. руб.	уд. Вес, %
1	Материальные	169,1	38,6
2	Оплата труда	35,4	8,1
3	Отчисления во внебюджетные фонды	10,8	2,5
4	Амортизация	39,0	8,9
5	Накладные расходы	183,5	42
6	Бюджет затрат на исследование	437,8	100

Итог: Затраты на устранение дефекта методом врезки катушки = 437,8 тыс. руб.

#### 6.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проведения работ

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (42)$$

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

$a_i$  – весовой коэффициент разработки;

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

Проведем расчет интегрального показателя ресурсоэффективности в форме таблицы 13.

Таблица 13 – Сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта

					Финансовый менеджмент; ресурсоэффективность, ресурсосбережение	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Критерии	Весовой коэффициент	Катушка	Муфта
1. Спрос проекта	0,2	5	4
2. Надежность	0,2	5	4
3. Безопасность	0,2	4	4
4. Долговечность	0,15	5	4
5. Удобство в эксплуатации	0,25	5	3
<b>Итого:</b>	1,00		

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности по значениям таблицы 15:

$$I_{\text{кат}} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 + 0,25 \cdot 5 = 4,8$$

$$I_{\text{м}} = 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,25 \cdot 3 = 3,75$$

Согласно расчетам интегрального показателя ресурсоэффективности наиболее оптимальным будет являться врезка катушки в качестве метода ремонта газопровода.

### **Вывод по разделу**

В результате выполнения данного раздела ВКР был проведен анализ конкурентных технических решений, который помог выбрать наиболее подходящий метод ремонта нефтепровода, а именно метод врезки катушки.

Построен календарный план-график работ по проведению исследования каждого из исполнителей. Общее количество дней на выполнение исследования составляет 133 дня.

Бюджет затрат проекта на исследование для выполнения расчетов равен 437,8 тыс. рублей.

Сравнение эффективности проведения исследования показало целесообразность применения метода врезки катушки, который имеет самый высокий показатель ресурсоэффективности  $I_p=4,8$ .

Опираясь на результаты полученных результатов данного раздела, можно сделать вывод, что исследование оптимального метода ремонта участка нефтепровода является экономически обоснованным.

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

## 7. Социальная ответственность

При производстве ремонтно-строительных работ на магистральном нефтепроводе «Игольско-Таловое – Герасимовское» необходимо строго соблюдать правила техники безопасности. Выполняя капитальный ремонт магистральных трубопроводов, необходимо руководствоваться нормативными документами.

Объектом исследования является участок магистрального нефтепровода. Сам трубопровод проложен подземно. Рабочая зона находится под охраной и имеет ограждения и знаки, обозначающие опасный производственный объект, его схему и название. На рабочую зону допускается только уполномоченный персонал компании.

### 7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

#### 7.1.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности при выполнении работ по капитальному ремонту трубопровода трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:

- 1) Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.).
- 2) Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 07.08.2000 г.
- 3) Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014).
- 4) Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03.

					<i>Разработка технических мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода на примере объекта, расположенного в Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Бычков Н.А.			Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Гончаров Н.В.					83	105
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.				ТПУ зр. 2Б8А		

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

6) ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда» и т.д.

### **7.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Перед началом работ проводится анализ воздушной среды. В случае концентрации паров нефти в воздухе свыше предельно допустимой концентрации (ПДК) работа в этой зоне без средств защиты органов дыхания не допускается [28]. Участники работ должны быть ознакомлены с особенностями местности, расположением технических средств, средствами связи, противопожарного инвентаря и постов медицинской помощи.

Все участники работ обеспечиваются спецодеждой, соответствующей сезону и конкретным видам работ, и необходимыми СИЗ.

Далее технические службы эксплуатирующей организации производят:

1. Уточнение местоположения дефектного участка на трассе нефтепровода и дополнительное обследование обнаруженных дефектов;
2. Планирование мероприятий по предотвращению возможных нарушений работы нефтепровода;
3. Выбор вида и способа ремонта, установление сроков проведения ремонта в зависимости от характера дефекта с учетом загруженности нефтепровода на рассматриваемый момент и перспективу;
4. Составление перспективного и текущего планов капитального ремонта нефтепровода.

### **7.2 Производственная безопасность**

Потенциальные вредные и опасные производственные факторы, возникающие при проведении работ по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода методом вырезки/врезки катушки.

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

Таблица 14 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по капитальному ремонту участка магистрального нефтепровода.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.)		Нормативные документы
	Опасные	Вредные	
Капитальный ремонт МН методом врезки/вырезки “катушки”	1. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования) 2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке; 3. Производственные факторы, связанные с электрическим током. 4. Пожаро- и взрывоопасность	1. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего 2. Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума 3. Отсутствие или недостатки необходимого естественного освещения 4. Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания 5. Физические перегрузки организма работающего, связанные с тяжестью трудового процесса	ГОСТ 12.1.005-88[29] ГОСТ 12.1.011-76[30] ГОСТ 12.4.005-89[31] ГОСТ 12.1.003-2014[32] ГОСТ 12.1.012-90[33] ГОСТ 12.1.004-91*[34] ГОСТ 12.3.009-76*[35]

### 7.2.1 Анализ потенциальных опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

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

*Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования)*

При эксплуатации строительных машин и механизмов следует руководствоваться СНиП III-4-80 «Техника безопасности в строительстве. Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов» [36] и инструкциями заводов-изготовителей, учитывая, что работы проходят в осложненных условиях, а именно, в болотистой местности.

Ответственные за содержание строительных машин и механизмов в рабочем состоянии обязаны обеспечивать проведение их технического обслуживания и ремонт в соответствии с требованиями инструкции завода изготовителя.

Во время нахождения людей в ремонтном котловане запрещается проводить на бровке работы, связанные с перемещением механизмов. Если в процессе работы в стенках траншеи появились трещины, грозящие обвалом, то рабочие должны незамедлительно покинуть ее, стенку с трещинами следует обрушить, грунт удалить и принять меры против дальнейшего обрушения грунта [37].

При погрузочно-разгрузочных работах следует руководствоваться ГОСТ 12.3.009-76[35], СНиП III-4-80[38]. Строповать грузы следует инвентарными стропами или специальными грузозахватными устройствами, изготовленными по утвержденному проекту (чертежу). Способы строповки должны исключать падение или скольжение застропованного груза.

#### *Электрическая дуга и металлические искры при сварке*

Перед началом огневых работ следует измерить концентрацию паров нефти/нефтепродуктов для определения возможности ведения огневых работ.

Допускаются к сварочным работам на нефтепроводе сварщики, прошедшие курсовое обучение, проверку знаний (аттестацию) в соответствии с

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

«Правилами аттестации сварщиков» и получившие удостоверение на право производства сварочных работ для способа и положения сварки, а также типа свариваемого металла, аналогичных предстоящим условиям сварки. Сварщики и их помощники обязаны работать с применением соответствующих СИЗ, в том числе надевать спецодежду и спецобувь, а также пользоваться защитными щитком, маской, противогазом.

Электросварочный агрегат перед работой должен быть заземлен. Заземление должно быть выполнено медным проводом сечением не менее 6 мм<sup>2</sup>.

Сварочный аппарат и вспомогательные устройства должны располагаться не ближе 20м от места огневой работы. После окончания работы или перерыва в ней электросварочный аппарат должен быть выключен.

*Производственные факторы, связанные с электрическим током.*

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

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

– при прикосновении человеком, неизолированного от земли, к нетоковедущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением из-за замыкания на корпусе;

– при однофазном (однополюсном) прикосновении неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Электрический ток оказывает следующие воздействия на человека:

- поражение электрическим током;
- пребывание в шоковом состоянии;
- ожоги;
- нервное и эмоциональное расстройство;
- смертельный исход.

Возникновение электротравмы в результате воздействия электрического тока или электрической дуги может быть связано:

- с одновременным прикосновением человека к двум токоведущим неизолированным частям (фазам, полюсам) электроустановок, находящихся под напряжением;
- с однофазным (однополюсным) прикосновением неизолированного от земли (основания) человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением, или к металлическому корпусу электрооборудования, оказавшегося под напряжением;
- с приближением на опасное расстояние человека к неизолированным от земли токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Согласно ГОСТ 61140-2012 для максимальной защиты персонала необходимо предпринимать следующие меры:

- изолировать токоведущие части оборудования;
- заземлять точки источника питания или искусственной нейтральной точки;
- применять СИЗ, не проводящие токи;
- устанавливать знаки предостережения в местах повышенной опасности.

#### *Пожаро- и взрывоопасность*

В процессе испарения нефтепродуктов образуется облако топливновоздушной смеси (ТВС). Наличие источника зажигания в пределах облака ТВС может повлечь за собой воспламенение и взрыв облака ТВС. Таким образом, необходимо убрать источники искрообразования с рабочей зоны.

Предотвращение пожаров и взрывов объединяется общим понятием – пожарная профилактика. Ее можно обеспечивать различными способами и средствами: технологическим, строительными, организационно-техническими. Пожарная профилактика является важнейшей составной частью общей проблемы обеспечения пожаро-взрывобезопасности различных объектов, и поэтому ей уделяется первостепенное внимание при решении вопросов защиты

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



объектов от пожаров и взрывов. При пожаре на людей воздействуют следующие опасные факторы: повышенная температура воздуха или отдельных предметов, открытый огонь и искры, пониженное содержание кислорода в воздухе, взрывы, токсичные продукты сгорания, дым и т.д. Основными причинами пожаров на производстве являются нарушение технологического режима работы оборудования, неисправность электрооборудования, самовозгорание различных материалов и другое.

Для предотвращения пожаров и взрывов необходимо исключить возможность образования горючей и взрывоопасной среды и предотвратить появление в этой среде источников зажигания. Требования пожарной безопасности при проведении огневых работ устанавливаются Правилами пожарной безопасности в Российской Федерации (ППБ 01-03) [39]

Места проведения огневых работ следует обеспечивать в необходимом количестве первичными средствами пожаротушения (огнетушители, лопаты, ёмкости с водой). В опасной зоне места проведения огневых работ запрещается курить, разводить костры применять открытый огонь. Все принимающие непосредственное участие в огневых работах должны быть в сертифицированной спецодежде из термостойких материалов.

Лица, принимающие участие в огневых работах должны ежегодно проходить обучение по пожарно-техническому минимуму со сдачей экзамена.

Осмотр места проведения и согласование в наряде-допуске на выполнение огневых работ осуществляют:

- инженеры пожарной охраны, ГО и ЧС;
- командиры отделений ведомственной пожарной охраны (ВПО);
- лица ответственные за пожарную безопасность филиала (при отсутствии в штатах инженеров пожарной охраны, ГО и ЧС или командиров отделений ВПО).

При отсутствии оформленного в установленном порядке нарядадопуска или нарушении правил пожарной безопасности работы должны быть немедленно прекращены.

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

## 7.2.2 Анализ потенциальных вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению

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

*Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего*

Источником формирования данного потенциального вредного производственного фактора могут являться плохие метеорологические условия, в результате которых возможно отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне.

Отклонение показателей микроклимата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего.

В холодный период года допустимая температура воздуха 19,1-22,0 °С.

В теплый период года допустимая температура воздуха 21,1-27,0 °С.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

При отклонении показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

Таблица 15 Работы на открытом воздухе приостанавливаются при погодных условиях

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,1-15,0	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

*Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума*

Шум может создаваться работающими транспортом и оборудованием кранами-трубоукладчиками, экскаватором, бульдозером, шлифовальной машинкой. Поэтому рабочие должны находиться в наушниках. В результате было установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые процессы изменения органа слуха у человека, повышает утомляемость. Нормирование уровней шума в производственных условиях осуществляется по [40]. В соответствии с ним устанавливается эквивалентный уровень шума(звука), который не должен превышать 80 дБА.

СИЗ органов слуха следует выбирать в зависимости от частотного спектра шума на рабочем месте. Типы и группы СИЗ органов слуха следует выбирать в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.051-87 [30].

При проведении электросварочных и газопламенных работ воздействующий шум не должен превышать значений, предусмотренных требованиями ГОСТ 12.1.003 [31]

Для предотвращения негативного воздействия шума на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

Коллективные средства защиты:

- борьба с шумом в самом источнике;
- борьба с шумом на пути распространения (экранирование рабочей зоны (постановкой перегородок, диафрагм), звукоизоляция).

Средства индивидуальной защиты – наушники; ушные вкладыши.

*Отсутствие или недостатки необходимого естественного освещения*

Поскольку ремонтные работы проводятся не только в дневное время, то недостаток относится к основным вредным факторам. Данный фактор значительно влияет на зрение человека что приводит к повышенной утомляемости, снижению работоспособности и ухудшению здоровья. По нормам, освещённость места проведения ремонтных работ должна составлять не менее 75 лк. Отталкиваясь от СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение для избежание проблем следует применять следующие меры:

– Установка фонарей и прожекторов по всей жилой и рабочей зоне.

Выдача взрывобезопасных фонарей персоналу.

*Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания*

В процессе своей трудовой деятельности электросварщик подвергается воздействию целого комплекса потенциальных опасных и вредных производственных факторов физической и химической природы: излучение инфракрасных волн, сварочный аэрозоль, искры и брызги расплавленного металла и шлака. Именно эти факторы вызывают профессиональные заболевания и травматические повреждения. Другие вредности: газы, шум, электромагнитные поля, образование аэроионов имеют меньшее значение и обычно не служат причиной профессиональных заболеваний.

Сварочный аэрозоль представляет собой совокупность мельчайших частиц, образовавшихся в результате конденсации паров расплавленного

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

металла, шлака и покрытия электродов, вызывая профессиональное заболевание, называемое пневмокониоз сварщика, частично всасывается в кровь.

Чтобы избежать описанного неблагоприятного воздействия производственных факторов, характерных для электросварки, необходимо не допускать попадание в органы дыхания сварочного аэрозоля.

Для защиты органов дыхания работающих внутри полости МТ и в колодце должны применяться шланговые противогазы. Использование фильтрующих противогазов запрещается. Срок единовременного пребывания работающего в шланговом противогазе определяют наряд-допуском, но не должен превышать 15 мин, с последующим отдыхом на чистом воздухе не менее 15 мин [36].

При ручной и механической газовой резке, ручной сварке, газовой строжке, газовой выплавке пороков металла и при нагреве изделий и ПН газосварщики и газорезчики должны быть обеспечены защитными очками закрытого типа со стеклами марки ТС-2, имеющими плотность светофильтров ГС-3, при использовании горелок (резаков) с расходом ацетилена до 750 л/ч, ГС-7 - до 2500 л/ч и ГС-12 - свыше 2500 л/ч [39].

Для защиты рук при сварке, наплавке, ПН и резке работники должны обеспечиваться рукавицами, рукавицами с крагами или перчатками, изготовленными из искростойкого материала с низкой электропроводностью. Запрещается использовать рукавицы и спецодежду из синтетических материалов типа лавсан, капрон и т.д. Для защиты ног работники должны обеспечиваться специальной обувью. Применять спецобувь с открытой шнуровкой и металлическими гвоздями не допускается.

*Физические перегрузки организма работающего, связанные с тяжестью трудового процесса*

В связи с большой протяженностью и удаленностью нефтепровода от населенных пунктов, работникам длительное время приходится проводить в

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

командировках, что сопровождается тяжелым и напряженным физическим трудом.

Тяжелый и напряженный физический труд может повлиять на общее самочувствие рабочего и привести к развитию различных заболеваний.

У людей, занятых тяжелым и напряженным физическим трудом, должен быть 8-ми часовой рабочий день с обеденным перерывом (1300 – 1400) и периодическими кратковременными перерывами, а также должна быть увеличена заработная плата и продолжительность отпуска.

### **7.3 Экологическая безопасность**

Все мероприятия по охране окружающей среды при строительстве магистрального нефтепровода выполнены в соответствии со СНиП III-42-80\* [40] и рабочим проектом. При выполнении всех строительно-монтажных работ необходимо строго соблюдать требования защиты окружающей природной среды, сохранения её устойчивого экологического равновесия, и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством об охране природы.

#### **7.3.1 Оценка воздействия на гидросферу**

Помимо того, что болотные массивы представляют собой весьма динамичные образования их возникновение и развитие тесно связаны с окружающей средой, то есть это водные объекты, через которые зачастую и происходит загрязнение окружающей природой среды. Сами болотные массивы выступают в роли запасов ценного сырья биогенного происхождения, которое используется для топлива, удобрений, некоторых строительных материалов, химической переработки и прочее. Поэтому не допускается сливать в болота и прилегающие к ним реки, озера и водоёмы воду, вытесненную из трубопровода, без предварительной её очистки.

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

### 7.3.2 Оценка воздействия на атмосферу

Основные источники загрязнения приземного слоя атмосферы при трубопроводном транспорте нефти – аварийные выбросы нефти и попутного газа при отказах линейной части магистральных нефтепроводов и выбросы при проведении технологических операций. Отказы нефтепроводов вызываются использованием некондиционных исходных материалов (арматура, сварочная проволока и т.п.), нарушением технологии строительного-монтажных работ, ремонта и эксплуатации, коррозией и т.д.

### 7.3.3 Оценка воздействия на почву

При возникновении аварийной ситуации на магистральном нефтепроводе происходит негативное воздействие на почвенно-растительный покров и рельеф местности. Тип воздействия – механическое разрушение. Источниками воздействия являются: земляные работы при разработке котлованов; создание временных отвалов грунта, при разработке котлована; передвижение техники; загрязнение отходами производства и т.д..

#### *Природоохранные мероприятия*

Для снижения воздействия на окружающую среду и затрат на их возмещение при проведении ремонтных работ на магистральном нефтепроводе необходимо выполнение следующих мероприятий: использование емкостей для сбора отработанных ГСМ, оборудование передвижных емкостей приспособлениями, исключающими разлив ГСМ при их транспортировке и заправке техники; строгое соблюдение правил работы в водоохраной зоне; озеленение водоохраных зон; соблюдение правил пожарной безопасности в бесснежный период времени.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

Таблица 16 Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при гидрогеоэкологических работах.

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и др. земель.</li> <li>2. Засорение почвы производственными отходами и мусором.</li> <li>3. Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности, уничтожение растительности.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. При обработке запланированного объема работ производится временное отчуждение земель.</li> <li>2. Применение технологического процесса и видов транспортных средств с минимальным влиянием на окружающую среду.</li> <li>3. Запрещается проведение земляных и иных работ, нарушающих почвенный слой.</li> </ol>
Лес и лесные ресурсы	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова.</li> <li>2. Лесные пожары.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. В пределах водоохраных зон запрещена вырубка леса.</li> <li>2. Запрещается разведения костров рядом с лесным массивом.</li> </ol>
Болота и водные ресурсы	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Загрязнение мусором.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. В водоохраных зонах запрещаются: складирование древесины, мусора и отходов производства, стоянка, заправка топливом, мойка и ремонт тракторной вездеходной техники, земляные работы.</li> </ol>
Животный мир	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и др. представителей животного мира, случайное уничтожение.</li> <li>2. Браконьерство</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Охота на дичь и рыбная ловля разрешена только лицам, имеющим на это право, с соблюдением сроков и правил охоты и рыбной ловли.</li> <li>2. Предусматривается ограничение количества переездов через ручьи и овраги с целью минимизации производства работ в пойменных местах.</li> </ol>

#### 7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проектировании подземных трубопроводов следует рассмотреть следующие виды разрушения: разрыв трубопровода, разрушение сварного шва, коррозия металла и т.д. Самым опасным разрушением, как для объекта, так и для окружающей среды, является разрыв трубопровода, который несет за собой



большие утечки нефти. Поэтому, для предотвращения возможных разрушений, компания всячески исследует и диагностирует работу трубопровода.

Рассмотрим чрезвычайную ситуацию, когда произошел прорыв трубопровода в результате воздействия коррозии. Основные усилия должны быть направлены на предотвращение загрязнения вытекающей нефтью больших территорий и тем более попадания ее в жилые поселки, открытые водоемы и грунтовые воды. Это частично можно осуществить за счет применения стационарных и временных искусственных преград, таких как земляные валы, мягкие плавучие ограждения для сбора нефти с поверхности водоема. Последствия нефтяного загрязнения природной среды определяются количеством и химическим составом загрязняющих веществ, интенсивностью механических повреждений. Биогеохимические функции нефти при загрязнении природной среды отражаются прежде всего в ее воздействии на живые экосистемы.

### **Вывод по разделу**

Таким образом, в ходе исследования вопросов по данному разделу, была показана теоретическая и практическая значимость технологии проведения капитального ремонта магистрального нефтепровода методом замены катушки в сфере производственной и экологической безопасности, а также разработаны правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, применяемые на объектах нефтегазового комплекса.

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

## Заключение

В данной работе провели обзор дефектов линейной части МН, внутритрубную диагностику и дополнительный дефектоскопический контроль на МН на основании которого назначили метод ремонта – вырезка дефектного участка.

Проведен расчет МН на прочность. На основании расчета сделан вывод о том, что толщина стенки 10 мм будет обеспечивать прочность нефтепровода, что подтверждает прочность и устойчивость рассматриваемого объекта.

Предложена расчетная схема по определению усилий для установки осей участка упруго-изогнутого трубопровода в единую продольную линию. Для решения задачи разработана конечно-элементная модель, учитывающая условия закрепления трубопровода в грунте. Получены зависимости смещения контрольных точек от значения корректирующих положение усилий. Оценено напряженно-деформированное состояние до и после выведения трубопровода в единую продольную линию.

Разработаны мероприятия по выборочному ремонту методом замены дефектной «катушки» на участок с дефектом потеря металла. Подобрано необходимое оборудование, рассчитаны размеры ремонтного котлована и рассмотрен общий порядок работ.

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>Разработка технических мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода на примере объекта, расположенного в Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Бычков Н.А.			Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Гончаров Н.В.					98	105
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.				ТПУ зр. 2Б8А		

## Список использованных источников

1. Материалы ежегодных отчетов о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору за 2010-2020 годы . — Текст : электронный // Ростехнадзор : [сайт]. — URL: [https://www.gosnadzor.ru/public/annual\\_reports/](https://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/).

2. Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов / А. Г. Гумеров [и др.]. – Москва: Недра, 1998. – 271 с.: ил. – ISBN 5-247-038193.

3. Капитальный ремонт подземных нефтепроводов / Гумеров А. Г. [и др.] – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 525 с.: ил. – ISBN 5-8365-0013-4.

4. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\* (с Изменениями N 1, 2, 3): дата введения 25.12.2012.

5. Дейнеко С.В. Обеспечение технологической и конструктивной надежности систем трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: [учебное пособие] / С. В. Дейнеко; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина (РГУ Нефти и Газа). – Москва: ЦентрЛитНефтегаз, 2019. – 248 с.: ил. – Библиогр.: с. 240-243. – ISBN 978-5-902665-72-4.

6. А.М. Нечваль. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебное пособие. - Уфа: ООО «Дизайнполиграфсервис», 2001. - 165 с.

7. РД 153-39.4-067-04 Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов;

8. Быстров С.А., Щетинн В.В. и Мухин Р.С. Расчет остаточного ресурса трубопроводов по минимальной вероятной толщине стенки труб по результатам обследования Журнал Промышленная экологическая безопасность, охрана труда № 5 (102), июль, 2015 , с.19.

					<i>Разработка технических мероприятий по проведению капитального ремонта магистрального нефтепровода на примере объекта, расположенного в Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Бычков Н.А.			<i>Список использованных источников</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Гончаров Н.В.					99	105
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.				<b>ТПУ зр. 2Б8А</b>		

9. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепродуктопроводов. Учебное пособие для ВУЗов. В.Е. Губин, П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов. Изд-во «Недра». 1968 – 154 стр.

10. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. Уфа. ООО «Дизайн Полиграф Сервис». 2002 – 658 стр.

11. Вантеев, А. Н. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗМЕТКИ «РЕМОНТНЫХ КАТУШЕК» ПРИ РЕМОНТЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ» / А. Н. Вантеев. — Текст : электронный // ДОСPLAYER : [сайт]. — URL: <https://clck.ru/ajbrq>

12. Ремонт магистральных трубопроводов с ненормативными радиусами изгиба оси трубы / Р. М. Аскарлов, М. В. Чучкалов, М. Б. Тагиров, А. Н. Кукушкин // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2019. – № 12(96). – С. 72-77.

13. Варшицкий, В. М. Определение параметров ремонта трубопровода с начальной кривизной / В. М. Варшицкий, И. Б. Лебеденко, Э. Н. Фигаров // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2021. – Т. 11. – № 1. – С. 70-77. – DOI 10.28999/2541-9595-2021-11-1-70-77.]

14. Патент № 2708758 С2 Российская Федерация, МПК F16L 1/028, F16L 1/10. Способ ремонта дефектных участков трубопровода в траншее : № 2016139934: заявл. 10.10.2016 : опубл. 11.12.2019 / Ю. Д. Коннов, Ю. Г. Матвеев, Р. Ф. Хабибуллин, А. Ю. Чеботарев.

15. СП 86.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП III-42-80\*. М.: Минрегион России, 2012. 47 с.

16. РД 153-39.4-130-2002 По вырезке и врезке «катушек» соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистральных нефтепроводов

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

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

18. ОР-23.040.00-КТН-089-12 «Порядок организации и планировании работ по техническому обслуживанию, ремонту оборудования и сооружений линейной части магистральных нефтепроводов и технологических нефтепроводов нефтеперекачивающих станций»

19. ВСН 31-81 «Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства нефтяной промышленности»

20. РД 39-00147105-015-98 «Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов» / 39 00147105 015 98. с Госгортехнадзором России, письмо № 10-03/297 от 5 июня 1998 г. Акционерной компанией «Транснефть» 29 июня 1998 г.

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

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

23. СП 45.13330.2012 Земляные сооружения, основания и фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87 / Свод правил от 29 декабря 2011 г.

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

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

26. ОР-13.040.00-КТН 006-12 «Контроль воздушной среды на объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктов»

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

27. РД-23.040.00 КТН – 064 – 18 Вырезка и врезка катушек, соединительных деталей, запорной и регулирующей арматуры, подключение участков магистрального нефтепровода;

28. Михайлов В.Н., Добровольский А.Д., Добролюбов С.А. Гидрология. Учебник для вузов. – 2-е изд. исп. – М.: Высшая школа, 2007. – 463 с. – ISBN 978-5-06-005815-4;

29. Н.И. Пьявченко. Лесное болотоведение. Основные вопросы. М.: АН СССР, 1963. – 192 с.;

30. ГОСТ 17.5.1.01-83. Охрана природы. Рекультивация земель.– Введ. 1984- 07-01. – М.: Постановление Государственного комитета СССР по стандартам 13.12.83 N 5854;

31. А.И. Голованов, Ф.М. Зимин. Введение в природообустройство (учебное пособие для лицеев и профильных классов), 2-ое издание. М: – Москва 2003, с.63;

32. СП 86.13330.2014 «Магистральные трубопроводы» (пересмотр актуализированного СНиП III-42-80\* «Магистральные трубопроводы» (СП 86.13330.2012));

33. РД 39-00147105-015-98 «Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов». – Введ. 01.09.1998 г. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 1998;

34. Гумеров А.Г., Азметов Х.А., Гумеров Р.С., Векштейн М.Г. «Аварийновосстановительный ремонт магистральных нефтепроводов» / Под ред. А.Г.Гумерова. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1998 – 271 с.

35. Гумеров А.Г., Зубаиров А.Г., Векштейн М.Г., Гумеров Р.С., Азметов Х.А. «Капитальный ремонт подземных нефтепроводов». Бизнесцентр", 1999 – 525 с.: ил. ISBN 5-8365-0013-4;

36. РД-23.040.00-КТН-064-18 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Вырезка и врезка «катушек», соединительных деталей, запорной и регулирующей арматуры. Изм. Лист № докум. Подпись Дата Лист 122 Список использованных источников

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

Подключение участков магистральных трубопроводов». – Введ. 15.06.2018 г. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2018;

37. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;

38. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;

39. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;

40. ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования;

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

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1 – Потребность оборудования необходимого для ремонта врезкой катушки

Наименование	Марка	Кол -во	Цена ед., руб.	Стоимость всего оборудования, руб.	Транспортные расходы, руб.	Стоимость монтажа, руб.	Полная стоимость, руб.
Бульдозер	Komatsu D63E-12	1	8 800 000	8 800 000	176 000	440 000	9 741 600
Экскаватор	Daewoo SOLAR L18W-V	1	5 500 000	5 500 000	110 000	275 000	5 885 000
Сварочная	Lincoln Electric Invertec V350-PRO	1	465 000	465 000	9 300	23 250	497 550
Самосвальная машина	Урал 5557-6121-74	1	3 800 000	3 800 000	76 000	190 000	4 066 000
Вахтовая машина	Урал 3255	1	2 800 000	2 800 000	56 000	140 000	2 996 000
Трал	КРАЗ 6443-080-02	1	2 100 000	2 100 000	42 000	105 000	2 247 000
Трубоискатель	ТИ-12	1	200 000	200 000	4 000	10 000	214 000
Ручная шлифовальная машина		1	13 000	13 000	260	650	13 910
<b>Итого:</b>		8					25 661 060





# ПРИЛОЖЕНИЕ Б

## Сертификат ВТД

Сертификат №385097

Трубопровод: МН "Игольско-Таловое – Герасимовское"

Участок: 1.2-169 км

### Описание особенности :

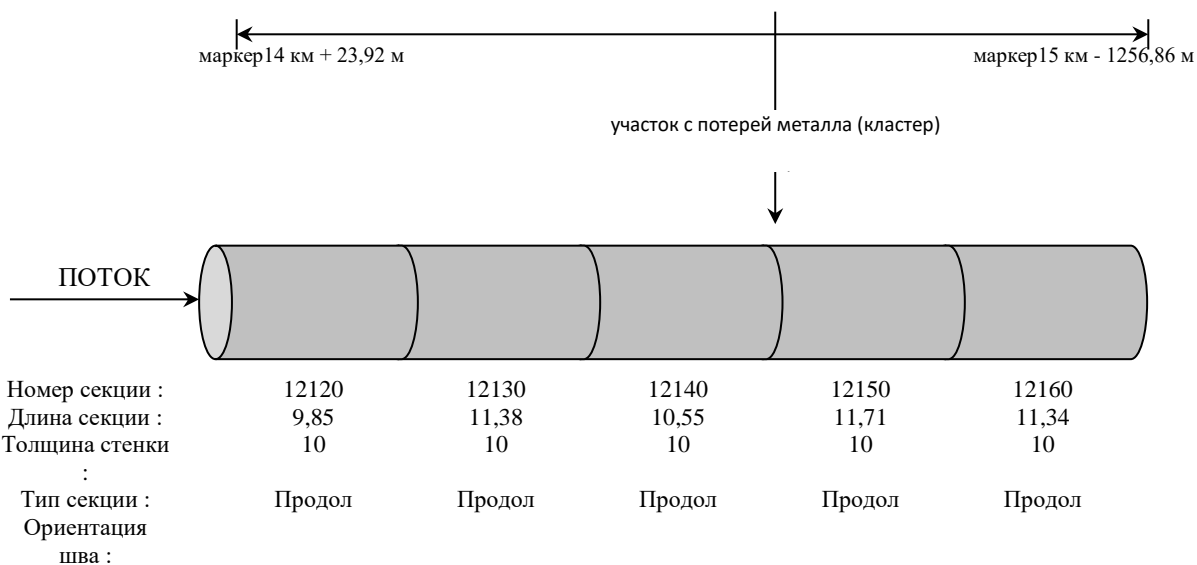
Название особенности :	участок с потерей металла (кластер)
Абс.дистанция от точки пуска :	12485,40 м
Тип особенности :	внешний
Угловое положение :	32°
Осевая длина :	352 мм
Ширина :	434 мм
Толщина стенки в районе дефекта :	10 мм
Максимальная глубина :	45 % (4,5 мм)
Широта/Направление на север :	
Долгота/Направление на восток :	

### Данные о секции с привязкой дефекта :

Номер секции :	12140		
Длина секции :	10,55 м		
Тип секции :	бесшовная		
Начало секции :	12475,34 м	Расстояние до дефекта :	10,06 м
Конец секции :	12485,89 м	Расстояние от дефекта :	0,49 м

### Данные об ориентирах с привязкой дефекта :

Ориентир 1 (выше особенности по течению) :	маркер14 км
Ориентир 2 (ниже особенности по течению) :	маркер15 км
Расстояние точки пуска до ориентира 1 :	12461,48 м
Расстояние точки пуска до ориентира 2 :	13742,26 м
Положение особенности от ориентира 1 :	23,92 м
Положение особенности от ориентира 2 :	1256,86 м



# ПРИЛОЖЕНИЕ В

## Акт ДДК

« » Августа 2019

### АКТ №41

о проведении дополнительного дефектоскопического контроля (ДДК) дефекта №385097

ОАО Томскнефть ВНК  
ЦЭРМГ  
Магистральный нефтепровод  
ИгольскоТаловое - Герасимовское

Местоположения 12485,40м.  
Тип трубы продольный шов  
Тип шва  
Диаметр 530

1. Методы контроля: УЗК, ВИК Метод НК: ВРД 39-1.10-063-2002; ВСН 39-1.10-009-2002.  
Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных нефтепроводов (в т. ч. на наличие дополнительных дефектов)

2. Идентификация дефекта, обнаруженного ВИП:

Параметры дефекта	Результаты по ВИП	Результаты по ДДК
Описание дефекта	Участок с потерей металла (кластер)	Участок с потерей металла (кластер)
Тип (нар., вн., ст.)	внешний	внешний
Длина, мм	352	350
Ширина, мм	434	430
Глубина \ высота, мм	45%	45% (4.5)
Угловое положение, град.	32°	30°
Толщина стенки, мм.		
Категория дефекта (ПОР, ДПР, рем. не требуется)		

3. Параметры дефектов, выявленных при ДДК дефектной зоны и не обнаруженных ВИП:

Наименование дефекта		
Тип (нар., вн., ст.)		
Длина, мм		
Ширина, мм		
Глубина \ высота, мм		
Угловое положение, град.		
Толщина стенки, мм.		
Категория дефекта (ПОР, ДПР, рем. не требуется)		

4. Схема расположения всех выявленных дефектов в зоне контроля и установки муфт:

