

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технологии проведения ремонта участков нефтепровода без остановки перекачки нефти» УДК 622.692.4-049.32

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Никитин Вячеслав Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Никульчиков В.К.	к.т.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Трубникова Н.В.	д.и.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Черемискина М.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ

БАКАЛАВРИАТА 21.03.01 Нефтегазовое дело

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазового промышленного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e).</i>

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Никитину Вячеславу Андреевичу

Тема работы:

«Технологии проведения ремонта участков нефтепровода без остановки перекачки нефти»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования в работе взят участок МН «Александровское-Анжеро-Судженск».</p>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Исследование процесса капитального ремонта нефтепровода и выбор оптимального способа его осуществления.</p>
--	--

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

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Трубникова Н.В., профессор ОСГН
«Социальная ответственность»	Черемискина М.С., ассистент ООД ШБИП

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Никульчиков В.К.	к.т.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Никитин В.А.		

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 2018/2019 учебного года) _____

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.02.2019	Получение задания	10
25.02.2019	Ознакомление с нормативно-технической документацией	15
15.03.2019	Анализ методов ремонта без остановки перекачки	15
01.04.2019	Технологическая часть	10
14.04.2019	Расчётно-техническая часть	10
27.04.2019	Финансовый менеджмент	10
14.05.2019	Социальная ответственность	10
19.05.2019	Заключение	20
	Итого	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Никульчиков В.К.	к.т.н, доцент		

СОГЛАСОВАНО:

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

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Никитин Вячеслав Андреевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/Специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по г. Томску, оклады в соответствии с положением об оплате труда сотрудников НИ ТПУ Материально-технические ресурсы: 563121 руб. Информационные ресурсы: фондовая литература Человеческие ресурсы: 2 человека, стоимость 396701 руб.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Норма амортизации - 25% 30 % премии 20% накладные расходы 30% районный коэффициент</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления по страховым выплатам на основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность – 27,1 % Ставка налога на прибыль 20% Налог на добавленную стоимость 20 %</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта.</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований.</i>	<i>Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИИ</i>
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности.</i>	<i>Проведение оценки экономической эффективности, существующей и разработанной технологических схем ЯНПЗ</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT

- | |
|---|
| 3. График проведения и бюджет НИИ
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИИ
5. Сравнительная эффективность разработки |
|---|

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Н. В.	д.и.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Никитин Вячеслав Андреевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Никитин Вячеслав Андреевич

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p><i>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения); – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы); – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу); – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера). 	<p><i>Условным рабочим местом является магистральный нефтепровод «Александровское-Анжеро-Судженск», применяемый для транспортировки нефти. Исследуемый участок расположен в пределах Томской области.</i></p> <p><i>Установка ремонтных конструкций на магистральный нефтепровод без остановки перекачки.</i></p>
<p><i>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> – СНиП 23-05-95; – ГОСТ 12.0.003-2015; – ГОСТ 5542-2014; – Постановление Минтруда РФ от 12.05.2003 N 27; – ГОСТ Р 51164-98; – ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ; – ГОСТ 12.4.124-83. ССБТ; – Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 13.07.2015)

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><i>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты 	<p><i>Работа непосредственно связана с дополнительным воздействием целой группы вредных факторов, что существенно снижает производительность труда.</i></p> <p><i>К таким факторам можно отнести:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума; 2. Повышенным уровнем общей вибрации; 3. Факторы с повышенным уровнем ионизирующих излучений;
---	---

(сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	4. Отсутствие или недостатки необходимого искусственного освещения.
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	Также во время работ могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся: 1. Факторы связанные с электрическим током; 2. Факторы физической природы (обусловленные свойствами воспламеняться, гореть, тлеть, взрываться и т.п.); 3. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего.
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Проанализировать: – Воздействие объекта на литосферу; – Воздействие объекта на гидросферу; – Воздействие объекта на атмосферу; – Воздействие объекта на биосферу. Разработать решения по обеспечению экологической безопасности
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Аварийный разлив нефти на поверхность земли, может произойти отрицательное воздействие на поверхность земли, воды, и атмосферный воздух. Последствия загрязнения проявляются в течение длительного времени.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	– режимы труда и отдыха – компоновка рабочей зоны.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Никитин Вячеслав Андреевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа представлена на 117 с., 14 рис., 1 схема., 32 табл., 26 источников.

Ключевые слова: магистральные нефтепроводы, ремонт без остановки перекачки, ремонтные конструкции, ремонт трубопровода, технология STOPPLE, замена катушки.

Объектом исследования в работе взят участок МН «Александровское-Анжеро-Судженск».

Цель работы – выбор наиболее эффективной технологии ремонта магистрального нефтепровода без остановки перекачки.

Задачи:

1. Проанализировать научную литературу и нормативно-техническую документацию по выбранной теме.
2. Рассмотреть виды дефектов трубопровода
3. Рассмотреть виды капитального ремонта трубопровода
4. Исследовать методы проведения ремонта без остановки перекачки нефти
5. Рассчитать конструктивные элементы выбранной технологии для нефтепровода DN 1220.

В процессе исследования проводился анализ существующих технологий ремонта без остановки перекачки.

В результате исследования был произведен выбор универсальной технологии, которая отвечает современным требованиям ремонта.

					«Технологии проведения ремонта участков нефтепровода без остановки перекачки нефти»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Никитин В.А.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков					11	117
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Область применения: данная технология применяется для ремонта любого дефекта на нефтепроводе без остановки перекачки и позволяет производить при этом замену участка.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Office Word, а также в программе Microsoft Office Excel.

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

Abstract

Final qualifying work is presented on 106 p., 22 fig., 20 tab., 38 sources.

Key words: main oil pipelines, repair without interruption of pumping, repair structures, pipeline repair, STOPPLE technology, coil replacement.

The object of research in the work was taken plot "Alexander Alexandrovsk-Anzhero-Sudzhensk."

The purpose of the work is to select the most effective technology for repairing the main oil pipeline without stopping the transfer.

Tasks:

1. To analyze the scientific literature and regulatory and technical documentation on the selected topic.
2. Consider the types of pipeline defects
3. Consider the types of pipeline overhaul.
4. Investigate methods of repair without stopping oil pumping.
5. Calculate the structural elements of the selected technology for the DN 1220 pipeline.

In the course of the study, an analysis of existing repair technologies was carried out without stopping the transfer.

As a result of the study, a choice was made of a universal technology that meets modern requirements for repairs.

Scope: this technology is used to repair any defect on the pipeline without stopping the transfer and allows for the replacement of the site.

Graduation qualification work performed in a text editor Microsoft Office Word, as well as in the program Microsoft Office Excel.

					«Технологии проведения ремонта участков нефтепровода без остановки перекачки нефти»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Никитин В.А.			Abstract	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков					13	117
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						ТПУ гр. 2Б5А		

Определения, сокращения

Определения

В данной работе используются следующие термины с соответствующими определениями:

вырезка: Метод ремонта, заключающийся в удалении из трубопровода секции или участка секции с дефектом и замене катушкой.

галтельная муфта: Ремонтная конструкция, изготавливаемая в заводских условиях, состоящая из стальной оболочки со специальной полостью, привариваемая на трубопровод и предназначенная для ремонта дефектов поперечных сварных швов.

гофры: Уменьшение проходного сечения трубы, сопровождающееся чередующимися выпуклостями и вогнутостями стенки, в результате потери устойчивости от поперечного изгиба с изломом оси трубопровода.

допустимое давление: Максимальное давление в трубопроводе, при котором разрешается проведение ремонтных работ с применением сварки.

композитная муфта: Ремонтная конструкция, изготавливаемая в заводских условиях, состоящая из стальной оболочки, не привариваемой на трубопровод и заполненной композитным составом, которая устанавливается по специальной композитно-муфтовой технологии.

муфта: Ремонтная конструкция, изготавливаемая в заводских условиях, состоящая из стальной оболочки, привариваемой на трубопровод по специальной технологии.

продольный шов: Стыковой шов, соединяющий металлический лист вдоль проката в трубную секцию, ориентированный вдоль оси трубопровода.

ремонтная конструкция: Конструкция, устанавливаемая на трубопроводе и предназначенная для ремонта.

					«Технологии проведения ремонта участков нефтепровода без остановки перекачки нефти»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Никитин В.А.			Определения, сокращения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков					14	117
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

вырезка: Метод ремонта, заключающийся в удалении из трубопровода секции или участка секции с дефектом и замене катушкой

капитальный ремонт: Ремонт, характеризующийся комплексом технических мероприятий, направленных на полное или частичное восстановление линейной части эксплуатируемого нефтепровода до проектных характеристик с учетом требований действующих нормативных документов.

катушка: Отрезок трубы, подготавливаемый для сварки в трубопровод, длиной не менее одного диаметра, изготовленный из трубы того же диаметра, номинальной толщины стенки и аналогичного класса прочности, а также имеющий торцы, обработанные механическим способом или путем газовой резки с последующей обработкой металлорежущим инструментом.

магистральный нефтепровод: Единый производственно-технологический комплекс, предназначенный для транспортировки подготовленной нефти/нефтепродуктов от пунктов приема до пунктов сдачи потребителям или перевалки их на автомобильный, железнодорожный или водный виды транспорта, состоящий из конструктивно и технологически взаимосвязанных объектов, включая сооружения и здания, используемые для целей обслуживания и управления объектами магистрального трубопровода.

Герметизатор: устройство, предназначенное для временного перекрытия внутренней полости нефтепровода, опорожняемого от нефти, с целью предотвращения выхода горючих газов, нефти и ее паров при плановых, внеплановых (в т. ч. аварийно-восстановительных) работ, выполняемых методом «замены катушки» на ЛЧ МН.

					Определения, сокращения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Принятые сокращения:

- ВТД – внутритрубная диагностика;
- ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль;
- КМТ – композитно-муфтовая технология;
- НД – нормативный документ;
- НПС – нефтеперекачивающая станция;
- ВВК – вырезка и врезка «катушек»;
- ВИК – визуальный и измерительный контроль;
- ГВС – газо-воздушная смесь;
- МРТ – машина для резки труб;
- ППР – план производства работ;
- СИЗ – средства индивидуальной защиты;
- МН – магистральный нефтепровод;
- РД – руководящий документ;

					Определения, сокращения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

Оглавление

Реферат	11
Abstract	13
Определения, сокращения	14
Введение	19
Литературный обзор	21
1. Дефекты нефтепровода.....	22
1.1 Дефекты определенного вида на участке секции.....	22
1.1.1 Дефекты геометрии трубы.	23
1.1.2 Дефекты сварного соединения.....	24
1.1.3 Дефекты стенки трубы.....	25
1.1.4. Недопустимые соединительные детали.....	28
1.2. Комбинированные дефекты на участке секции.....	28
1.3. Дефекты определенного вида в области сварных швов	29
1.4. Дефекты секций с двумя и более ремонтными конструкциями	29
2. Понятие и виды капитального ремонта магистрального нефтепровода	30
2.1. Ремонт с заменой труб	32
2.2. Ремонт с заменой изоляционного покрытия.....	35
2.3. Выборочный ремонт.....	37
3. Технологии проведения ремонта трубопровода без остановки перекачки	40
3.1. Установка ремонтных конструкций	41
3.1.1. Технологии WrapMaster.....	41
3.1.2. Технология STOPKIT	46
3.1.3. Композитно-муфтовая технология(КМТ)	47
3.1.4. Приварные муфты	51
3.2. Ремонт методами шлифовки и заварки	54
3.2.1. Шлифовка.....	54
3.2.2. Заварка.....	55
3.3. Вырезка дефекта	56
3.3.1. Технология STOPPLE	56
4. Расчет конструктивных элементов на прочность	59
4.1. Расчет приварного фитинга «Stopples».....	60
4.2. Расчет фланцевого адаптера.....	65
5. Технологическая часть	67
6. Экономическая часть	74
6.1. Финансовый менеджмент	74
6.1.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	74

					«Технологии проведения ремонта участков нефтепровода без остановки перекачки нефти»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Никитин В.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков				17	117
Консульт.					Оглавление		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.			ТПУ гр. 2Б5А		

6.1.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования	74
6.1.1.2. Анализ технических конкурентных решений	75
6.1.1.3. SWOT-анализ	77
6.1.2. Планирование научно-исследовательских работ	80
6.1.2.1. Структура работ в рамках научного исследования	80
6.1.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ	81
6.1.2.3. Разработка графика проведения научного исследования	82
6.1.3. Бюджет научно-технического исследования НТИ	85
6.1.3.1 Расчет материальных затрат НТИ	85
6.1.3.2. Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ.....	86
6.1.3.3. Основная заработная плата исполнителей темы.....	86
6.1.3.4. Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	88
6.1.3.5. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления) ..	89
6.1.3.6. Накладные расходы.....	90
6.1.3.7. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.....	90
6.1.4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	91
6.2. Техничко-экономическая часть	93
6.2.1. Расчет эксплуатационных затрат на замену участка трубы по технологии STOPPLE	93
6.2.2. Амортизационные отчисления.....	95
6.2.3. Общие затраты на проведение ремонта по технологии STOPPLE .	96
6.2.4. Расчет бюджета эксплуатационных затрат на ремонт врезкой катушки	96
7. Социальная часть	101
7.1. Производственная безопасность	101
7.2. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	103
7.3. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	105
7.4. Экологическая безопасность	108
7.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	110
7.6. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ..	111
7.7. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	112
Заключение	114
Список используемой литературы	115

Введение

В России эксплуатируются системы магистральных трубопроводов протяженностью более 240 тыс. И какой бы внушающей не была эта цифра, но к сожалению, каждый год происходят аварии, которые обуславливаются рядом причин, начиная от внешних и внутренних воздействий на трубопровод и заканчивая длительной эксплуатацией трубопровода, в результате которого повышается риск возникновения дефектного состояния. Аварии будут происходить всегда, как бы мы этого не хотели, но уменьшить их количество вполне реально. В настоящее время нефтяные компании всеми возможными способами пытаются снизить риск возникновения аварийной ситуации и повысить безопасность эксплуатации магистральных нефтепроводов.

Проведение восстановительных и ремонтных работ смогут обеспечить долговечное сохранение трубопроводов в эксплуатационном состоянии и уменьшить частоту аварий на линейной части трубопровода. Существует множество методов ремонта трубопровода, от самых традиционных до самых современных. Но самый часто используемый метод, это вырезка дефектного участка трубопровода и последующая его замена на новый. Этот метод применяется уже долгое время, но для его проведения, требуется остановка перекачки нефти, что впоследствии может приводить к неприемлемым для компании, огромным материально-техническим затратам. Исходя из вышесказанного, в России и зарубежных странах применяются методы ремонта, которые не требуют остановки перекачки нефти. Благодаря этим методам, снижаются материально-технические затраты, что становится экономически выгоднее, нежели использование методов, с остановкой перекачки.

					«Технологии проведения ремонта участков нефтепровода без остановки перекачки нефти»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Никитин В.А.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никкульчиков					19	117
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Цель работы - выбор наиболее эффективной технологии ремонта магистрального нефтепровода без остановки перекачки.

Задачи:

1. Проанализировать научную литературу и нормативно-техническую документацию по выбранной теме.
2. Рассмотреть виды дефектов трубопровода
3. Рассмотреть виды капитального ремонта трубопровода
4. Исследовать методы проведения ремонта без остановки перекачки нефти
5. Рассчитать конструктивные элементы выбранной технологии для нефтепровода DN 1220.

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

Литературный обзор

При написании данной работы были использованы научная и учебно-методическая литература, нормативные документы, отраслевые регламенты, ГОСТы и СНиПы.

Основными источниками, предоставившими основную информацию по ремонту трубопровода без остановки перекачки нефти, являются РД 23.040.00-КТН-201-17 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Технология ремонта трубопроводов с применением ремонтных конструкций», РД-23.040.00-КТН-386-09 «Технология ремонта магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов с давлением до 6,3 МПа» и РД-75.180.00-КТН-164-06 «Технология проведения работ по композитно-муфтовому ремонту магистральных трубопроводов».

В дополнении к основным источникам, была изучена литература по дефектам РД-23.040.00-КТН-090-07 с изм. № 1-5 «Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов» и по капитальному ремонту РД-39-00147105-015-98 «Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов».

Для проведения расчетов конструктивных элементов на прочность был использован свод правил СП 36.13330.2012 «СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы» и ПНАЭ Г-7-002 – 86 «Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов АЭУ»

Для написания социальной части, были использованы: Федеральный Закон №116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». Федеральный закон № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», а также ГОСТ 12.0.002-2014. Межгосударственный стандарт. «Система стандартов безопасности труда. Термины и определения» и ГОСТ 12.0.003-2015. Межгосударственный стандарт. «Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»

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

1. Дефекты нефтепровода

Одной из основных причин снижения надежности магистрального нефтепровода является образование и накопление дефектов на секциях трубопровода.

Дефект магистрального трубопровода – это несовпадение с нормой геометрических параметров трубы, качества материала трубы, сварного шва, а также несоответствие требований к действующим нормативным документам, при изготовлении самой трубы, эксплуатации или строительстве трубопровода. В том числе не допускаются соединительные детали и конструктивные элементы, устанавливаемые на магистральном трубопроводе, если обнаруживаются отклонение путем применения внутритрубной диагностики, приборным или визуальным контролем.

Любые отклонения от нормативных документов, начиная от нарушения проходного сечения и заканчивая царапинами, будут считаться дефектами и в дальнейшем могут привести к аварии на ЛЧ МН.

Согласно РД-23.040.00-КТН-011-11, выделяют следующие дефекты секций нефтепроводов:

- Дефекты определенного вида на участке секции;
- Комбинированные дефекты на участке секции;
- Дефекты определенного вида в области сварных швов;
- Дефекты секций с двумя и более ремонтными конструкциями.

1.1 Дефекты определенного вида на участке секции

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	«Технологии проведения ремонта участков нефтепровода без остановки перекачки нефти»			
Разраб.		Никитин В.А..			Общая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков					22	117
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Дефекты, имеющие минимальное расстояние от границы одного дефекта до границы другого или до линии перехода шва к основному металлу больше значения четырех толщин стенки трубы называются дефектами определенного вида на участке секции. К ним относятся:

- Дефекты геометрии трубы;
- Дефекты сварного соединения;
- Дефекты стенки трубы
- Недопустимые соединительные детали

1.1.1 Дефекты геометрии трубы.

Данными дефектами называют дефекты, связанные с изменением формы трубы. К таким относятся: гофр, вмятина, сужение (овальность).

Вмятина - местное уменьшение проходного сечения трубы без излома оси трубопровода, возникшее в результате поперечного механического воздействия.

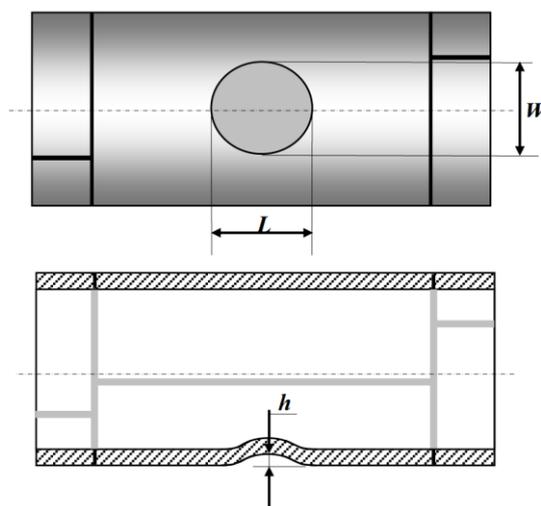


Рисунок 1: Вмятина

Гофр - уменьшение проходного сечения трубы, сопровождающееся чередующимися выпуклостями и вогнутостями стенки, в результате потери устойчивости от поперечного изгиба с изломом оси трубопровода.

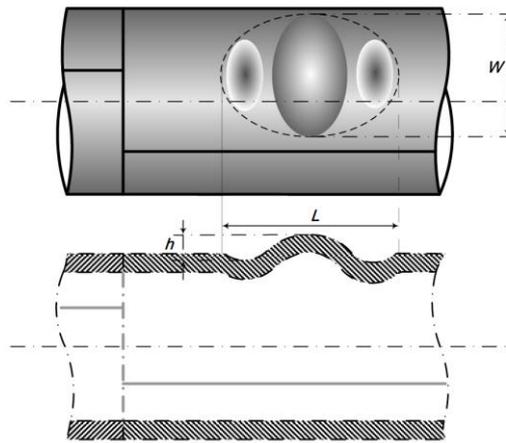


Рисунок 2: Гофр

Сужение (овальность) - дефект в виде сужения сечения трубы длиной 1,5 номинального диаметра трубы и более, при котором сечение трубы имеет отклонение от окружности, при этом отношение номинального наружного диаметра D_n к номинальному измеренному наружному диаметру d составляет 2% и более.

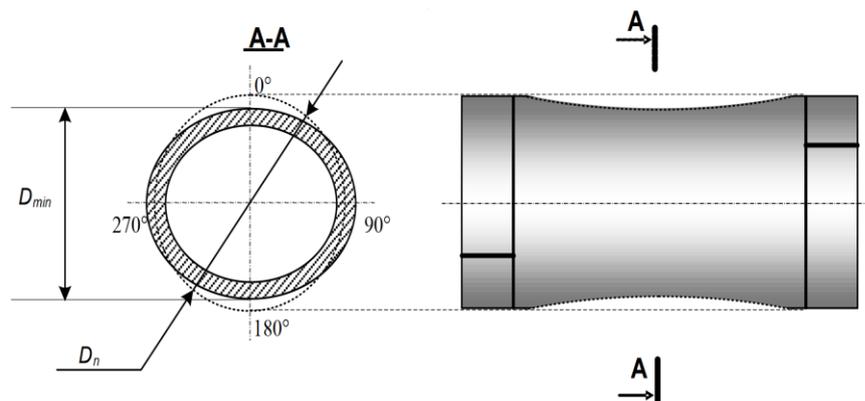


Рисунок 3: Сужение

1.1.2 Дефекты сварного соединения.

Дефекты шва и околошовной зоны относятся к дефектам сварного соединения и подразделяются на дефекты поперечных сварных швов (кольцевой шов, содержащий один и более дефектов) и дефекты продольных и спиральных сварных швов.

К дефектам поперечных сварных швов относятся:

- Несплошность плоскостного типа (трещины, несплавления и непровары);

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

- Аномалия (поры, утяжины, чешуйчатость, наплыв, отклонения размеров шва от требований НД, шлаковые включения);
- Смещение кромок – дефект, при котором уровни внутренних и наружных поверхностей стенок не совпадают;
- Косой стык – дефект при котором продольные оси трубы с трубой, с катушкой или другой деталью расположены под углом друг к другу;
- Разнотолщинность стыкуемых труб – считается дефектом, если отношение толщины двух стыкуемых секций более 1,5.

Разнотолщинность может и не являться дефектом, в том случае, если стыки, выполнены по специальным техническим условиям с соответствующей записью в журнале сварки в составе исполнительной документации.

К дефектам продольных и спиральных сварных швов относятся:

- Несплошность плоскостного типа (трещины, несплавления и непровары);
- Аномалия (поры, утяжины, чешуйчатость, наплывы, отклонения размеров шва от требований НД, шлаковые включения);
- Смещения сварного шва – несовпадение уровней расположения внутренних и наружных поверхностей стенок сваренных листов в стыковых сварных соединениях.

1.1.3 Дефекты стенки трубы.

При таких дефектах, изменяется толщина и структура стенки трубы. К ним относятся: потеря металла, уменьшение толщины стенки, риска, расслоение, трещина.

Потеря металла - дефект, при котором локально уменьшена толщина стенки трубы, в результате коррозионного повреждения. Данный дефект может располагаться как снаружи, так и внутри стенки нефтепровода.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

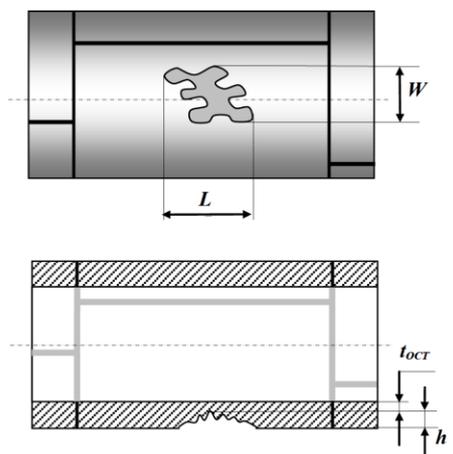


Рисунок 4: Потеря металла

Уменьшение толщины стенки - дефект в виде постепенного сужения толщины стенки секции трубопровода, полученный либо в процессе изготовления горячекатаной трубы или в результате технологического дефекта проката.

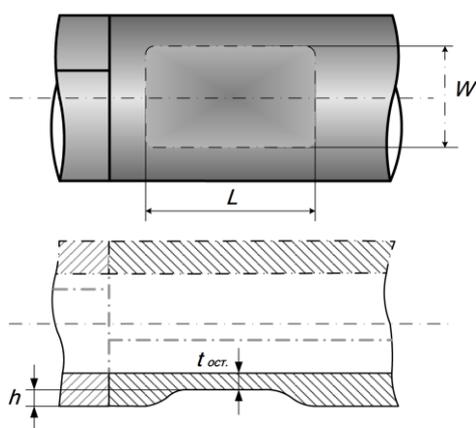


Рисунок 5: Уменьшение толщины стенки

Риска – дефект поверхности, представляющий собой углубление неправильной формы и произвольного направления, образующегося в результате механических повреждений, в том числе при складировании и транспортировании металла. Данный дефект может располагаться как снаружи, так и внутри стенки нефтепровода.

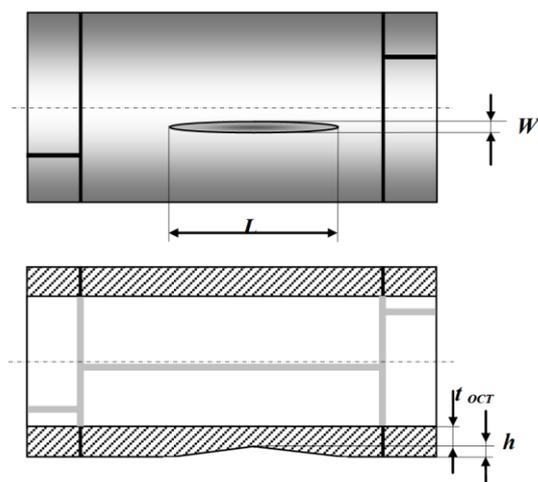


Рисунок 6: Риска

Расслоение – дефект, возникающий в результате внутреннего нарушения сплошности металла. Расслоение разделяет металл стенки на слои в поперечном, либо продольном направлениях. Расслоения могут быть: внутренние, с выходом на внешнюю поверхность, с выходом на внутреннюю поверхность.

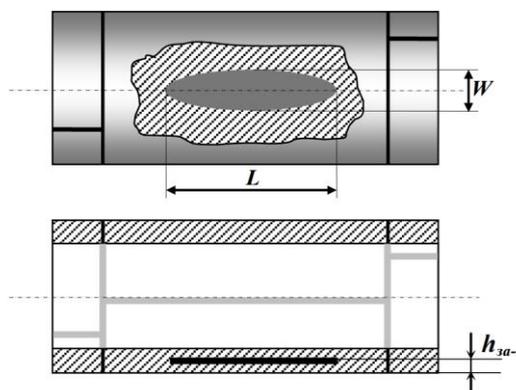


Рисунок 7: Расслоение

Трещина – разрыв металла стенки трубы. Они могут находиться как на внешней, так и на внутренней поверхности трубы.

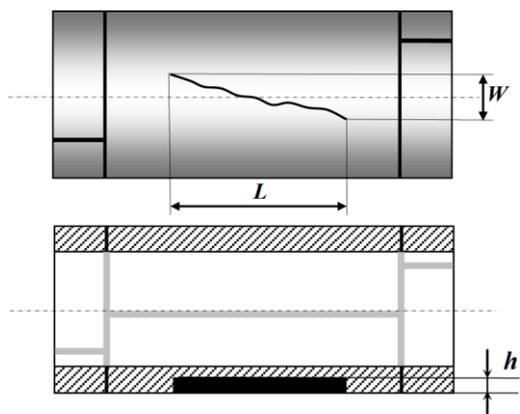


Рисунок 8: Трещина

1.1.4. Недопустимые соединительные детали

Недопустимыми соединительными деталями называются детали не заводского изготовления. К деталям такого типа относятся:

- Заглушки;
- Переходники;
- Отводы;
- Тройники;
- Сварные секторные отводы заводского изготовления, выполненные не по ТУ;

Предельный срок эксплуатации для соединительных деталей не заводского изготовления – 3 суток с момента обнаружения. Ремонт таких деталей производят методом вырезки.

1.2. Комбинированные дефекты на участке секции

Комбинированными называются дефекты, расстояние между границами, которых, меньше или равно значению четырех толщин стенки трубы.

К ним относятся:

- Вмятина в сочетании с потерей металла, трещиной, механическим повреждением, различными видами расслоений или касанием кожуха стенки трубы;

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

- Гофр в сочетании с потерей металла, трещиной, механическим повреждением или различными видами расслоений;
- Сужение в сочетании с потерей металла, трещиной, механическим повреждением, различными видами расслоений, вмятиной, гофром;
- Внешняя потеря металла, примыкающая к месту касания кожухом стенки трубы.

1.3. Дефекты определенного вида в области сварных швов

Дефекты, находящиеся вблизи линии перехода шва к основному металлу трубы, имеющие расстояние меньше или равное четырём значениям толщин стенки трубы называются дефектами определенного вида в области сварных швов. Выделяют следующие виды таких дефектов:

- Вмятина в сочетании с дефектом сварного шва, без дефектов сварного шва, с расслоением в области сварного шва.
- Гофр без дополнительных дефектов в области сварного шва, в сочетании с дефектом сварного шва.
- Сужение без дополнительных дефектов в области сварного шва, в сочетании с дефектом сварного шва.
- Расслоение без дополнительных дефектов в области сварного шва, в сочетании с дефектом сварного шва.
- Потеря металла (глубиной более 0,2 толщины стенки трубы) без дополнительных дефектов в области сварного шва, в сочетании с дефектом сварного шва.

1.4. Дефекты секций с двумя и более ремонтными конструкциями

Так же выделяют дефекты секций с двумя и более ремонтными конструкциями, т.е. это такие секции, на которых установлено более двух муфт или тройников. Дефекты такого рода ремонтируются только методом вырезки.

Исходя из РД-23.040.00-КТН-140-11, большинство дефектов, устраняются вырезкой секции нефтепровода. Данные работы, в основном, выполняются при проведении капитального ремонта.

					Общая часть	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Понятие и виды капитального ремонта магистрального нефтепровода

Каждый год на территории РФ из-за дефектов на линейной части магистрального нефтепровода, происходят аварии. Помимо этого, есть причины, зависящие не только от технического состояния нефтепровода. Например, внешние физические воздействия, которые влекут за собой утечки нефтепродуктов и подрывы, опасные для окружающей среды.

Другими словами, полностью аварийных ситуаций исключить невозможно, но минимизировать количество аварий на линейной части магистрального трубопровода вполне реально. Для этого необходимо руководствоваться комплексом технологических, технических, организационных и административно-управленческих мероприятий, направленных на восстановление основных фондов объектов трубопроводного транспорта. Вкупе, это есть не что иное, как капитальный ремонт магистральных нефтепроводов.

Капитальный ремонт является ключевым видом ремонтных работ, проводимых на линейной части магистрального нефтепровода. Главная цель которого заключается в поддержание и восстановление первоначальных эксплуатационных качеств магистрального трубопровода в целом, так и на отдельных его участках.

На сегодняшний день в ПАО «Транснефть» согласно РД-23.040.00-КТН-201-17 существуют два вида технологии ремонтов дефектов на нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций:

- временные – восстанавливают несущую способность дефектного трубопровода (секции) на непродолжительный промежуток времени;
- постоянные – восстанавливают несущую способность дефектного трубопровода (секции) на все дальнейшее время эксплуатации трубопровода.

Выделяют следующие виды капитального ремонта нефтепровода:

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

- ремонт с заменой труб (заключается в замене дефектного участка новым);
- ремонт с заменой изоляционного покрытия;
- выборочный ремонт (локальный ремонт участков трубопровода с опасными и потенциально опасными дефектами стенки по результатам внутритрубных инспекционных снарядов (ВИС), а также ремонт сложных участков (мест пересечений с наземными и подземными коммуникациями и участков, которые примыкают к узлам линейной арматуры)).

Ремонт с заменой труб производится следующими способами:

- путем укладки в совмещенную траншею вновь прокладываемого участка трубопровода рядом с заменяемым с последующим демонтажом последнего;
- путем укладки в отдельную траншею, в пределах существующего технического коридора коммуникаций*, вновь прокладываемого участка трубопровода с последующим вскрытием и демонтажом заменяемого;
- путем демонтажа заменяемого трубопровода и укладки вновь прокладываемого трубопровода в прежнее проектное положение.

Ремонт с заменой изоляционного покрытия производится следующими способами:

- с подъемом трубопровода в траншее;
- с подъемом и укладкой трубопровода на лежки в траншее;
- без подъема с сохранением положения трубопровода.

Выборочный ремонт включает:

- ремонт участков, прилегающих к узлам линейной арматуры;
- ремонт участков длиной до 20 Ду, где Ду - условный диаметр трубопровода, м;
- ремонт протяженных участков методом последовательных захваток или с использованием грунтовых опор;
- ремонт участков с заменой “катушки”, трубы, узлов линейной арматуры.

					Общая часть	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.1. Ремонт с заменой труб

Технологические операции при ремонте с заменой труб путем укладки в совмещенную траншею вновь прокладываемого трубопровода рядом с заменяемым с последующим демонтажом последнего выполняются в два этапа.

На первом этапе работы выполняются в следующей последовательности:

1. уточнение положения трубопровода;
2. снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал;
3. разработка совмещенной траншеи;
4. планировка отвала грунта со стороны движения ремонтно-строительной колонны (РСК);
5. сварка одиночных труб в секции на трубосварочной базе;
6. вывоз секций труб на трассу и раскладка их на бровке траншеи;
7. сварка секций труб в нитку (допускается сварка одиночных труб в нитку на бровке траншеи);
8. очистка, нанесение изоляционного покрытия;
9. укладка трубопровода в траншею;
10. частичная засыпка уложенного трубопровода грунтом;
11. очистка внутренней полости трубопровода;
12. испытание на прочность и герметичность;
13. подключение электрохимзащиты;
14. отключение заменяемого и подключение (врезка) нового участка к действующему нефтепроводу.

На втором этапе работы выполняются в следующей последовательности:

1. опорожнение, промывка заменяемого трубопровода;
2. подъем, очистка от старого изоляционного покрытия и укладка трубопровода на бровку траншеи;
3. резка трубопровода на части;
4. транспортирование труб к месту складирования;
5. засыпка траншеи минеральным грунтом;
6. техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

При капитальном ремонте с заменой труб путем укладки вновь прокладываемого трубопровода в отдельную траншею в пределах существующего технического коридора коммуникаций технологические операции выполняются в два этапа.

На первом этапе работы выполняются в следующей последовательности:

1. закрепление трассы вновь прокладываемого трубопровода на местности;
2. снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал, планировка полосы трассы в зоне движения РСК;
3. сварка одиночных труб в секции на трубосварочной базе;
4. вывоз секций труб на трассу и раскладка их вдоль будущей траншеи;
5. сварка секций труб в нитку (допускается сварка одиночных труб в нитку на бровке траншеи);
6. разработка траншеи;
7. очистка, нанесение и контроль качества изоляционного покрытия;
8. укладка трубопровода в траншею;
9. присыпка трубопровода и засыпка траншеи минеральным грунтом;
10. очистка внутренней полости трубопровода;
11. испытание на прочность и герметичность;
12. подключение электрохимзащиты;
13. отключение заменяемого и подключение (врезка) нового участка к действующему нефтепроводу;
14. техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

На втором этапе работы выполняются в следующей последовательности:

1. уточнение положения заменяемого трубопровода;
2. опорожнение, промывка отключенного участка трубопровода;
3. снятие плодородного слоя почвы и перемещение его во временный отвал;
4. вскрытие трубопровода до нижней образующей;
5. подъем, очистка от старого изоляционного покрытия и укладка трубопровода на бровку траншеи;
6. засыпка траншеи минеральным грунтом;

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

7. резка трубопровода на части; транспортировка труб к месту складирования;
8. техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

При капитальном ремонте с заменой труб путем демонтажа заменяемого трубопровода и укладки нового в прежнее проектное положение технологические операции выполняются в два этапа.

На первом этапе работы выполняются в следующей последовательности:

1. уточнение положения заменяемого трубопровода;
2. снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал; вскрытие трубопровода до нижней образующей;
3. отключение трубопровода;
4. опорожнение, промывка заменяемого трубопровода;
5. подъем, очистка от старого изоляционного покрытия и укладка трубопровода на бровку траншеи;
6. резка трубопровода на части;
7. транспортировка труб к месту складирования.
8. Одновременно с демонтажом заменяемого трубопровода производится сварка новых одиночных труб в секции на трубосварочной базе.

На втором этапе работы выполняются в следующей последовательности:

1. доработка или разработка траншеи;
2. вывоз секций на трассу и раскладка их на бровке траншеи;
3. сварка секций труб в нитку;
4. очистка, нанесение изоляционного покрытия;
5. укладка трубопровода в траншею;
6. присыпка трубопровода и засыпка траншеи минеральным грунтом;
7. очистка внутренней полости трубопровода;
8. испытание на прочность и герметичность;
9. подключение электрохимзащиты;
10. подключение (врезка) нового участка к действующему нефтепроводу;
11. техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

					Общая часть	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.2. Ремонт с заменой изоляционного покрытия

Способ ремонта с подъемом трубопровода в траншее рекомендуется для трубопроводов диаметром 219...720 мм.

Технологические операции выполняются в следующей последовательности:

1. уточнение положения трубопровода;
2. снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал и планировка полосы трассы в зоне движения РСК;
3. разработка траншеи до нижней образующей трубопровода;
4. предварительный осмотр технического состояния трубопровода, определение мест расположения дефектов, обнаруженных ВИС и другими методами, и ремонт их при необходимости; подъем трубопровода;
5. очистка трубопровода от старого изоляционного покрытия;
6. нанесение нового изоляционного покрытия;
7. укладка трубопровода на дно траншеи;
8. присыпка трубопровода и засыпка траншеи минеральным грунтом;
9. техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

Способ ремонта с подъемом и укладкой трубопровода на лежки в траншее рекомендуется для трубопроводов диаметром 219...720 мм при необходимости восстановления стенки трубы.

Технологические операции выполняются в следующей последовательности:

1. уточнение положения трубопровода;
2. снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал и планировка ремонтной полосы в зоне движения РСК;
3. разработка траншеи до нижней образующей трубопровода;
4. предварительный осмотр технического состояния трубопровода, определение мест расположения дефектов, обнаруженных ВИС и другими методами, и ремонт их при необходимости;
5. подъем трубопровода;
6. очистка трубопровода от старого изоляционного покрытия;
7. укладка трубопровода на лежки в траншее;

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

8. выполнение работ по устранению дефектов стенки трубы, на участке, уложенном на лежки;
9. подъем трубопровода;
10. повторная очистка трубопровода;
11. нанесение нового изоляционного покрытия;
12. укладка трубопровода на дно траншеи; присыпка трубопровода и засыпка траншеи минеральным грунтом;
13. техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

Способ ремонта без подъема трубопровода с сохранением его положения рекомендуется для трубопроводов диаметром 720 мм и более.

Технологические операции выполняются в следующей последовательности:

1. уточнение положения трубопровода;
2. снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал, планировка ремонтной полосы в зоне движения РСК;
3. вскрытие трубопровода с разработкой боковых траншей ниже нижней образующей трубопровода;
4. предварительный осмотр технического состояния трубопровода, определение мест расположения дефектов, обнаруженных ВИС и другими методами, и ремонт их при необходимости;
5. разработка грунта под трубопроводом;
6. очистка трубопровода от старого изоляционного покрытия;
7. осмотр и выявление дефектов на очищенном участке;
8. выполнение работ по ремонту дефектов стенки трубы;
9. нанесение нового изоляционного покрытия;
10. присыпка с подбивкой грунта под трубопровод на участках, определенных проектом производства работ (ППР) и засыпка траншеи; техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

Ремонт трубопроводов с заменой изоляции в зимнее время рекомендуется проводить в три этапа:

Этап 1. Работы, выполняемые в теплое время года (до промерзания грунта):

- уточнение положения трубопровода;

					Общая часть	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал, планировка ремонтной полосы в зоне движения РСК;
- безотвальная вспашка или рыхление зоны разработки траншеи; восстановление оси трассы трубопровода.

Этап 2. Работы, выполняемые в зимнее время:

- очистка от снега зоны разработки траншеи и зоны прохода ремонтной техники на суточный объем выполнения ремонтных работ;
- разработка траншеи и очистка трубопровода от старого изоляционного покрытия;
- выполнение ремонтно-восстановительных работ;
- укладка трубопровода на дно траншеи, присыпка его и засыпка траншеи минеральным грунтом при ремонте с подъемом или присыпка с подбивкой грунта под трубопровод на участках, определенных ППР и засыпка траншеи минеральным грунтом при ремонте без подъема (с сохранением положения).

Этап 3. Работы, выполняемые после оттаивания отвалов грунта:

- планирование зоны засыпки траншеи;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

2.3. Выборочный ремонт

В результате оценивания технического состояния планируются такие виды ремонта или реконструкции трубопровода как:

1. Ремонт коротких участков с вырезкой труб или дефектных мест с монтажом катушек или секций труб.
2. Выборочный ремонт коротких участков трубопровода с ремонтом стенки трубы и сварочных швов с восстановлением несущей способности труб (ремонт без вырезки) и заменой изоляции.

В соответствии с действующими нормативными документами, выборочный капитальный ремонт участков трубопровода с дефектами, которые подлежат удалению, должен осуществляться путем замены дефектного участка новым.

					Общая часть	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Технологические операции при выполнении выборочного ремонта производятся в следующей последовательности:

1. уточнение положения трубопровода;
2. уточнение границ ремонтируемого участка;
3. снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал;
4. вскрытие трубопровода с разработкой траншеи ниже нижней образующей трубы;
5. разработка грунта под трубопроводом (с грунтовыми опорами или без них);
6. очистка трубопровода от старого изоляционного покрытия;
7. визуальный осмотр дефектного участка трубопровода, при необходимости дополнительный контроль физическими методами;
8. выполнение работ по ремонту дефектных мест (восстановление или усиление стенки трубы, монтаж муфт кроме замены “катушки”, трубы);
9. нанесение изоляционного покрытия и контроль его качества;
10. техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

При выполнении ремонта с заменой “катушки”, трубы необходимо выполнить следующие технологические операции:

- вскрытие дефектного участка нефтепровода;
- разработка ремонтного котлована и, при необходимости, котлована для сбора нефти;
- врезка отводов в ремонтируемый и параллельный нефтепроводы для откачки нефти;
- остановка перекачки и отсечение ремонтируемого участка задвижками;
- опорожнение ремонтируемого участка от нефти путем закачки ее в параллельный нефтепровод, откачки в мягкие резервуары или в котлован для сбора нефти;
- вырезка дефектной “катушки” (трубы);
- герметизация внутренней полости нефтепровода;
- подготовка концов нефтепровода под монтаж и сварку;
- подготовка и подгонка новой “катушки” (трубы) по месту;
- прихватка и вварка “катушки” в нефтепровод;
- подключение отремонтированного участка и возобновление перекачки;

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

- обратная закачка нефти из емкостей или котлована;
- очистка и изоляция нефтепровода; засыпка отремонтированного участка нефтепровода, котлована для сбора нефти;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

					Общая часть	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Технологии проведения ремонта трубопровода без остановки перекачки

Основным способом ремонта магистральных нефтепроводов и восстановления его работоспособности является вырезка дефектного участка трубопровода и последующая замена его на новый участок. Данный способ ремонта требует остановки перекачки нефтепровода. С каждым годом число дефектов растет, следовательно, увеличивается и количество вырезок, что достигает таких объемов, которые становятся неприемлемыми по материально-техническим затратам. Исходя из вышесказанного, в российской и зарубежной практике ремонта магистральных трубопроводов большое распространение получили ремонтные конструкции, не требующие остановки перекачки нефтепродукта и вырезки дефектного участка.

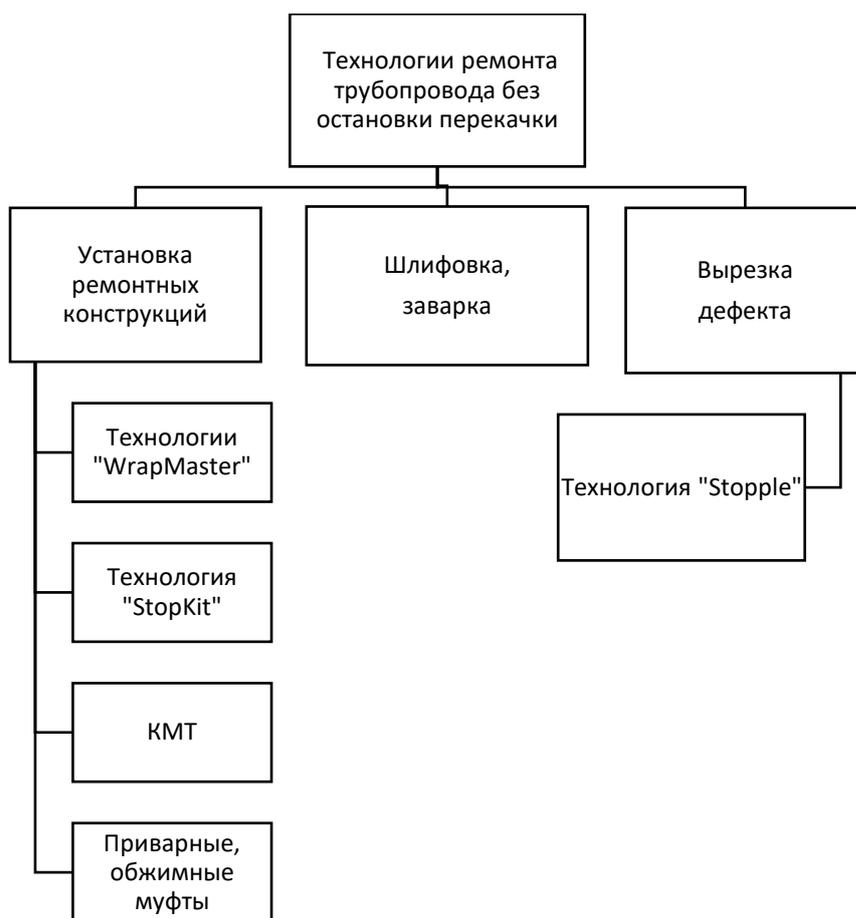


Схема 1. Виды ремонта без остановки перекачки

3.1. Установка ремонтных конструкций

3.1.1. Технологии WrapMaster

Технология Wet Wrap (мокрая обертка)

Данная технология значительно требует меньше затрат и менее трудоемкая для ремонта участка с образовавшимся дефектом с помощью композитных манжет Wet Wrap. В качестве основы используются различные тканые материалы типа стекловолокно, углеволокно, в том числе с усиливающими элементами типа кевлар, пропитанные наполнителями (полиуретан или эпоксидные смолы) с различными модификаторами. Полотно ремонтной манжеты выполнено из гибкой ткани, сплетённой из стекловолокна. Перед установкой на трубу это полотно пропитывается смолой со стороны, прилегающей к ремонтируемой поверхности. После пропитки ткань обматывается вокруг ремонтируемого участка. Количество витков и натяжение определяются требуемой степенью прочности. Стекловолокно обеспечивает прочность, а смола является связующей основой, удерживающей манжету и предохраняющей её от воздействия окружающей среды в процессе эксплуатации.

Недостатки:

- Соотношение смолы и стекловолокна, степень полимеризации смолы, выравнивание стеклоткани и равномерность её натяжения при ремонте имеют большой разброс значений и с трудом поддаются контролю. Даже число витков зависит от конкретных условий. Практически все механические свойства, включая натяжение и модуль упругости (модуль Юнга), не постоянны и зависят от того, как выполнена установка манжеты. Именно поэтому эффективность ремонта с помощью этих манжет и продолжительность сохранения ими эксплуатационных качеств непредсказуемы. Условия, в которых выполняются ремонтные работы, также могут негативно влиять как на сам процесс ремонта, так и на надёжность результатов.
- невозможность обеспечить равномерность по натяжению и по обертке. В результате механические свойства ремонта имеют достаточно большой разброс значений и с трудом поддается контролю;

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

- для обеспечения предсказуемой прочности ремонта приходится наносить много слоев, что при больших диаметрах сильно удорожает стоимость ремонта;
- плетеная структура, как дренаж, впитывает влагу, вызывая снижение прочности ремонта и возможное развитие поверхностной коррозии.

Преимущества:

- можно ремонтировать трубные изделия сложной формы и фитинги.
Ремонт с помощью пропитанной ткани из плетёного стекловолокна можно считать эффективным методом лишь для трубопроводов с рабочим давлением до 3.5 МПа, а также фитингов и трубных изделий сложной формы - чаще всего на нефтеперегонных заводах и нефтеперерабатывающих производствах.
- независимость от диаметров и соответственно оперативность реагирования, при наличии материала на складе эксплуатационных служб.

Созданные компанией WrapMaster манжеты нового поколения PermaWrap и WeldWrap не только удовлетворяют требованиям стандарта на ремонт трубопроводов композитными материалами, но и существенно превосходят их по ряду показателей. Манжеты используются для восстановления исходной прочности трубопроводов высокого давления и не имеют ограничения по рабочему давлению.

Тысячи манжет WrapMaster установлены по всему миру на трубопроводах различных диаметров, назначений и операционных давлений и работают на протяжении многих лет без единого дефекта.

PermaWrap и WeldWrap манжеты используются при следующих ремонтах:

- Наружный дефект с потерей толщины стенки трубы до 80%;
- Дефекты кольцевых стыков (WeldWrap);
- Трещины, задиры, сколы, места после строжки;
- Вмятины в теле трубы, в местах сварных швов и в кольцевом шве;
- Свищи в трубах низкого давления;
- Вертикальные и горизонтальные трубопроводы;

					Общая часть	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Коррозия на опорах трубопроводов; Дефекты внутренней поверхности трубопровода в качестве временного ремонта.

Экономическая эффективность метода в целом высока в связи с тем, что ремонт производится без остановки трубопровода, не требует вспомогательного оборудования и выполняется в шурфе.

Манжеты WrapMaster (PermaWrap и WeldWrap) являются самым современным методом восстановления несущей способности трубопроводов любых диаметров.

Композитная ремонтная манжета PermaWrap представляет собой полосу высокопрочного композитного материала на основе специального стекловолокна с 8 витками и имеет в своей структуре, впрессованную в слой, тончайшую стальную сетку, которая позволяет манжете быть идентифицируемой при проведении внутритрубной диагностики MFL поршнем.

Манжета WeldWrap имеет точно такие же характеристики, как PermaWrap, однако использует 10- слоев, где первые два слоя имеют заранее прорезанный паз, рассчитанный на ширину и высоту облицовочного прохода кольцевого шва.

PermaWrap/WeldWrap имеют ряд существенных преимуществ по сравнению с другими композитными ремонтными системами:

1. Единственная композитная манжета, идентифицируемая при внутритрубной инспекции диагностическими снарядами MFL. Уже только эта особенность существенно снижает процент ненужных раскопов и экономит клиентам тысячи долларов каждый год.
2. Запатентованная система тиснения «мама-папа» на поверхности манжеты обеспечивает механическое сцепление слоев между собой и тем самым предотвращает межслойный сдвиг. Это дает возможность использования манжеты в наклонном или в вертикальном положении без специальных приспособлений.

					Общая часть	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Манжеты PermaWrap/WeldWrap сочетают в себе все преимущества не просто однонаправленной, но еще и параллельной, равномерно-расположенной структуры несущих волокон. При этом полотно имеет поперечную сшивку, которая предотвращает продольное растрескивание манжеты при транспортировке, монтаже и эксплуатации. Поперечные волокна составляют всего 5% общей массы волокон, не перегибают основные волокна, сохраняя их плоскостность и равномерность.
4. Жесткие манжеты PermaWrap производятся различной шириной 6; 9; 12; 15 и 18 дюймов (150; 230; 305; 380; 457мм) и производятся для труб различного диаметра от 4 до 60 дюймов. Это дает возможность выбрать оптимальную ширину манжеты в зависимости от величины дефекта, что позволяет получить существенный экономический эффект.
5. Запатентованный дизайн манжет WeldWrap позволяет существенно сэкономить на стоимости манжет для ремонта дефектов поперечного сварного стыка и околошовной зоны. Для ремонта используется только одна манжета вместо трех при использовании аналогичных альтернативных решений. Манжета производится в двух типоразмерах по ширине: 12 и 18 дюймов (305мм и 457мм)

Манжета представляет собой полосу высокопрочного композитного материала на основе однонаправленного специального стекловолокна с матричной памятью свёртывания. В рабочем положении она похожа на свернутую часовую пружину.



Рисунок 9: Манжета

Передача избыточной нагрузки со стенок трубопровода на манжету и ее плотность прилегания к поверхности трубы обеспечивается за счет:

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

- матричной памятью;
- установкой манжеты при пониженном давлении.
- адгезивом, не позволяющим слоям манжеты перемещаться друг относительно друга и стенок трубы;
- специальной мастикой, заполняющей все неровности и передающей нагрузку в местах дефектов;

Установленная манжета получает нагрузку сразу, после возвращения рабочего давления, при этом работает «без люфта», потому что растягивается в радиальном направлении одновременно со стенками трубы при увеличении или уменьшении давления.

Высокий модуль упругости именно в направлении по окружности трубы и отсутствие зоны пластических деформаций вплоть до точки разрыва позволяют манжете, растягиваясь, брать на себя и равномерно перераспределять по всей длине волокон часть создаваемой давлением внутри трубопровода нагрузки.

Если участок трубопровода с установленной манжетой работает в зоне упругих деформаций, которые определяет модуль Юнга для металла, то манжета успешно перераспределяет все локальные избыточные напряжения, которые возникают в месте дефекта. Тем самым исключается влияние этих дефектов на несущую способность трубы, а развитие их останавливается. Помимо этого, манжета принимает 1/6 часть общей нагрузки, повышается предел зоны для первичных упругих деформаций трубопровода примерно на 18%.

Если повышается предел упругости для участка трубы и она начинает переходить в зону пластических деформаций, то манжета растягивается, принимая на себя всю избыточную нагрузку, находящуюся за пределами упругости. И вынуждает трубу перейти обратно в зону упругих деформаций.

					Общая часть	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Если давление в трубопроводе продолжает расти и металл опять начинает течь, то манжета снимает и эту избыточную нагрузку, снова возвращая трубу в зону упругих деформаций. Таким образом, вероятность аварии из-за разрыва “текущего” металла исключается.

3.1.2.Технология STOPKIT

STOPKIT – это принципиально новая технология герметизации утечек продуктов без остановки работы трубопровода.

Принцип действия заключается в устранении утечки посредством приложения специальной накладки на сквозной дефект и последующей затяжки с усилием 40 Нм.

Существует временное или долгосрочное решение для устранения утечек в трубопроводах под давлением. Для оперативной герметизации утечки используется **STOPKIT Временный**. Для долговременного обеспечения герметизации дефектного участка- **STOPKIT Постоянный**.

Основные характеристики STOPKIT:

- Монтаж на место утечки без остановки производства
- Обеспечивает экстренное устранение утечек нефти, газа, химии и воды при сквозных дефектах трубопровода: $\varnothing \leq 10$ мм до 80 Бар, $\varnothing \leq 50$ мм до 30 Бар
- Временные и постоянные модификации
- Монтаж на место утечки в течение 10 минут
- Для сред с температурой от -20°C до $+80^{\circ}\text{C}$
- Для трубопроводов Ду от 4” до 56”
- Поставляется при обязательном проведении тренинга персонала Заказчика навыкам работы
- Монтаж не влечет дополнительной нагрузки на трубопровод, например, вес комплекта на 42” = 4,5кг

STOPKIT Временный был разработан в качестве средства для аварийного устранения различных типов утечек (нефти, химикатов, газа, воды и т.д.) в течение нескольких минут. Предлагаются несколько исполнений комплекта **STOPKIT Временный** в зависимости от окружающих условий, диаметра трубопровода и размера дефекта.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

STOPKiT Временный Морской был разработан специально для морских условий, платформ или подводных трубопроводов. Ремень в этой модели не только более легкий и гибкий, но и обладает высокой стойкостью к водной среде. Это безусловно повышает долгосрочную эффективность изделия.

STOPKiT Постоянный - долгосрочная герметизация утечек без остановки работы трубопровода.

Модель **STOPKiT Постоянный** защищает и укрепляет дефектный участок трубопровода. Монтируется поверх **STOPKiT Временный** и заполняется специальной смолой. Применяется преимущественно для утечек, связанных с внешними повреждениями трубопроводов. В такой конфигурации обеспечивается стойкость к внешним повреждениям и долговечность участка ремонта. Предлагается ряд вариантов исполнения комплекта **STOPKiT Постоянный** в зависимости от окружающих условий, диаметра трубопровода и размера дефекта.

3.1.3. Композитно-муфтовая технология (КМТ)

Композитная муфта устанавливается по композитно-муфтовой технологии. Композитные материалы должны быть испытаны и допущены к применению установленным порядком.

Подъем и опускание нефтепровода при ведении работ по установке муфт не допускаются.

Максимальное допустимое давление в нефтепроводе при установке приварных ремонтных муфт должно быть не более 2,5 МПа.

Все сварные швы муфты при изготовлении должны пройти 100% визуальный и радиографический контроль.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

При установке муфты на трубу все монтажные сварные швы и околошовные зоны поверхности основного металла должны пройти контроль в соответствии с требованиями РД 153-39.4-086-01 «Технология сварочно-монтажных работ при установке ремонтных конструкций (муфт и патрубков) на действующие магистральные нефтепроводы».

Этот метод основан на применении стальных муфт с кольцевым зазором, имеющий специальный затвердевающий композитный состав. Устанавливается на трубопровод.

Достоинства этой технологии:

1. Уменьшение количество ремонта метода врезки катушек, вследствие чего:
 - 1.1. Не требуется остановки работы самого трубопровода во время ремонта (перекачки нефти);
 - 1.2. Значительно снижается стоимость ремонта и объем работы;
 - 1.3. Повышается экологическая безопасность.
2. Повышение безопасности ремонта, в пользу отсутствия сварочных работ;
3. Полное восстановление отремонтированных частей трубопровода, а именно ресурс и прочность;
4. Усовершенствование технологии ремонта дефектов нефтепровода различных размеров и типов.
5. Возможность проведения планового выборочного ремонта на участке, который имеет дефект, при минимальном значении рабочего давления (перекачки нефти).

Сущность метода ремонта по композитно – муфтовой технологии

Сущность метода заключается в том, что на участке трубопровода, имеющего дефект, устанавливается композитно – муфтовая ремонтная конструкция. Она обеспечивает долговечность и прочность отремонтированного участка трубы вплоть до уровня идеального трубопровода при воздействии циклических и статических нагрузок.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

Состав композитно – муфтовой конструкции это стальная муфта, сваренная из двух полумуфт, устанавливаемая на трубе по центру дефекта с зазором от 6 до 40 мм.



Рисунок 10: Конструкция КМ

Возможность ремонта трубы, имеющие дефекты изгиба продольной оси и геометрии трубы, позволяет из – за большого допуска кольцевого зазора. Концы этого зазора заполняют затвердевающим герметиком, а для боковых зазоров применяется герметизирующие мастики «ДАМАС» по ТУ – 2257 – 050 – 18563945 – 2003.

Вследствие образования объёма между муфтой и трубой заполняется композитным составом «Дэка», который используется для перемещения нагрузки с ремонтируемого части трубопровода на муфту.

Во время ремонтных работ, с использованием КМТ, давление в области дефекта должно быть низким из – за безопасности проведения обследования дефектных частей трубопровода, на время отверждения состава композитного и установки конструкции. Процесс снижения рабочего давления во время ремонта магистральных нефтепроводов по этому методу разработан в

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

«Методика проведение выборочного ремонта трубопроводов композитно – муфтовым методом на основе результатов внутритрубной диагностики».

Муфты, применяемые для ремонта трубы (с дефектом), могут эксплуатироваться на трубы с изгибом, радиус изгиба которого должен быть не менее $1,5 \cdot D_n$ и на прямые трубы.

Ремонтная муфта, имеющая сварное соединение полумуфт, составлена из двух подобных полумуфт. Они свариваются между собой, естественно, сварными швами. При этом ремонтная муфта не приваривается к трубопроводу. На боковых кромках полумуфт имеется место под сварку. В химический состав полумуфт входит листовая сталь, у которой характеристика прочности металла муфты должна быть не ниже значения прочности металла трубы, также толщина стенки самой муфты тоже не должна быть ниже толщины стенки ремонтируемого трубопровода.

Нижняя полумуфта имеет два входных патрубка, для того, чтобы можно было подсоединить гибкие шланги. По ним будет подаваться сам композитный состав. Если задать вопрос, почему два патрубка – один из них будет основным, а другой резервным. В случае засорения основного патрубка, переходят на резервный.

Верхняя полумуфта имеет два выходных патрубка. Кроме этого, имеются еще 3 ряда контрольных отверстий для контроля уровня композитного состава и выпуска воздуха.

Для того, чтобы регулировать величину зазора между трубой и муфтой в каждой полумуфте имеются по четыре резьбовых отверстия, которые вводят установочные болты. Эти болты выполняют роль регулировки зазора.

Для ремонтных трубопроводов, имеющие диаметры: 530, 720, 820, 1020 и 1220 мм используются муфты длиной: 1000, 1500, 2000, 2500, 3000 и 3500 мм. Трубопроводы, которые имеют меньшие диаметры такие как: 219, 273, 277, 325, 377 и 426 мм применяются муфты длиной: 500, 750, 1000, 1250, 1500, 1750, 2000, 2250, 2500, 2750, 3000, 3250 и 3500 мм.

					Общая часть	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

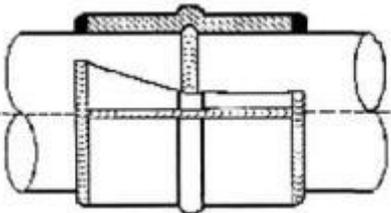
В частном случае, если длина муфты превышает 3500 мм, то применяется сварная составная муфта, которая состоит из нескольких количеств муфт. Они располагаются встык друг с другом и соединены кольцевым швом.

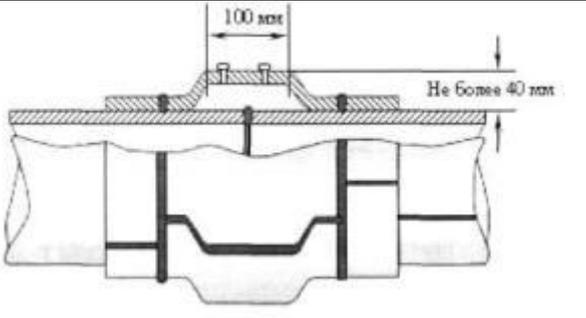
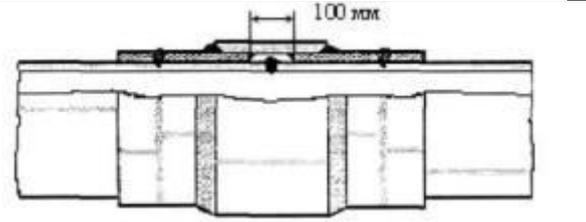
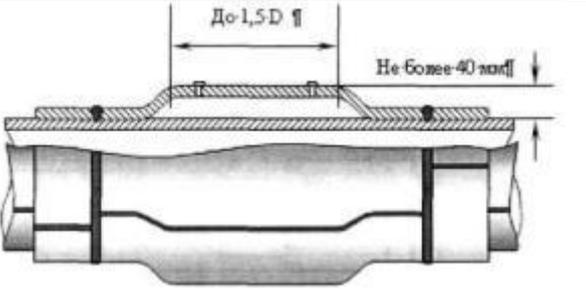
3.1.4. Приварные муфты

Муфты, предназначены для ремонта металла труб и сварных соединений на действующих магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах диаметром 159...1220 мм, с номинальной толщиной стенки 5...18 мм, работающих под давлением до 6,3 МПа (63 кгс/см²), а также на детали приварных патрубков для устранения технологических отверстий на нефтепроводах и нефтепродуктопроводах с рабочим давлением до 6,3 МПа (63 кгс/см²). Ниже приведены виды муфт, применяемых для постоянного и временного ремонта трубопровода.

Ремонтные конструкции для постоянного ремонта:

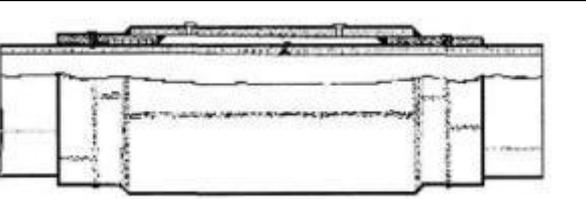
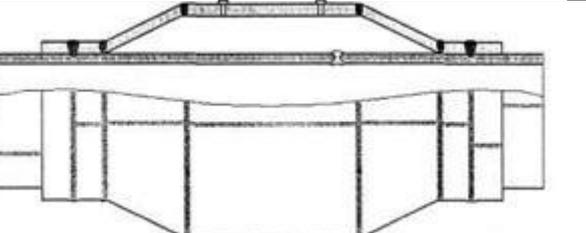
Таблица 1

Обозначение	Ремонтная конструкция	Описание ремонтной конструкции
П2		Обжимная приварная муфта с технологическими кольцами, длина муфты определяется длиной дефекта, но не более 3000 мм.
П3		Галтельная муфта для ремонта поперечных сварных швов.

П4		Галтельная муфта с короткой полостью для ремонта поперечных сварных швов (высота галтели не более 40 мм с заполнением антикоррозионной жидкостью)
П5		Сварная галтельная муфта с технологическими кольцами для ремонта поперечных сварных швов
П6		Удлиненная галтельная муфта для ремонта гофр с заполнением антикоррозионной жидкостью

Ремонтные конструкции для временного ремонта:

Таблица 2

Обозначение	Ремонтная конструкция	Описание ремонтной конструкции
В1		Приварная необжимная муфта с технологическими кольцами, и заполнением антикоррозионной жидкостью.
В2		Приварная муфта с коническими переходами и заполнением антикоррозионной жидкостью.

Требования на изготовление муфт.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

Муфты должны быть изготовлены в заводских условиях в соответствии с утвержденными в установленном порядке техническими условиями, конструкторской документацией, технологической картой, должны иметь маркировку, паспорт и сертификаты на применяемые материалы.

Применение муфт и других ремонтных конструкций, изготовленных в полевых условиях (в трассовых условиях) запрещается.

Муфты должны быть изготовлены из листового материала или из новых (не бывших в эксплуатации) прямошовных или бесшовных труб, предназначенных для сооружения магистральных нефтепроводов.

Для изготовления муфт применяются низколегированные стали марок 09Г2С, 10ХСНД, 13Г1С-У, 17Г1С-У или аналогичные им. Толщина стенки муфты и ее элементов при одинаковой прочности металла трубы и муфты должна быть не меньше толщины стенки ремонтируемой трубы. При меньшей нормативной прочности металла муфты номинальная толщина ее стенки должна быть увеличена в соответствии с расчетом по п 8.3 СНиП 2.05.06 - 85*. При этом толщина стенки муфты не должна превышать толщину стенки трубы более чем на 20% (допускается превышение 20% при округлении величины толщины стенки муфты до ближайшего стандартного значения толщины листа). Все элементы муфты должны быть одинаковой толщины.

Дефекты в виде трещин, закатов, вмятин, задиров и рисок на поверхности муфт не допускаются. Установка муфт должна производиться в соответствии с требованиями РД 153-39.4-086-01 «Технология сварочно-монтажных работ при установке ремонтных конструкций (муфт и патрубков) на действующие магистральные нефтепроводы».

Перед установкой ремонтных муфт необходимо тщательно удалить изоляционное покрытие с дефектного участка нефтепровода для последующей обработки поверхности, согласно технологии установки применяемой муфты.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

В целях правильности выбора ремонтной конструкции необходимо определить тип и фактические параметры дефекта с составлением акта проведения дефектоскопического контроля.

Приварная муфта должна перекрывать место дефекта не менее чем на 100 мм от края дефекта. Длина муфт выбирается в зависимости от длины ремонтируемого дефекта и в соответствии с требованиями технологии на установку муфт данного типа. Длина обжимной приварной муфты с технологическими кольцами не должна превышать 3000 мм. Длина цилиндрической части *удлиненной гантельной муфты* для ремонта гофр не должна превышать $1,5 D_n$

Длина полости *гантельной муфты с короткой полостью*, в которой должен находиться поперечный сварной шов ремонтируемого участка, не должна превышать 100 мм.

В местах приварки муфты и ее элементов к трубе нефтепровода должна быть проведена проверка на отсутствие дефектов стенки трубы. При наличии дефектов в стенке трубы приварка муфты в данном месте не допускается.

3.2. Ремонт методами шлифовки и заварки

3.2.1. Шлифовка

Шлифовка используется для ремонта участков труб с дефектами глубиной до 20% от номинальной толщины стенки трубы типа потеря металла (коррозионные дефекты, риски), расслоение с выходом на поверхность, мелких трещин, а также дефектов типа "аномалии сварного шва" (чешуйчатость, поры, выходящие на поверхность).

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

При шлифовке путем снятия металла должна быть восстановлена плавная форма поверхности, снижена концентрация напряжений.

					Общая часть	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Максимальное допустимое давление в трубе при проведении выборочного ремонта методом шлифовки - не более 2,5 МПа. Зашлифованный участок должен подвергаться визуальному, магнитопорошковому контролю или контролю методом цветной дефектоскопии.

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

При шлифовке трещин перед установкой муфты глубина выбранного металла обязана превышать глубину трещины не меньше, чем на пять процентов от номинальной толщины стенки. Остаточная толщина стенки после шлифовки трещин должна быть не менее пяти миллиметров.

Ремонт шлифовкой воспрещается на переходах через естественные и искусственные препятствия и другие ответственные участки.

3.2.2. Заварка

Заварку разрешается применять для ремонта дефектов тела трубы типа "потеря металла" (коррозионные язвы, риски) с остаточной толщиной стенки трубы не менее 5 мм, а также дефектов типа "аномалии поперечного сварного шва" (поры, выходящие на поверхность, подрезы сварного шва, недостаточное или отсутствующее усиление, недостаточная ширина шва) на сварных швах.

Заварка допускается, если максимальный линейный размер дефекта не превышает трех номинальных толщин стенки трубы.

Полость коррозионного повреждения и поверхность трубы в радиусе не менее двух диаметров повреждений зачищается до металлического блеска.

Заварку разрешается проводить только на полностью заполненном нефтепроводе. Выполнение заварки на частично заполненном нефтепроводе не допускается.

При выборочном ремонте максимальное допустимое давление в нефтепроводе не выше 2,5 МПа.

					<i>Общая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		55

Процедура выполнения подготовки и выполнения сварочных работ по заварке дефектов на теле трубы должна соответствовать требованиям.

Процедура выполнения подготовки и выполнения сварочных работ по заварке дефектов поперечных сварных швов должна соответствовать требованиям.

После заварки дефекта наплавленный металл должен быть обработан шлифмашинкой до получения ровной поверхности и иметь усиление не более 1 мм с плавным переходом к основному металлу.

Подготовка и выполнение сварочных работ по заварке дефектов на стенке трубы обязана соответствовать требованиям, приведенным в разделе 10 РД 153- 39.4-086-01 (введенным в действие РД-08.00-60.30.00-КТН-056-1-05).

Подготовка и выполнение сварочных работ по заварке дефектов поперечных сварных швов должна соответствовать требованиям, приведенным в «Технологии ремонта дефектов кольцевых сварных швов действующих магистральных нефтепроводов методом наплавки».

Наплавленный металл подлежит визуальному, магнитопорошковому контролю для обнаружения внешних дефектов и ультразвуковому контролю для обнаружения внутренних дефектов. По результатам неразрушающего контроля качества сварных швов делается заключение установленной формы по РД 08.00-60.30.00-КТН-046-1-05.

3.3. Вырезка дефекта

3.3.1. Технология STOPPLE

Данную технологию разработала компания T.D. Williamson и она не требует остановки перекачки. Ремонт происходит с использованием байпасной линии, по которой пускается поток нефтепродуктов, а дефектный участок на основном трубопроводе вырезается. Происходит это в следующей последовательности:

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

На первом этапе:

- на действующий трубопровод привариваются фитинги конструкции T.D. Williamson и патрубки для выравнивания давления.

На втором этапе:

1. на фитинги устанавливаются временные плоские задвижки
2. на задвижки монтируются специальные машины для врезки.
3. приваривается патрубок для выравнивания давления. Выполняются сверление и монтаж линии патрубка выравнивания давления.
4. через задвижку фрезой выполняется сверление отверстия. Высверленный купон удерживается на направляющем сверле
5. после окончания врезки задвижка закрывается, машина демонтируется. На фланец задвижки монтируется байпас или устанавливается механизм для перекрытия.

На третьем этапе:

1. выполняется перекрытие трубопровода под давлением. Внешние фитинги служат для установки байпасной линии
2. на внутренние фитинги устанавливаются устройства для перекрытия трубопроводов
3. участок трубы герметично перекрывается с двух сторон с помощью закупорочных головок
4. изолированный таким образом участок трубы освобождается от продукта, и он подготовлен к проведению ремонтных работ или вырезке

Завершающий этап:

1. после окончания работ и демонтажа машин фитинги заглушаются пробками заглушками LOCK-O-RING™ со специальной фиксирующей системой.
2. сверху фитинги закрываются глухими фланцами.

В течение всего времени приварки фитингов на трубопровод, высверливания отверстий и установки байпаса магистральный трубопровод перекачивает продукт, то есть продолжает работать.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

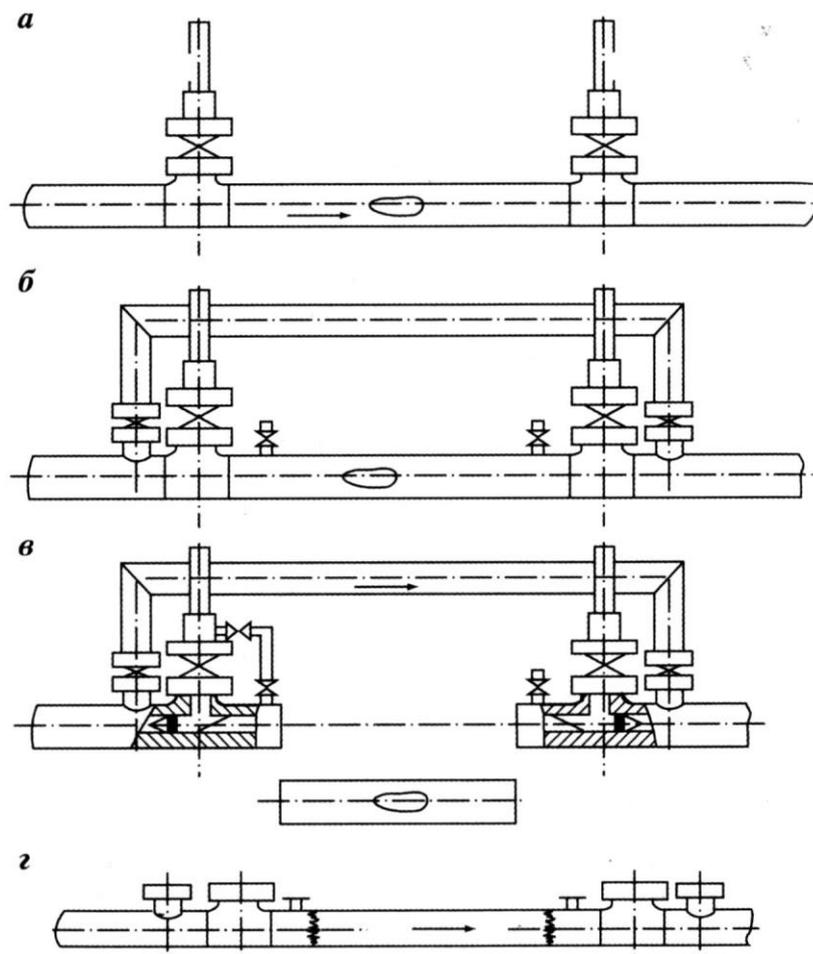


Рисунок 11: Вырезка участка под давлением

Таким образом можно отметить следующие достоинства у данного метода:

- ремонт выполняется без остановки перекачки нефтепродукта.
- отремонтировать можно любой вид дефекта трубопровода.
- снижаются риски по загрязнению окружающей среды, что могло бы повлечь финансовые затраты.
- минимальная нагрузка на обслуживающий персонал.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

4. Расчет конструктивных элементов на прочность

На прочность должны быть проверены наиболее нагруженные элементы – приварной фитинг 48" и фланцевый адаптер с боковым отводом.

Приварной фитинг подвергается проверке толщин стенки усиливающей муфты и патрубка на соответствие нормативам и устойчивость к воздействию внутреннего давления нефти и веса конструкции машины для врезки и перекрытия трубопровода.

Фланцевый адаптер проверяется на устойчивость к воздействию внутреннего давления нефти и веса конструкции машины для врезки и перекрытия трубопровода с учетом коэффициента понижения прочности от бокового отвода.

Произведем расчеты на примере участка МН «Александровское-Анжеро-Судженск».

Таблица 3: Основные характеристики МН

Диаметр трубопровода	1220 мм
Толщина стенки трубы	14 мм
Рабочее давление	4,6 МПа
Уровень качества труб	первый
Класс прочности	K52
Минимальная температура стенки нефтепровода при эксплуатации	0°C
Категория участка МН	I
Марка стали трубопровода	17Г1С
Предел текучести стали	325 МПа

					«Технологии проведения ремонта участков нефтепровода без остановки перекачки нефти»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Никитин В.А.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков					59	117
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Прежде чем приступить к расчетам конструктивных элементов технологии Stopple, определим величину допустимого рабочего давления в месте врезки фитингов.

Величина допустимого рабочего давления не должна превышать максимально допустимого ($P_{доп}$):

$$P_{доп} = \frac{2 * K * K_1 * G_T * (q - c) * 100}{D_H} \quad (1)$$

где K – коэффициент, учитывающий категорию участка трубопровода, $K = 0,75$ для категории I;

K_1 – коэффициент сварного шва, $K_1 = 0,83$;

G_T – предел текучести металла трубы, $G_m = 47,0$ кгс/мм²;

q – фактическая толщина стенки трубы в месте приварки, $q = 14$ мм;

c – поправочный коэффициент, учитывающий потерю прочности нагретого металла, $c = 2,4$ мм;

D_H – наружный диаметр трубы в месте приварки, $D_H = 1220$ мм.

Величина допустимого рабочего давления в месте врезки во время проведения работ не должна превышать максимально допустимого ($P_{доп}$).

$$P_{доп} = \frac{2 * 0,75 * 0,83 * 47 * (14 - 2,4) * 100}{1220} = 44,51 \text{ кгс/мм}^2$$

4.1. Расчет приварного фитинга «Stopple»

Фитинг «Stopple» фирмы T.D.Williamson является муфтовым разрезным тройником. Проведем проверочный расчет толщины стенки усиливающей муфты фитинга «Stopple» 48".

Минимальная толщина стенки усиливающей муфты разрезного тройника по условию (2) не должна быть меньше:

$$\delta_y \geq k_{PT} * \frac{R_{TP}^H}{R_y^H} * \delta_{TP} \quad (2)$$

где:

					Расчетная часть	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$\delta_{\text{тр}}$ – толщина стенки трубы в месте ремонта, мм;

δ_y – толщина стенки усиливающей муфты фитинга, мм;

$R_{\text{тр}}^{\text{н}}$ – нормативное временное сопротивление трубы, МПа;

$R_y^{\text{н}}$ – нормативное временное сопротивление металла усиливающей муфты, МПа;

k_{PT} – коэффициент, учитывающий наличие внутреннего давления между усиливающей муфтой и основной трубой:

$$k_{PT} = 1,5, \text{ при } \frac{D_{\text{патр}}^{\text{н}}}{D_{\text{тр}}^{\text{н}}} \leq 0.475 \quad (3)$$

$$k_{PT} = 2, \text{ при } \frac{D_{\text{патр}}^{\text{н}}}{D_{\text{тр}}^{\text{н}}} > 0.475 \quad (4)$$

где $D_{\text{тр}}^{\text{н}}$ – наружный диаметр основной трубы, мм;

$D_{\text{патр}}^{\text{н}}$ – наружный диаметр патрубка, мм.

Фитинг изготовлен из импортной стали P355NL1 с нормативным временным сопротивлением 490 МПа.

Труба нефтепровода изготовлена из стали 17Г1С с нормативным временным сопротивлением 510 МПа.

$\delta_{\text{тр}} = 14$ мм, $R_{\text{тр}}^{\text{н}} = 510$ МПа, $R_y^{\text{н}} = 490$ МПа, $D_{\text{тр}}^{\text{н}} = 1220$ мм, $D_{\text{патр}}^{\text{н}} = 874$ мм.

Определим по (3) и (4) коэффициент, учитывающий наличие внутреннего давления:

$$\frac{D_{\text{патр}}^{\text{н}}}{D_{\text{тр}}^{\text{н}}} = \frac{874}{1220} = 0,716 > 0,475, \text{ следовательно } k_{PT} = 2.$$

Тогда, по формуле (2):

$$\delta_y \geq 2 * \frac{510}{490} * 14 \geq 25 \text{ мм}$$

$$50 \text{ мм} \geq 29,14 \text{ мм} \geq 25 \text{ мм}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

Толщина стенки усиливающей муфты фитинга равна 50 мм, таким образом, фитинг удовлетворяет условию прочности по толщине стенки усиливающей муфты.

Проведем расчет минимальной толщины стенки патрубка разрезного тройника.

Минимальная толщина стенки патрубка разрезного тройника должна быть не меньше:

$$\frac{\delta_{\text{патр}}}{\delta_{\text{тр}}} \geq \frac{R_{\text{тр}}^{\text{н}}}{R_{\text{патр}}^{\text{н}}} * \left(A + B * \frac{D_{\text{патр}}^{\text{н}}}{D_{\text{тр}}^{\text{н}}} \right), \quad (5)$$

где $\delta_{\text{патр}}$ -толщина стенки патрубка фитинга, мм;

$\delta_{\text{тр}}$ - то же что и в формуле (2);

$R_{\text{тр}}^{\text{н}}$ - то же что и в формуле (2);

$R_{\text{патр}}^{\text{н}}$ - нормативное временное сопротивление металла патрубка, МПа;

A, B – коэффициенты, учитывающие наличие внутреннего давления;

$D_{\text{патр}}^{\text{н}}$ - то же что и в формуле (3);

$D_{\text{тр}}^{\text{н}}$ - то же что и в формуле (3).

$$\begin{cases} A = 0,4; B = 1,273, \text{ при } \frac{D_{\text{патр}}^{\text{н}}}{D_{\text{тр}}^{\text{н}}} \leq 0,475; \\ A = -0,215; B = 2,612, \text{ при } \frac{D_{\text{патр}}^{\text{н}}}{D_{\text{тр}}^{\text{н}}} > 0,475; \end{cases} \quad (6)$$

По (6) определим значения коэффициентов A и B :

$$\frac{D_{\text{патр}}^{\text{н}}}{D_{\text{тр}}^{\text{н}}} = \frac{874}{1220} = 0,716 > 0,475, \text{ следовательно } A = -0,215, B = 2,612.$$

Таким образом, согласно формуле (5) определим минимальную толщину стенки патрубка разрезного тройника:

					Расчетная часть	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\frac{\delta_{\text{патр}}}{14} \geq \frac{510}{490} * \left(-0,215 + 2,612 * \frac{874}{1220} \right)$$

$$\frac{\delta_{\text{патр}}}{14} \geq 1,72$$

$$\delta_{\text{патр}} \geq 24,1$$

$$40 \geq 24,1$$

Толщина стенки патрубка фитинга «Stoppie» равна 40 мм, что больше расчетного значения.

Таким образом, разрезной тройник фирмы TDW удовлетворяет условиям прочности по толщине стенки усиливающей муфты и по толщине стенки патрубка.

Устойчивость к воздействию внутреннего давления нефти и веса конструкции машины для врезки и перекрытия трубопровода определяется из условия:

$$\sqrt{\sigma_1^2 - \sigma_1 * \sigma_2 + \sigma_2^2} \leq \frac{R_y * \gamma_c}{\gamma_n} \quad (7)$$

где σ_1 – меридиональное напряжение, МПа;

σ_2 – кольцевое напряжение, МПа;

γ_c – коэффициент условий работы стенки патрубка;

γ_n – коэффициент, учитывающий уровень ответственности;

R_y – расчетное сопротивление материала, МПа.

Определим расчетное сопротивление материала:

$$R_y = \frac{R_{yn} * \gamma_c * \gamma_t}{\gamma_m * \gamma_n}, \quad (8)$$

где R_{yn} – нормативный предел текучести, МПа;

γ_t – коэффициент, учитывающий температуру эксплуатации;

γ_n – коэффициент, учитывающий уровень ответственности;

γ_m – коэффициент надежности по материалу;

					Расчетная часть	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

γ_c – то же, что и в формуле (7).

$$R_y = \frac{325 * 1,2 * 1}{1,15 * 1,05} = 322,98 \text{ МПа}$$

Определим меридиональное напряжение:

$$\sigma_1 = \frac{1,05 * g * (m_m + m_a)}{2 * \pi * r * \delta_{\text{патр}}}, \quad (9)$$

где m_m – масса машины для врезок, кг;

m_a – масс фланцевого адаптера, кг;

$r_{\text{патр}}$ – внешний радиус патрубка, м;

$\delta_{\text{патр}}$ – то же что и в формуле (5).

$$\sigma_1 = \frac{1,05 * 9,81 * (3409 + 2480)}{2 * 3,14 * 0,437 * 0,04} = 0,552 \text{ МПа.}$$

Определим кольцевые напряжения:

$$\sigma_2 = \frac{P_{\text{доп}} * D_{\text{патр}}^H}{2 * \delta_{\text{патр}}} \quad (10)$$

где $P_{\text{доп}}$ – то же что и в формуле (1);

$D_{\text{патр}}^H$ – то же что и формуле (4);

$\delta_{\text{патр}}$ – то же что и в формуле (5).

$$\sigma_2 = \frac{4,451 * 0,874}{2 * 0,04} = 48,62 \text{ МПа}$$

Проверим патрубок на соответствие условию (7):

$$\sqrt{0,552^2 - 0,552 * 48,62 + 48,62^2} \leq \frac{322,98 * 1,2}{1,05}$$

$$48,34 \text{ МПа} \leq 369,12 \text{ МПа}$$

Все условия выполняются, следовательно, фитинг удовлетворяет условиям прочности и пригоден к использованию.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

4.2. Расчет фланцевого адаптера

Устойчивость адаптера к воздействию внутреннего давления нефти и веса конструкции машины для врезки и перекрытия трубопровода определяется из условия:

$$\sqrt{\sigma_1^2 - \sigma_1 * \sigma_2 + \sigma_2^2} \leq \frac{R_y * \gamma_c}{\gamma_n} * \varphi_D \quad (11)$$

где σ_1 – то же что и в формуле (7);
 σ_2 – то же что и в формуле (7);
 γ_c – то же что и в формуле (7);
 γ_n – то же что и в формуле (7);
 R_y – то же что и в формуле (8);
 φ_D – коэффициент понижения прочности.

Так как адаптер выполнен из того же материала, что и приварной фитинг, его расчетное сопротивление будет таким же.

Определим меридиональное напряжение:

$$\sigma_1 = \frac{1,05 * g * m_M}{2 * \pi * r_a * \delta_a} \quad (12)$$

где m_M – масса машины для врезок, кг;
 r_a – внешний радиус обечайки адаптера, м;
 δ_a – толщина стенки обечайки адаптера.

$$\sigma_1 = \frac{1,05 * 9,81 * 3409}{2 * 3,14 * 0,437 * 0,04} = 0,319 \text{ МПа.}$$

Определим кольцевые напряжения:

$$\sigma_2 = \frac{P_{\text{доп}} * D_a^H}{2 * \delta_a} \quad (13)$$

где $P_{\text{доп}}$ – то же что и в формуле (1);
 D_a^H – наружный диаметр обечайки адаптера;
 δ_a – то же что и в формуле (12).

$$\sigma_2 = \frac{4,451 * 0,874}{2 * 0,04} = 48,62$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Определим коэффициент понижения прочности:

$$\varphi_D = \frac{2}{\frac{D_{\text{патр}}^{\text{вн}}}{\sqrt{D_{\text{тр}}^{\text{вн}} * \delta_a}} + 1,75}, \quad (14)$$

где $D_{\text{патр}}^{\text{вн}}$ – внутренний диаметр патрубка адаптера, мм;
 $D_{\text{тр}}^{\text{вн}}$ – внутренний диаметр обечайки адаптера, мм;
 δ_a – то же что и в формуле (12).

$$\varphi_D = \frac{2}{\frac{690}{\sqrt{790 * 40}} + 1,75} = 0,355$$

Проверим патрубок на соответствие условию (11):

$$\sqrt{0,319^2 - 0,319 * 48,62 + 48,62^2} \leq \frac{322,98 * 1,2}{1,05} * 0,355$$

$$48,46 \text{ МПа} \leq 131,04 \text{ МПа}$$

Все условия выполняются, следовательно, адаптер удовлетворяет условиям прочности и пригоден к использованию.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

5. Технологическая часть

Рассмотрим замену участка трубы с использованием технологии “Stopper” фирмы T.D.Williamson на участке МН «Александровское-Анжеро-Судженск», предназначенном для транспортировки нефти с НПС «Орловка» на ЛПДС «Анжеро-Судженск».

Перечень специального оборудования для врезки байпасной линии и перекрытия полости трубопровода под давлением приведён в табл 4.

Таблица 4

Наименование:
Разрезной тройник отводной с фланцем LOR
Разрезной тройник стопльный с фланцем LOR
Перепускной фитинг TOR (с колпаком, заглушкой, уплотнительным кольцом, ниппелем и трубной обвязкой)
Плоские задвижки для тройника (SENDWICH) отводного, стопльного
Задвижки для перепускного фитинга D _y 50 мм, D _y 75 мм
Машина для вырезания отверстий
Комплект инструмента и принадлежностей
Ручной сверлильный станок в комплекте с спиральным сверлом, адаптером, держателем заглушки TOR
Стопльное запорное устройство с запорным элементом
Заглушка LOR с уплотнительным кольцом для тройника отводного, стопльного
Глухой фланец с прокладкой для тройника отводного, стопльного

По прочностным характеристикам всё оборудование должно соответствовать давлению в трубопроводе.

Обвязка трубопровода байпасной линией и ремонт с заменой трубы выполняется с помощью врезки под давлением по следующим этапам:

1. подготовка (монтаж) байпасной линии;
2. врезка байпасной линии и включение её в работу;
3. перекрытие полости трубопровода;

					«Технологии проведения ремонта участков нефтепровода без остановки перекачки нефти»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Никитин В.А.			Технологическая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков					67	117
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

4. ремонт или замена участка трубопровода и ввод его в эксплуатацию;
5. отключение байпасной линии.

Подготовка байпасной линии ведётся наземным способом с укладкой труб на лежки или инвентарные подкладки с противораскатными упорами на бровке траншеи параллельно участку трубопровода, подлежащего ремонту.

Сборка и сварка труб в байпасную линию, контроль швов производятся в соответствии с требованиями СНиП III-42-80 и ВСН 006-89.

Возможно проектирование и изготовление инвентарной байпасной линии, состоящей из труб (трубных секций) с фланцами и собираемой на трассе без применения сварки. При использовании инвентарной байпасной линии впоследствии для ремонта других участков количество технологических операций по её подготовке существенно сокращается, снижается трудоёмкость, себестоимость и продолжительность ремонта.

Наиболее безопасно с точки зрения врезки под давлением диаметр обводного трубопровода снижать по сравнению с диаметром основного на порядок или два в стандартном ряду Ду. Полная схема узла показана на рис.12.

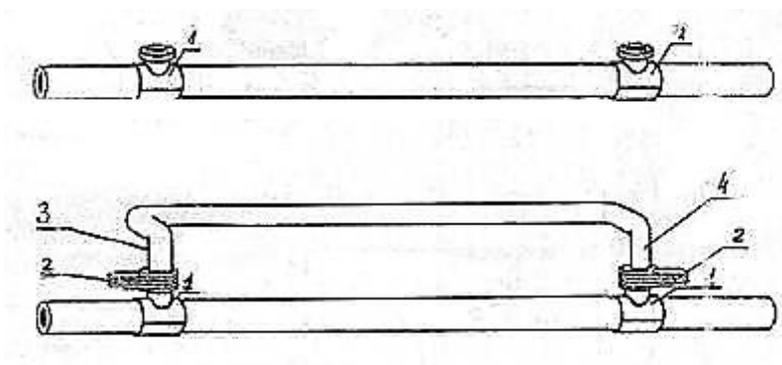


Рисунок 12: Схема байпасной линии

- 1 – разрезной тройник с фланцем (фитинг);
- 2 – плоская задвижка (SANDWICH);

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

3 – гнутый отвод;

4 – байпасная линия

Из рисунка видно, что монтаж байпасной линии включает приварку под давлением двух разрезных тройников 1 с фланцами, на фланцы устанавливаются плоские задвижки 2, байпасная линия 4 соединяется с задвижками гнутыми отводами 3 с углом поворота 90° в направлении к месту врезки в трубопровод. Конструкция для врезки под давлением в сборе показана на рис.13.

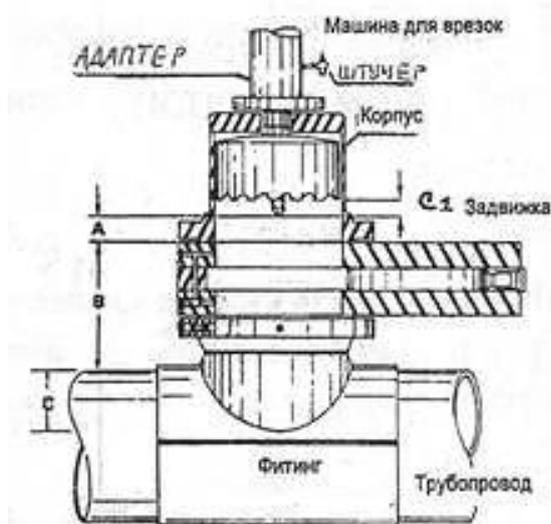


Рисунок 13: Схема в сборе машины для врезки под давлением

Машина для вырезания отверстия устанавливается на плоской задвижке и закрепляется шпильками, задвижка открывается. Перед началом работ через штуцер в адаптере машины в полость стыковочного узла следует закачать инертный газ под давлением 1,0 МПа и выдержать в течение 30 минут для проверки герметичности фланцевых соединений узла. Затем давление инертного газа поднять до уровня допустимого рабочего давления в трубопроводе на участке врезки. Для испытания разрезного тройника давление инертного газа в стыковочном узле, равное допустимому рабочему, выдерживается в течение двух часов.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

Следующий этап работ - высверлить направляющим сверлом отверстие в магистральном трубопроводе, вытеснить инертный газ из стыковочного узла через штуцер в адаптере машины, выровнять давление нефти в участке трубопровода. При этом необходимо одновременно проверить герметичность сварных швов тройника, фланцевых соединений, плоской задвижки, далее вырезать фрезой отверстие в стенке трубопровода и удалить из трубы вырезанный темплет, закрыть плоскую задвижку и демонтировать машину. Аналогичные работы произвести на другом конце участка, подлежащего ремонту, подсоединить фланцы байпасной линии к плоским задвижкам отводных тройников.

По окончании работ по подсоединению байпасной линии открыть плоские задвижки и пустить поток нефти по байпасной линии для испытания и проверки её на герметичность. Проверка на герметичность и испытание байпасной линии производится давлением перекачиваемой нефти, равным допустимому рабочему на период проведения работ по замене участка трубопровода. Продолжительность проверки и испытания байпасной линии принимается в соответствии с СНиП III-42-80. После этого закрыть плоские задвижки байпасной линии.

Одновременно с проведением работ по подсоединению байпасной линии приступить к подготовке перекрытия полости магистрального трубопровода на обоих концах участка, подлежащего ремонту. Схема перекрытого трубопровода показана на рис.14.

					Технологическая часть	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. приварить к стенке трубопровода разрезной тройник 8 с фланцем;
6. смонтировать на ручной сверлильный станок адаптер и спиральное сверло, установить станок на фитинг перепускного патрубка, вырезать отверстие в трубе, закрыть фитинг и демонтировать станок.

Аналогичную работу произвести на другом конце участка, подлежащего ремонту.

Заключительная фаза работ по перекрытию трубопровода (рис. 14) состоит в следующем:

1. на плоскую задвижку стопльного тройника 3 установить запорное устройство 6. Запорные устройства монтируют одновременно или поочерёдно на обоих концах ремонтируемого участка;
2. соединить корпуса запорных устройств с перепускными патрубками 8 трубной обвязкой 10;
3. открыть плоские задвижки байпасной линии 15 и ввести её в работу;
4. открыть плоские задвижки 3 стопльных тройников с запорными устройствами 6, ввести сначала вторую по направлению движения газа головку запорного устройства 7, затем расположенную первой головку запорного устройства 7;
5. открыть одну из задвижек 16 перепускного патрубка и через него сбросить давление между обеими запорными головками, освобождая участок трубопровода, подлежащего ремонту, от нефти;
6. для повышения надёжности перекрытия трубопровода установить герметизаторы 12;
7. для повышения герметичности уплотняющих элементов на одном из перепускных патрубков следует установить манометр 15.

Затем участок трубопровода, подлежащий ремонту, отремонтировать (заменить), вытеснить воздух из отремонтированного участка и выровнять давление по обе стороны запорных головок каждого запорного устройства через перепускные патрубки, вывести расположенную первой по направлению движения потока газа запорную головку, затем вторую и произвести испытание вваренного участка трубы давлением газа, равным допустимому рабочему.

					Технологическая часть	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Далее - закрыть задвижки перепускных патрубков, демонтировать трубную обвязку между ними и корпусами запорных устройств, закрыть плоские задвижки стопльных тройников, выпустить газ из корпусов запорных устройств и демонтировать запорные устройства, закрыть плоские задвижки байпасной линии и демонтировать байпасную линию. Работы проводятся одновременно на двух концах отремонтированного участка. Для ввода участка трубопровода в эксплуатацию врезанные фитинги закрываются заглушками и глухими фланцами.

Для этого на борштангу машины для врезки закрепить LOR-заглушку, установить машину для врезки на плоскую задвижку стопльного тройника, открыть задвижку, вытеснить воздух из адаптера машины, выровнять давление в адаптере машины и трубопроводе, опустить LOR-заглушку во фланец стопльного тройника и установить её в стопорном кольце фланца.

Сегменты стопорного кольца раздвинуть, закрепляя заглушку, убрать борштангу в адаптер машины, стравить газ из адаптера, демонтировать машину и плоскую задвижку, установить глухой фланец с прокладкой на фланец тройника и закрепить его болтами.

Аналогично, вставить LOR-заглушку во фланец отводного тройника, установить на него глухой фланец.

Такие же работы произвести на другом конце участка. Окончание работ соответствует вводу участка трубопровода в эксплуатацию.

					Технологическая часть	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6. Экономическая часть

6.1. Финансовый менеджмент

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

6.1.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками. Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга).

Для данного проекта целевой рынок – газонефтедобывающие и транспортирующие компании, такие как АО «Транснефть – Центральная Сибирь», ПАО «Газпром», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «НК «Лукойл», АО «Нафтатранс» и ПАО АНК «Башнефть».

Целесообразно выбрать два наиболее значимых критерия: размер компании и отрасль, по которым будет производиться сегментирование рынка. Размер компании очень важен, т.к. крупные компании часто используют новые технологии и допускают некоторые риски, имея возможность возместить убытки. Что же касается отраслей, то не во всех предприятиях применяется данный исследовательский проект, а только в газонефтедобывающих и транспортирующих. Отсюда вытекает географический критерий, потому что не всякий регион и не всякая страна имеет газовые и нефтяные ресурсы.

					«Технологии проведения ремонта участков нефтепровода без остановки перекачки нефти»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Никитин В.А.			Экономическая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никкульчиков					74	117
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

В таблице 5 отражена карта сегментирования рынка предоставляемых услуг для крупных, средних и мелких газонефтедобывающих и транспортирующих компаний.

		Отрасль	
		Нефтедобывающие предприятия	Нефтеперерабатывающие предприятия
Размер компании	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		

	Лукойл		Газпром		Сургутнефтегаз		Транснефть		Башнефть		Нафта транс
--	--------	--	---------	--	----------------	--	------------	--	----------	--	-------------

Таблица 5: Карта сегментирования рынка

Как видно из таблицы основными наиболее перспективными сегментами рынка в отраслях газонефтедобычи и транспортировки для формирования спроса являются компании всех размеров

6.1.1.2. Анализ технических конкурентных решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;

- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты (Таблица 6):

Таблица 6. Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б без ост.	Б ост.	К без ост.	К ост.
1	2	3	4	6	7
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1. Повышение производительности труда пользователя	0,1	5	5	0,75	0,55
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	3	0,75	0,6
2. Надежность	0,15	5	4	0,5	0,4
4. Безопасность	0,15	5	4	0,5	0,4
5. Энергоэкономичность	0,1	5	3	0,60	0,60
Экономические критерии оценки эффективности					
1. Цена	0,2	5	4	0,8	1,0
2. Конкурентоспособность продукта	0,05	4	4	0,25	0,2
3. Финансирование научной разработки	0,05	3	5	0,2	0,2
4. Срок выхода на рынок	0,05	4	4	0,2	0,25
Итого	1	41	36	4,55	4,2

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i,$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;
 B_i – вес показателя (в долях единицы);
 B_i – балл i -го показателя.

Конкурентоспособность разработки составила 4,55, в то время альтернативная разработка всего 4,2, в результате чего видно, что данная научно-исследовательская разработка является конкурентоспособной и имеет преимущество.

6.1.1.3. SWOT-анализ

SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды научно-исследовательского проекта, который помогает составить структурированное описание конкретной ситуации, и на основании этого описания можно сделать выводы. То есть это метод первичной оценки текущей ситуации, основанный на рассмотрении её с четырёх сторон: SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы).

Таблица 7. Матрица SWOT

Факторы SWOT	Сильные стороны научно-исследовательского проекта:	Слабые стороны научно-исследовательского проекта:
	С1. Экономичность технологии. С2. Экологичность технологии С3. Более свежая информация, которая была использована для разработки технологии. С4. Квалифицированный персонал	Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки Сл2. Отсутствие сертификации Сл3. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца Сл4. Отсутствие бюджетного финансирования.
Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ В2. Появление потенциального спроса на новые разработки В3. Уменьшение значимости или достоинства конкурентных	Экономичность технологии может привлечь больше сотрудников и исполнителей, вызвать спрос на нее, а это в свою очередь увеличит количество спонсоров. Кроме того, квалифицированный персонал и возможность использования разработки в отдаленных районах может уменьшить	Инновационная инфраструктура ТПУ может оказать помощь в финансировании проекта. При снижении конкурентоспособности подобных разработок и при появлении спроса на новые может появиться возможность использования данной НИР в компаниях,

	конкурентоспособность других разработок.	используемых традиционных методов переработки нефти.
Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии У2. Значимая конкуренция У3. Введения дополнительных государственных требований к сертификации У4. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства	В силу того, что в данной разработке используется более новая информация наряду со старой, то это может повысить спрос и конкуренцию разработки. В силу малой затратности проекта представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация.	Отсутствие прототипа научной разработки, необходимого оборудования и большой срок поставок материалов и комплектующих говорит об отсутствии спроса на новые технологии и отсутствия конкуренции проекта. Несвоевременное финансирование научного исследования приведет к невозможности получения сертификации.

После того как сформулированы четыре области SWOT переходят к реализации второго этапа, который состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта (таблица 8). Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-».

Таблица 8. Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	+	+	+
	B2	+	+	+	0
	B3	+	+	-	-
	B4	+	+	+	+
Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	У1	-	-	-	+
	У2	-	-	+	+

	У3	0	-	+	-
	У4	0	0	0	0
Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	В1	+	+	-	+
	В2	-	0	-	-
	В3	-	-	-	-
	В4	+	+	-	-
Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	-	-	+	+
	У2	-	+	-	-
	У3	-	-	-	0
	У4	-	-	0	-

Таблица 9. SWOT-анализ

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1. Экономичность технологии.</p> <p>С2. Экологичность технологии</p> <p>С3. Более свежая информация, которая была использована для разработки технологии.</p> <p>С4. Квалифицированный персонал</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки</p> <p>Сл2. Отсутствие сертификации</p> <p>Сл3. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца</p> <p>Сл4. Отсутствие бюджетного финансирования.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ</p> <p>В2. Появление потенциального спроса на новые разработки</p> <p>В3. Уменьшение значимости или достоинства конкурентных</p> <p>В4. Использование разработки на других объектах нефтегазового промысла</p>	<p>Экономичность технологии может привлечь больше сотрудников и исполнителей, вызвать спрос на нее, а это в свою очередь увеличит количество спонсоров (В2, В3, С1, С2, С3).</p> <p>Кроме того, квалифицированный персонал и возможность использования разработки в отдаленных районах может уменьшить конкурентоспособность других разработок (В4, С4).</p>	<p>Инновационная инфраструктура ТПУ может оказать помощь в финансировании проекта (В1, Сл2, Сл4).</p> <p>При снижении конкурентоспособности подобных разработок и при появлении спроса на новые может появиться возможность использования данной НИР в компаниях, использующих традиционные методы переработки нефти (В4, Сл.1, Сл.3).</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии</p> <p>У2. Значимая конкуренция</p>	<p>В силу того, что в данной разработке используется более новая информация наряду со старой, то это может повысить спрос и</p>	<p>Отсутствие прототипа научной разработки, необходимого оборудования и большой срок поставок материалов и</p>

У3. Введения дополнительных государственных требований к сертификации	конкуренцию разработки (С1,С2,С3,У1,У2). В силу малой затратности проекта представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация (С4,У3).	комплекующих говорит об отсутствии спроса на новые технологии и отсутствия конкуренции проекта (У1,У2,Сл1,Сл2,Сл3). Несвоевременное финансирование научного исследования приведет к невозможности получения сертификации (У3,Сл4).
У4. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства		

По результатам SWOT-анализа можно сделать вывод, что у разрабатываемого проекта сильных сторон больше чем слабых, и, изучая возможные угрозы, выяснилось, что технологии конкурентоспособны.

6.1.2. Планирование научно-исследовательских работ

6.1.2.1. Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и студент. Составим перечень этапов работ и распределим исполнителей по данным видам работ (таблица 10).

Таблица 10. 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	Студент
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, Студент
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Студент
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ существующих методов раскочки нефтепровода	Студент
	6	Разработка математической модели процесса	Студент
	7	Оценка адекватности математической модели реальному процессу	Студент
	8	Оценка влияния технологических параметров на качество продукта	Студент
Обобщение и оценка результатов	9	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, Студент

	10	Определение целесообразности проведения процесса	Руководитель, Студент
	11	Оформление пояснительной записки	Студент
	12	Разработка презентации и раздаточного материала	Студент

6.1.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости то_{жⁱ} используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min} + 2t_{\max i}}{5},$$

где то_{жⁱ} – ожидаемая трудоемкость выполнения *i*-ой работы чел.-дн.;

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной *i*-ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной *i*-ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p, учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65%.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{q_i},$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн;

то_{жⁱ} – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Рассчитаем продолжительность 1 работы – разработка технического задания:

$$t_{ожцi} = \frac{3t_{\min} + 2t_{\max i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 3}{5} = 1,8 \text{ чел-дн};$$
$$T_{pi} = \frac{t_{ожцi}}{Ч_i} = \frac{1,8}{1} = 1,8 \text{ дн.}$$

6.1.2.3. Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

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

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

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

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

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 108 - 17} = 1,52,$$

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

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

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

Все рассчитанные значения необходимо свести в таблицу:

					Экономическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

Таблица 11. Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ									Исполнители, количество			Длительность работ в рабочих днях T_{pi}			Длительность работ в календарных днях T_{ki}		
	t_{min} чел.-дни			t_{max} чел.-дни			$t_{ож}$ чел.-дни											
	исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3
Подбор и изучение материалов по теме	10	8	6	15	12	11	12	10	8	1	2	3	12	5	3	18	7	4
Выбор направления исследований	5	10	15	7	12	20	6	11	17	1	2	2	6	5	9	9	8	13
Календарное планирование работ по теме	4	9	12	6	11	15	5	10	13	1	1	2	5	10	7	7	15	10
Анализ существующей схемы теплообмена	12	13	15	14	18	20	13	15	17	2	1	1	6	15	17	9	22	25
Разработка математической модели процесса	10	13	15	14	15	16	12	14	15	1	2	1	12	7	15	17	10	23
Оценка адекватности математической модели реальному процессу	10	14	16	13	16	18	11	15	17	1	1	1	11	15	17	17	22	25
Оценка влияния технологических параметров на качество продукта	10	7	5	17	12	10	13	9	7	1	2	1	13	5	7	19	7	10
Оценка эффективности полученных результатов	5	10	14	10	13	18	7	11	16	1	2	1	7	6	16	10	8	23
Определение целесообразности проведения процесса	5	10	14	10	13	18	7	11	16	1	2	2	7	6	8	10	8	12
Оформление пояснительной записки	18	22	25	20	25	30	19	23	27	1	1	1	19	23	27	28	34	40
Разработка презентации и раздаточного материала	4	6	9	5	8	10	4	7	9	1	1	1	4	7	9	7	10	14
Итого, дн																151	152	198

6.1.3. Бюджет научно-технического исследования НТИ

6.1.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включаем транспортно-заготовительные расходы, составляющие 5 % от цены (таблица 13,14,15).

Таблица 13. Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты для исполнителя 1.

Наименование	Ед. Измерения	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Бумага	пачка	2	300	600
Ручка	шт	5	60	300
Картридж для принтера	шт	1	600	600
Тетрадь для записей	шт	3	50	150
Транспортно-заготовительные расходы (5%)				83
Итого:				1567

Таблица 14. Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты для исполнителя 2.

Наименование	Ед. Измерения	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Бумага	пачка	4	200	800
Ручка	шт	3	20	60
Картридж для принтера	шт	1	900	900
Тетрадь для записей	шт	2	10	20
Транспортно-заготовительные расходы (5%)				89
Итого:				1691

Таблица 15. Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты для исполнителя 3.

Наименование	Ед. Измерения	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Бумага	пачка	5	200	1000
Ручка	шт	4	20	80
Картридж для принтера	шт	2	900	1800
Тетрадь для записей	шт	4	10	40
Транспортно-заготовительные расходы (5%)				146
Итого:				2774

6.1.3.2. Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Для выполнения данного проекта необходимо приобретение персонального компьютера для двух участников проекта и программного обеспечения MicrosoftOffice 365 для создания документов. Также необходимо иметь экспериментальные данные от компании, которые могут быть получены двумя способами: 1) взять данные в ходе прохождения преддипломной практики; 2) провести необходимые исследования в лаборатории кафедры.

Стоимость оборудования, используемого при выполнении конкретного научного проекта и имеющегося в данной научно-технической организации, учитывается в виде амортизационных отчислений. Так, стоимость персонального компьютера при сроке амортизации 24 месяца и его использовании в течение 6 месяцев составит 26 тысяч рублей.

Таблица 16. Затраты на оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во ед. оборудования	Цена ед. оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб
1	Персональный компьютер	2	26	52
2	Компьютерная мышь	1	1	1
3	Microsoft Office 2015 Home and Business RU x32/x64	2	8	16
4	Интернет модем	1	2	2
Итого:				71

6.1.3.3. Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (15)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{дн}$ – *среднедневная* заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (16)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 17. Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	108	108
- праздничные дни	17	17
Потери рабочего времени		
- отпуск	24	48
- невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	216	192

$$Z_{дн(рук.)} = \frac{34665 \cdot 11,2}{216} = 1797,4 \text{ руб.}$$

					Экономическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

Месячный должностной оклад работника:

$$З_м = З_б \cdot (k_{пр} + k_д) \cdot k_p$$

где $З_б$ – базовый оклад, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, (определяется Положением об оплате труда);

$k_д$ – коэффициент доплат и надбавок (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: определяется Положением об оплате труда);

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Таблица 18. Расчет основной заработной платы

Исполнители	З _б , руб.	$k_{пр}$	$k_д$	k_p	З _м , руб	З _{дн} , руб.	Т _р , раб. дн.	З _{осн} , руб.
Исполнитель 1	34665	1,3	-	1,3	58583,8	1797,4	151	271407,4
Исполнитель 2	34665	1,3	-	1,3	58583,8	1797,4	152	273204,8
Исполнитель 3	34665	1,3	-	1,3	58583,8	1797,4	198	355885,2

6.1.3.4. Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10 - 15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$З_{доп} = k_{доп} \cdot З_{осн} \quad (17)$$

где $З_{доп}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{доп}$ – коэффициент дополнительной зарплаты;

$З_{осн}$ – основная заработная плата, руб.

Таблица 19. Заработная плата исполнителей НИИ

Заработная плата	Исполнитель 1
Основная зарплата	271407
Дополнительная зарплата	40711
Итого по статье С _{зп}	312118

Зарботная плата	Исполнитель 2
Основная зарплата	273204
Дополнительная зарплата	40980
Итого по статье $C_{зп}$	314184

Зарботная плата	Исполнитель 3
Основная зарплата	355885
Дополнительная зарплата	53382
Итого по статье $C_{зп}$	409267

6.1.3.5. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), \quad (18)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Таблица 20. Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель 1	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	271407	40711
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	27,1 %	
Отчисления, руб.	73551	11032
Итого	84583	

Исполнитель 2	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	273204	40980
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	27,1 %	
Отчисления, руб.	74038	11105
Итого	85143	

Исполнитель 3	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	355885	53382
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	27,1 %	
Отчисления, руб.	96444	14466
Итого	110910	

6.1.3.6. Накладные расходы

Накладные расходы – это расходы на прочие затраты, затраты на печать, ксерокопирование, оплата интернета и прочих услуг связи и коммуникации, электроэнергии. Величина накладных расходов определяется по формуле:

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

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

Величина коэффициента накладных расходов принята в размере 20%.

Рассчитаем накладные расходы на выполнение НИТ:

$$Z_{\text{накл1}} = (1567 + 71000 + 271407 + 40711 + 84583) \cdot 0,2 = 93853,6 \text{ рублей}$$

$$Z_{\text{накл2}} = (1691 + 71000 + 273204 + 40980 + 85143) \cdot 0,2 = 94403,6 \text{ рублей}$$

$$Z_{\text{накл3}} = (2774 + 71000 + 355885 + 53382 + 110910) \cdot 0,2 = 119345 \text{ рублей}$$

6.1.3.7. 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.

Таблица 21. Расчет бюджета затрат НИТ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп. 1	Исп.2	Исп.3
1. Материальные затраты НИТ	1567	1691	2774
2. Специальное оборудование для научных работ	71000	71000	71000
3. Основная заработная плата	271407	273204	355885
4. Дополнительная заработная плата	40711	40980	53382
5. Отчисления на социальные нужды	84583	85143	110910
6. Накладные расходы	93853	94403	119345
7. Бюджет затрат	563121	566421	713296

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

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}},$$

где I_{ϕ}^p - интегральный финансовый показатель разработки;

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

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

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

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a,$$

где I_m^a – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов; a_i – весовой коэффициент i -го параметра;

b_i^a , b_i^p – балльная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

					Экономическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

Таблица 22. Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Адекватность разработки	0,2	5	4	4
2. Простота применения	0,2	5	4	5
3. Экономичность	0,4	5	4	3
4. Универсальность	0,1	4	5	3
5. Способствует росту производительности труда	0,1	4	5	4
ИТОГО	1	4,8	4,2	3,7

Интегральный показатель эффективности разработки ($I_{финр}^P$) и аналога ($I_{финр}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{финр}^{Исп1} = \frac{I_m^P}{I_\phi^P} = \frac{4,8}{1} = 4,8$$

$$I_{финр}^{Исп2} = \frac{I_m^{a1}}{I_\phi^{a2}} = \frac{4,2}{0,94} = 4,46,$$

$$I_{финр}^{Исп3} = \frac{I_m^{a2}}{I_\phi^{a2}} = \frac{3,7}{0,8} = 4,62$$

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

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{Исп1}}{I_{Исп2}}$$

Таблица 23. Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,94	0,8
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,8	4,2	3,7
3	Интегральный показатель эффективности	4,8	4,46	4,62
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения (разработка относительно аналога)	1	0,989	0,996

Вывод: сравнение значений интегральных показателей эффективности показывает, что более эффективным вариантом решения поставленной в бакалаврской работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности является исполнение 1.

6.2. Техничко-экономическая часть

Данный раздел работы посвящен сравнению затрат на проведение ремонта двумя способами. Первый способ – технология STOPPLE без остановки перекачки нефти, второй – врезка в трубопровод с заменой катушки с остановкой перекачки нефти.

6.2.1. Расчет эксплуатационных затрат на замену участка трубы по технологии STOPPLE

Для проведения подсчета затрат на строительно-монтажные работы и закупку оборудования, по технологии с пуском байпасной линии через приварные фитинги, сведем имеющиеся данные в таблицы 24 и 25.

Таблица 24. Затраты на проведение строительно-монтажных работ

№ п/п	Наименование объектов, работ и затрат	Сметная стоимость, руб.
1	Подготовительные работы	
1.1	Транспортировка оборудования	69800
1.2	Зачистка изоляции	77400
1.3	Дробеструйная обработка поверхности трубопровода	53800
1.4	Предварительный подогрев	30800
Итого по п.1		231800
2	Сварочно-монтажные работы	

					Лист
Экономическая часть					93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

2.1	Сварочные работы	653600
2.2	Монтажные работы	430000
2.3	Изоляционные работы	472300
Итого по п.2		1555900
3	Заключительные работы	
3.1	Контроль сварных соединений	164300
Итого по п.3		164300
4	Прочие работы и затраты (ГСМ и т.п.)	351500
Итого:		2303500

В таблице 25 сведены затраты на материалы для проведения ремонта по существующей технологии.

Таблица 25. Затраты на приобретение оборудования и материалов

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость, руб.
1	Фитинг «Stopp» Класс 600 - 48"	шт.	2	920600
2	Компоновка ребер жесткости - 48" в комплекте с центрирующим устройством TDW	кмп.	2	13700000
3	Сверло направляющее TDW TM 1200-48"	шт.	2	22000000
4	Фреза «Stopp» TM 1200-48"	шт.	2	125800
5	Прокладка для фитинга TDW STOPPLE-48" кл.600 RF	шт.	10	13300000
6	Пробка LOR (с ниппелем под приварку купона для пропуска очистных устройств по трубопроводу) 48"	шт.	2	128100
7	Фланец глухой TDW 48"	шт.	2	160000
8	Фитинг TOR-2", класс 600RF в комплекте с резьбовой пробкой, уплотнительным резиновым кольцом, защитным колпачком, ХЛ1	кмп.	2	2800000
9	Фитинг LOR Класс 600 - 48"х32"	шт.	2	900900
10	Компоновка ребер жесткости - 32" в комплекте с центрирующим устройством	кмп.	2	11600000
11	Сверло направляющее TDW TM 1200-32"	шт.	4	34000000
12	Фреза Williamson TDW TM1200K-32	шт.	2	88000000
13	Прокладка для фитинга TDW STOPPLE-32" кл.600 RF	шт.	10	12600000
14	Фланец ответный 32"	шт.	2	131700
15	Пробка LOR (с ниппелем под приварку купона для пропуска очистных устройств	шт.	2	91400000
16	Фланец глухой TDW 32"	шт.	2	89600000
17	Кольца уплотнительные на пробку 32 дюймов	шт.	2	114100

					Экономическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
						94

18	Кольца уплотнительные на пробку 48"	шт.	2	228200
19	Секция трубы	шт.	1	138000
Итого:				382634600

6.2.2. Амортизационные отчисления

Сумма амортизационных отчислений по каждому виду основных средств за год рассчитывается линейным методом, по формуле:

$$AO = \frac{C_{oc} * H_a}{100} \quad (18)$$

где C_{oc} - первоначальная стоимость основного средства, руб.;

H_a - годовая норма амортизационных отчислений, %.

Норма амортизационных отчислений за год определяется по формуле:

$$H_a = \frac{100}{\text{Срок службы}}$$

Амортизационные отчисления за время проведения ремонта вычисляются по формуле:

$$AO_{48} = \frac{C_{oc} * H_a}{\frac{100}{365} * 4}$$

где C_{oc} - то же, что и в формуле (18);

H_a - то же, что и в формуле (18);

365 - количество дней в текущем году.

В таблицу 26 сведены результаты расчетов амортизационных отчислений.

Таблица 26. Расчет амортизационных отчислений

Виды основных средств	Кол-во, шт.	Стоимость единицы, без НДС руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма АО за 48 часов, руб.
Кран-трубоукладчик	1	5084746	8	12,5	6965,4
Автокран	1	423729	8	12,5	580,3
Сварочный агрегат	2	254238	8	12,5	348,4
Специальное оборудование для врезки и перекрытия полости нефтепровода под давлением	1	203389831	10	10,0	222889
Откачивающая установка	1	2564532	5	20,0	5620

Экономическая часть					Лист
					95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

Агрегат наполнительный	1	440678	5	20,0	965,8
Агрегат опрессовочный	1	296610	5	20,0	650,2
Передвижная электростанция	1	338983	6	16,7	619
Водоотливной агрегат	2	3432203	6	16,7	6268,7
Трубовоз	1	3004237	8	12,5	4115,4
Автомобиль грузовой	1	169491	8	12,5	232,2
Вахтовый автомобиль	1	2827119	8	12,5	3872,6
Итого:					253125

6.2.3. Общие затраты на проведение ремонта по технологии STOPPLE

Сведем все затраты в таблицу.

Таблица 27. Затраты на производство работ по замене участка трубопровода

№п/п	Наименование работ и затрат	Сметная стоимость при ремонте с приваркой фитингов 48", руб.
1	Подготовительные работы	231800
2	Сварочно-монтажные работы	1555900
3	Заключительные работы	164300
4	Прочие работы и затраты	351500
5	Амортизационные отчисления	253125
6	Приобретение оборудования и расходных материалов	382634600
Итого:		385191225

6.2.4. Расчет бюджета эксплуатационных затрат на ремонт врезкой катушки

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

Стоимость материалов и оборудования взята по прайс-листам оборудования заводов-изготовителей за 2018 год.

Результаты расчетов полной стоимости оборудования для ремонта приведены в таблице 8 и 9 (транспортные расходы составляют 2%, строительно-монтажные 5% от стоимости оборудования).

**Таблица 28. Потребность оборудования необходимого для ремонта
врезкой катушки**

Наименование	Марка	Кол.	Цена ед., руб.	Стоимость всего оборудования, руб.	Транспортные расходы, руб.	Стоимость монтажа, руб.	Полная стоимость оборудования, руб.
Бульдозер	Komatsu D 63E12	1	880000	880000	176000	440000	9416000
Экскаватор	Daewoo SOLAR L 180W1V	1	5500000	5500000	110000	275000	5885000
Сварочная машина	L1incoln Electric Inverter V3510-PRO	1	465000	465000	9300	23250	497550
Самосвальная машина	Урал 55576121-74	1	3800000	3800000	76000	190000	4066000
Вахтовая машина	Урал 3255	1	2800000	2800000	56000	140000	2996000
Трал	КРАЗ 6443080-02	1	2100000	2100000	42000	105000	2247000
Трубоискатель		1	200000	200000	4000	10000	214000
Ручная шлифовальная машины		1	13000	13000	260	650	13910
Итого:		8					25335460

Далее производим расчет амортизационных отчислений, результаты заносим в таблицу 29.

Таблица 29. Расчет амортизационных отчислений для ремонта врезкой катушки

Наименование	Марка	Кол	Полная стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
Бульдозер	Komatsu D 63E-12	1	9416000	20	1883200
Экскаватор	Daewoo SOLAR L 180W-1V	1	5885000	20	1177000
Сварочная машина	L1incoln Electric Inverter V3510-PRO	1	497550	20	99510

Самосвальная машина	Урал 5557-6121- 74	1	4066000	20	813200
Вахтовая машина	Урал 3255	1	2996000	20	599200
Трал	КРАЗ 6443-080- 02	1	2247000	20	449400
Трубоискатель	ТИ-12	1	214000	10	21400
Ручная шлифовальная машина		1	13910	10	1391
Итого:		8	25335460		5044301

Далее определим стоимость основных и вспомогательных материалов.

Таблица 30. Материалы врезки катушки по данным за 2018 год

Наименование материалов	Кол-во	Цена, руб.	Сумма, руб.
Катушка	1	950000	950000
Изоляционная пленка, кг	60	435	26100
Электроды 3 мм, кг	2,5	225	562,5
Электроды 5 мм, кг	15	195	2925
Праймер, кг	5	237	1185
Круги отрезные, шт.	1	90	90
Круги шлифовальные, шт.	2	90	180
Абразивная дробь, кг	500	60	30000
Итого:			1011042,5
Транспортные расходы, 5%			50552,1
Итого с учетом транспортных расходов			1061594,6

Далее определим продолжительность ремонтных работ на врезку катушки, руководствуясь данными ОР-75.200.00-КТН-085-13

Таблица 31. Продолжительность ремонтных работ

№ п/п	Наименование операций	Ду 1220, ч.
1	Остановка нефтепровода. Технологические переключения и закрытие задвижек для отсечения участка МН	1,5
2	Остановка приема нефти от нефтедобывающих компаний в соответствии с инструкцией взаимоотношений	2,0
3	Проверка наличия видимого разрыва электрических цепей на линейных задвижках, отсекающих участок нефтепровода, на котором производится работы	2,0
4	Вырезка участка отрезными машинками	4
5	Демонтаж участка, тройника, задвижки	3,0

					Экономическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

6	Зачистка рабочих котлованов, подготовка рабочего места сварщиков	6
7	Герметизация полости трубопровода установкой герметизаторов	1,5
8	Стыковка трубопровода, подгонка катушки, замена арматуры и деталей	
	Захлест труб, подгонка 1 катушки	5
	Замена задвижки, тройника с подгонкой катушек	7
9	Размагничивание стыкуемых торцов труб перед сваркой	3
10	Сварка стыков двух труб при толщине стенок 14 мм	9,3
11	Сварка стыков при замене задвижки	7,5
12	Сварка стыков при замене тройника	9,5
13	Дефектоскопия сварного шва и выдача письменного заключения	4,5
14	Заварка технологических отверстий, проверка готовности участка к заполнению	1,5
15	Итого:	67,3

Зная сколько требуется времени на проведение операций во время остановки МН, мы можем определить падение выручки от транспортировки нефти за время остановки МН, также используя "Индикативный тариф на транспортировку нефти за I квартал 2019 года" и производительность МН.

Исходные данные:	
Тариф по участку, руб. за тонну	2657
Время на проведение ремонта, часов	67,3
Производительность МН, млн.тн/год	50

Падение выручки определится по формуле:

$$ПВ = Z * \frac{W}{t}$$

Где Z – тариф по участку, руб. за тонну

W – производительность МН, млн.тн/год

t – время ремонта, часов

$$ПВ = 2657 * \frac{50000000 * 67,3}{8760} = 1021806285,71 \text{ руб.}$$

Сумма общих затрат:

$$ОЗ = СО + АО + СМ + ПВ$$

где СО – стоимость оборудования, руб.

АО – амортизационные отчисления, руб.

					Экономическая часть	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СМ – стоимость материалов, руб.

ПВ – падение выручки, руб.

$OЗ = 25335460 + 5044301 + 1061594,6 + 1021806285,71 = 1053247641,31$
руб.

Для проведения ремонта по технологии STOPPLE требуется 385191225 рублей, а для проведения ремонта с врезкой с заменой катушки, требуется 1021806285,71 рублей. Отсюда следует, что проведение ремонта по технологии STOPPLE выгоднее на 62,3 %. Хотя и оборудование компании T.D.Williamson стоит очень дорого, но использование этой технологии в некоторых случаях, становится более оптимальным и выгодным решением, нежели остановка перекачки нефти, которая способствует огромным материальным потерям, и вовсе несравнимых со стоимостью проведения работ по технологии STOPPLE.

					Экономическая часть	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7. Социальная часть

При производстве ремонтных работ на нефтепроводах важнейшей задачей является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности. Соответственно, целью данного раздела является анализ вредных и опасных производственных факторов, которые возникают при ремонте нефтепровода.

Рабочая зона представляет собой ремонтный котлован, в котором непосредственно происходит установка на магистральный нефтепровод ремонтной конструкции.

Устранение дефектов на магистральном нефтепроводе – это неотъемлемая часть процесса эксплуатации трубопроводов. Ремонт нефтепровода – это процесс восстановления его несущей способности до уровня, который имеет бездефектный нефтепровод, на все дальнейшее время его эксплуатации.

Ремонтная конструкция – представляет собой конструкцию, устанавливаемую на трубопровод с целью ремонта дефекта.

7.1. Производственная безопасность

Согласно ГОСТ 12.0.002-2014 факторы производственной среды делят на опасные и вредные.

К определенным условиям относятся следующие условия труда:

- интенсивность;
- длительность;
- тяжесть;
- напряженность.

					«Технологии проведения ремонта участков нефтепровода без остановки перекачки нефти»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Никитин В.А.			Социальная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никкульчиков					101	117
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						ТПУ гр. 2Б5А		

Неблагоприятные условия труда, которые могут вызвать профессиональное заболевание, временное или стойкое снижение работоспособности привести к нарушению здоровья потомства.

По природе опасные и вредные производственные факторы подразделяют на следующие группы: Для исключения или обеспечения минимального влияния вредных и опасных факторов в процессе трудовой деятельности есть системы законодательных актов и мероприятий, направленных на сохранения жизни здоровья работников. Данные свод правил регулирует такие факторы, как санитария, техника безопасности, пожарная и взрывная безопасность. Данные факторы указаны в таблице 1.

Таблица 32. Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтно-восстановительных работ по ГОСТ 12.0.003 – 2015.

Наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
1. Земляные работы; 2. Очистка трубопровода от изоляции; 3. Проведение диагностических работ 4. Сварочно-монтажные работы 5. Изоляционно-укладочные работы; 6. Контроль качества; 7. Рекультивация земель.	1. Повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума; 2. Повышенным уровнем общей вибрации; 3. Факторы с повышенным уровнем ионизирующих излучений; 4. Отсутствие или недостатки необходимого искусственного освещения.	1. Факторы, связанные с электрическим током; 2. Факторы физической природы (обусловленные свойствами воспламеняться, гореть, тлеть, взрываться и т.п.); 3. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего.	– ВРД 39-1.10-006-2000* – ГОСТ 9-602-2005 – ГОСТ 12.0.003-74 – ГОСТ Р12.1.019-2009 – ГОСТ 12.4.124-83 (ССБТ)

7.2. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении ремонтно-восстановительных работ подводного перехода магистрального нефтепровода, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

1. Повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнем звукового давления, превышающими 135 дБА.

К основным источникам шума относится работающая техника и оборудование, такие как краны-трубоукладчики, экскаваторы, шлифмашинки. Поэтому рабочие должны находиться в наушниках.

Коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи, кабины);
- использование средств звукопоглощения.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

2. Повышенным уровнем вибрации

Для санитарного нормирования и контроля используется средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах.

					Социальная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116 дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц.

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- применением вибробезопасного оборудования и инструмента;
- применением средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих на путях распространения вибрации от источника возбуждения;
- организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном НТД на них);
- введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих.

3. Факторы с повышенным уровнем ионизирующих излучений

В зависимости от группы критических органов в качестве основных дозовых пределов регламентирована предельно допустимая доза (ПДД). При облучении всего тела и для I группы критических органов установлено значение ПДД (для категории А) 50 мЭв (5 бэр) в год. Для II и III групп критических органов ПДД равна 150 и 300 мЭв (15 и 30 бэр) в год соответственно.

Основным источником ионизирующего излучения является сварка, которая проводится непосредственно в ремонтном котловане. Для защиты от ионизирующего излучения работки применяют специальные костюмы, перчатки и маску, которая сводит к минимуму влияние данного излучения на человека.

					Социальная часть	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. Отсутствие или недостатки необходимого искусственного освещения

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света.

7.3. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении ремонтно-восстановительных работ магистрального нефтепровода, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

1. Движущиеся твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины)

Скорость движения автотранспорта по строительной площадке и вблизи мест производства работ не должна превышать 10 км/час на прямых участках и 5 км/час на поворотах.

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например, двуручное управление), предотвращающие травмирование.

2. Факторы, связанные с электрическим током

Напряжение прикосновения и токи, протекающие через тело человека, не должны превышать следующих значений:

- переменный (50 Гц) – U не более 2,0 В, I не более 0,3 мА;
- переменный (400 Гц) – U не более 3,0 В, I не более 0,4 мА;
- постоянный – U не более 8,0 В, I не более 1,0 мА.

					Социальная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

Для защиты от поражения электрическим током необходимо использовать следующие средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), резиновые коврики, изолирующие подставки.

Для защиты от электрической дуги и металлических искр при сварке необходимо использовать: защитные костюмы, защитные каски или очки.

3. Факторы физической природы (обусловленные свойствами воспламеняться, гореть, тлеть, взрываться и т.п.)

В целях предотвращения аварийных ситуаций, которые представляют для объекта пожарную опасность, необходимо контролировать соблюдение следующих требований для технологических трубопроводов НПС, согласно ВППБ 01-05-99.

- На технологические трубопроводы НПС должна быть составлена схема, на которой каждый трубопровод должен иметь обозначение, запорная арматура номер.

- Обслуживающий персонал обязан знать технологическую схему трубопроводов, расположение задвижек и их назначение и уметь переключать задвижки в соответствии с ПЛА.

- Технологические трубопроводы должны оборудоваться вспомогательной обвязкой и передвижными откачивающими средствами для освобождения от нефти при аварии, пожаре или ремонте.

- Не допускается применение заглушек для отключения трубопровода, останавливаемого на длительное время, от другого трубопровода, находящегося под давлением.

- Лотки, в которых находятся технологические трубопроводы, необходимо присоединять к производственно-ливневой канализации и периодически промывать водой от скопившейся грязи и отходов нефти.

- При ремонте трубопроводов применяемые фасонные соединительные детали, прокладки и крепежные изделия по качеству и технической

					Социальная часть	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

характеристике материала должны отвечать требованиям соответствующих стандартов или технических условий;

- Технологические трубопроводы, арматуру и устройства на них следует периодически осматривать и обслуживать согласно утвержденным графикам и регламентам работ.

Так же должны соблюдаться и общие требования, которые предъявляются к объектам повышенной опасности:

- все оборудование, применяемое для проведения работ, должно быть изготовлено во взрывозащищенном исполнении;

- место проведения работ должно быть оборудовано необходимыми средствами пожаротушения;

- место проведения работ должно быть оборудовано средствами для оказания медицинской помощи при ожогах, и прочих видов термического воздействия на организм человека;

- не допускается присутствие посторонних лиц на месте проведения работ;

- допускаются лица, достигшие 18 лет;

- работники должны иметь спец. одежду и индивидуальные средства защиты;

- весь персонал должен быть ознакомлен с техникой безопасности путем инструктажей.

В состав первичных средств тушения пожаров должно входить следующее оборудование:

- ящики с песком;
- кошма 1x1 м²,
- асбестовое полотно;
- огнетушители;

					Социальная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

- водопроводная вода.

7.4. Экологическая безопасность

Все мероприятия по охране окружающей среды при ремонте магистрального нефтепровода выполнены в соответствии с 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.

Влияние на атмосферу в виду того, что тяжелые фракции нефти малоподвижны и могут создавать устойчивый очаг загрязнения, очищение природной среды от них протекает с трудом. Тяжелые нефти, содержащие смолы, асфальтены и тяжелые металлы, оказывают токсичные воздействия на организмы и изменяют воднофизические свойства почв.

В гидросфере нефть и нефтепродукты оказывают влияние на природные воды. Несмотря на низкую растворимость в воде достаточно небольшого количества нефти, чтобы ухудшилось качество и свойство воды.

В биосфере влияние оказывает любая из форм серы, находящейся в нефти (сероводород, сульфиды, меркаптаны, свободная сера), оказывает токсичное воздействие на живые организмы. А также нефть замедляет процесс роста растений, хлороз, некроз.

Экологический мониторинг проводится с целью обеспечения экологической безопасности объекта и для уменьшения неблагоприятных последствий изменения состояния окружающей среды при ремонте и эксплуатации проектируемого объекта. В процессе экологического мониторинга осуществляется отслеживание экологической обстановки в зоне влияния рассматриваемого объекта и сопоставление фоновой и фактической ситуации. Финансирование деятельности по осуществлению экологического мониторинга в период эксплуатации выполняется за счет эксплуатационных затрат, при ремонте – за счет накладных расходов.

					Социальная часть	Лист
						108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для проведения локального экологического мониторинга выполняется производственный экологический контроль. Порядок проведения производственного эколого-аналитического контроля (ПЭАК) определяется планам-графиками, которые составляются при разработке томов ПДВ, ПДС, лимитов на размещение отходов и разрешительной документации, где указаны условия лицензионной деятельности. Мониторинг поверхностных вод включает контроль качества воды в двух створах, расположенных в 500 м выше и в 500 м ниже по течению от створа подводного перехода.

Мониторинг земель выполняется независимо от форм собственности на землю и характера использования земельных ресурсов. При эксплуатации МН осуществляется локальный мониторинг земель.

Мониторинг земель включает в себя следующие наблюдения:

- за процессами, связанными с развитием водной и ветровой эрозии;
- за заболачиванием;
- за загрязнением земель нефтью;
- за процессами, вызванными образованием оврагов.

Мониторинг направлен на получение информации о фактическом состоянии компонентов природной среды. Мониторинг земель при выполнении ремонтных работ на нефтепродуктопроводе осуществляется локальными силами.

В процессе мониторинга земель ведутся наблюдения:

- за границами изъятия земель в краткосрочную аренду;
- за состоянием земель стоянок техники и мест временного размещения отходов.

Оценка состояния земель выполняется путем сравнения фактических показателей с исходными и проектными.

Объектами контроля за загрязнением почвы отходами являются ремонтные площадки.

					Социальная часть	Лист
						109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Мониторинг загрязнения атмосферы в период ремонта дефектных секций МН проводить не требуется, так как негативного воздействия на воздух ближайшего населенного пункта не произойдет.

7.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации могут быть техногенного, природного, биологического, социального или экологического характера.

К основным видам аварий, происходящих в нефтяной промышленности, относятся:

- механические повреждения оборудования, сооружений, конструкций;
- разливы нефти;
- взрывы, пожары;

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.

Для быстрого и результативного проведения аварийно-спасательных работ на нефтепроводе необходимо разработать план ликвидации последствий ЧС, в который должны быть включены нижеперечисленные мероприятия:

1. Назначение ответственных руководителей и исполнителей.

2. Оценка возможной опасности для близлежащих водоемов, так как трубопровод проходит через болотистую местность, растекающейся нефти и вероятности взрыва или пожара.

3. Мероприятия по спасению и эвакуации людей и скота, застигнутых аварией.

					Социальная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

4. Выделение необходимого количества технических средств для проведения работ по предотвращению растекания, ликвидации аварии и ее последствий.

5. Мероприятия по ликвидации аварии.

6. Мероприятия по мониторингу и оценке, предотвращению или сокращению загрязнения окружающей среды от растекшейся нефти.

Плата за загрязнения окружающей среды разлившейся нефтью при авариях на МН не освобождает эксплуатирующие их предприятия от своевременного проведения мероприятий по ликвидации последствий аварийных разливов нефти и соблюдения требований и правил, предусмотренных Федеральным законом № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».

7.6. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Согласно Трудовому кодексу РФ работник имеет право на:

- заключение, изменение и расторжение трудового договора в порядке и на условиях, которые установлены настоящим Кодексом, иными федеральными законами;
- предоставление ему работы, обусловленной трудовым договором;
- рабочее место, соответствующее государственным нормативным требованиям охраны труда и условиям, предусмотренным коллективным договором;
- возмещение вреда, причиненного ему в связи с исполнением трудовых обязанностей, и компенсацию морального вреда в порядке, установленном настоящим Кодексом, иными федеральными законами;
- обязательное социальное страхование в случаях, предусмотренных федеральными законами. Работник обязан:
- добросовестно исполнять свои трудовые обязанности, возложенные на него трудовым договором;

					Социальная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

- соблюдать правила внутреннего трудового распорядка;
- соблюдать трудовую дисциплину;
- выполнять установленные нормы труда;
- соблюдать требования по охране труда и обеспечению безопасности труда;
- бережно относиться к имуществу работодателя (в том числе к имуществу третьих лиц, находящемуся у работодателя, если работодатель несет ответственность за сохранность этого имущества) и других работников;
- незамедлительно сообщить работодателю либо непосредственному руководителю о возникновении ситуации, представляющей угрозу жизни и здоровью людей, сохранности имущества работодателя (в том числе имущества третьих лиц, находящегося у работодателя, если работодатель несет ответственность за сохранность этого имущества).

Продолжительность ежедневной работы (смены) для работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, где установлена сокращенная продолжительность рабочего времени, максимально допустимая продолжительность ежедневной работы (смены) не может превышать:

- при 36-часовой рабочей неделе - 8 часов;
- при 30-часовой рабочей неделе и менее - 6 часов.

7.7. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место, его оборудование и оснащение, применяемые в соответствии с характером работы, должны обеспечивать безопасность, охрану здоровья и работоспособность персонала.

В организации должно быть организовано проведение проверок, контроля и оценки состояния охраны и условий безопасности труда, включающих следующие уровни и формы проведения контроля:

					Социальная часть	Лист
						112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- постоянный контроль работниками исправности оборудования, приспособлений, инструмента, проверка наличия и целостности ограждений, защитного заземления и других средств защиты до начала работ и в процессе работы на рабочих местах согласно инструкциям по охране труда;
- периодический оперативный контроль, проводимый руководителями работ и подразделений предприятия согласно их должностным обязанностям;
- выборочный контроль состояния условий и охраны труда в подразделениях предприятия, проводимый службой охраны труда согласно утвержденным планам.

В случае возникновения угрозы безопасности и здоровью работников ответственные лица обязаны прекратить работы и принять меры по устранению опасности, а при необходимости обеспечить эвакуацию людей в безопасное место.

Вывод: Таким образом, в ходе исследования вопросов по данному разделу, был проведен анализ вредных и опасных производственных факторов, а также разработаны правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, применяемые на объектах нефтегазового комплекса.

					Социальная часть	Лист
						113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

В выпускной квалификационной работе были изучены различные виды дефектов нефтепровода, виды проведения капитального ремонта, а также технологии ремонта нефтепровода без остановки перекачки. Помимо этого, были проанализированы руководящие документы и нормативные требования к технологиям устранения дефектов на магистральных нефтепроводах.

Для рассмотрения был выбран произвольный участок МН. В результате для ремонта магистрального нефтепровода без остановки перекачки была выбрана технология STOPPLE. Технология является универсальной по отношению к любому виду дефекта и в некоторых ситуациях, ремонт с помощью технологии STOPPLE, является экономически выгоднее, чем применение технологии с остановкой перекачки нефти. Данный метод отвечает современным требованиям ремонта и его применение позволяет максимально снизить трудоемкость работ, повысить безопасность ремонта и снизить риски загрязнения окружающей среды.

Был произведен расчет конструктивных элементов технологии STOPPLE на прочность и устойчивость. По его результатам можно установить, что условия прочности и устойчивости рассматриваемых элементов соблюдаются.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	«Технологии проведения ремонта участков нефтепровода без остановки перекачки нефти»			
Разраб.		Никитин В.А.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков					114	117
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Список используемой литературы

1. РД-23.040.00-КТН-011-11 «Классификатор дефектов магистральных и технологических трубопроводов».
2. РД 39-0147105-015-98. Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов. - Уфа: ИПТЭР, 1998
3. РД-23.040.00-КТН-201-17 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Технология ремонта трубопроводов с применением ремонтных конструкций
4. ГОСТ 10705-80 Трубы стальные электросварные. Технические условия (с Изменениями N 1-8)
5. ГОСТ 32388-2013 Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия. - Дата введения 2014-08-01
6. РД 153-39.4-067-04 Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов.
7. Федеральный закон от 30.12.2009 N 384-ФЗ "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений", Статья 16. Требования к обеспечению механической безопасности здания или сооружения.
8. ГОСТ Р 54257-2010 "Надёжность строительных конструкций и оснований. Основные положения и требования", раздел 9.
9. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменением N 1)
10. Обслуживание трубопроводов - T.D. Williamson [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.tdwilliamson.ru/>

					«Технологии проведения ремонта участков нефтепровода без остановки перекачки нефти»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Никитин В.А.			Список используемой литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков					115	117
Консульт.						ТПУ гр. 2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

- 11.ОР-20.02-74.20.36-КТН-006-1-05 Регламент о порядке организации работ по выбору и предоставлению земельных участков для строительства, реконструкции, технического перевооружения и капитального ремонта объектов магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть».
- 12.СанПиН 2.2.3.1384-03 «Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ»
- 13.ОР-91.010.30-КТН-345-09 Порядок разработки проектов производства, работ на строительство, техническое перевооружение и реконструкцию объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.
- 14.РД-91.010.30-КТН-246-09 Положение по разработке проектов организации строительства, (в составе проектной и рабочей документации) для строительства и капитального ремонта объектов магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть».
- 15.ОР-15.00-45.21.30-КТН-003-1-01 с изм. №0-4 Регламент организации производства ремонтных и строительных работ на объектах магистральных нефтепроводов.
- 16.ПБ 03-440-02 «Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля.
- 17.ОР-03.120.00-КТН-071-09 Требования к аттестации специалистов неразрушающего контроля, выполняющих работы на объектах ПАО «Транснефть».
- 18.РД-23.040.00-КТН-090-07 с изм. № 1-5 Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов.
- 19.ГОСТ 12.0.002-2014. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Термины и определения

					Список используемой литературы	Лист
						116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 20.ГОСТ 12.0.003-2015. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
- 21.НиП II-12-77 Нормы проектирования. Защита от шума.
- 22.НРБ-76/87 Нормы радиационной безопасности.
- 23.Федеральный Закон №116 О промышленной безопасности опасных производственных объектов.
- 24.Федеральный закон № 7-ФЗ Об охране окружающей среды.
- 25.РД-75.180.00-КТН-164-06 Технология проведения работ по композитно-муфтовому ремонту магистральных трубопроводов.
- 26.РД-23.040.00-КТН-386-09 Технология ремонта магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов с давлением до 6,3 МПа.

					Список используемой литературы	Лист
						117
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		