

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технология капитального ремонта линейной части магистрального нефтепровода в условиях субтропического климата»

УДК 622.692.4.053-049.32(213)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Назаров Мамметгылыч Хандурдыевич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

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 ИШПР	Брусник О. В.	к.п.н, доцент		

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

Планируемые результаты обучения по ООП

<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>		
<i>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</i>		
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 нефтегазопромышленного 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>		

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</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-е).</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»**

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

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Назарову Мамметгылычу Хандурдыевичу

Тема работы:

«Технология капитального ремонта линейной части магистрального нефтепровода в условиях субтропического климата»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	06.02.2019 № 931/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2019
------------------------------------------	------------

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>Тексты и графические материалы отчётов о проведении внутритрубной диагностики. Параметры магистрального трубопровода, картографические данные. Нормативная документация РФ и Туркменистана о капитальном ремонте. Фондовая и периодическая литература, монографии, учебники.</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>Проанализировать нормативную документацию обеих стран. Подобрать оптимальную технологию капитального ремонта. Сделать вывод о возможности дальнейшей эксплуатации участка. Предложить вариант совместного расчёта как первоначальный способ оценки напряжённо-деформированного состояния и предела прочности магистральных трубопроводов.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> • Картографические данные • Чертежи ремонтных конструкций (комп. муфты) • Схемы
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Трубникова Н. В., д.и.н., профессор ОСГН</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Черемискина М. С., ассистент ООД</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>18.05.2019</p>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Брусник Олег Владимирович	к.п.н., доцент		18.05.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Назаров Мамметгылыч Хандурдыевич		18.05.2019

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Назарову Мамметгылычу Хандурдыевичу

Школа		Отделение школы (НОЦ)	
Уровень образования	бакалавр	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. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Бюджет затрат НИИ - 215973,94 р Накладные расходы - 29789,51 р Персонал НИИ – 2 чел Совокупная стоимость работы – 245763,45 р
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	2. 16% накладные расходы; 1,3 районный коэффициент; 30% премии; 12% надбавки.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	3. Отчисления по страховым выплатам в соответствии с Налоговым кодексом РФ (НК РФ-15) от 16.06.98, а также Трудовым кодексом РФ от 21.12.2011г. Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 27.1%; Налог на добавленную стоимость 20%
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Анализ конкурентных технических решений. Анализ проекта по технологии QuaD
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	2. Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; разработка графика Ганта календарного плана. Формирование бюджета исследовательской работы
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	3. Расчет интегрального показателя эффективности и сравнительной эффективности вариантов исполнения.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. Оценка конкурентоспособности технических решений 2. Технология QuaD 3. График проведения и бюджет НИ 4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Наталья Валерьевна	д.и.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Назаров Мамметгылыч Хандурдыевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Назарову Мамметгылычу Хандурдыевичу

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 «Социальная ответственность»:

<p><i>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</i></p>	<p><i>Объектом исследования является участок магистрального нефтепровода с дефектами, подлежащий замене. Такой объект представляет особую опасность и требует своевременного обслуживания. Одним из этапов проведения капитального ремонта являются сварочные и земляные работы. Процесс сопровождается большим количеством опасных производственных факторов, которые нередко приводит к возникновению чрезвычайной ситуации того или иного характера.</i></p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p><i>1.1 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 (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) <p><i>1.2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты;</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); 	<p><i>1.1. Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке проектируемого решения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - загазованность парами испарений разлива нефти воздуха рабочей зоны; - повышенная или пониженная температура воздуха; - повышенный уровень шума; - недостаточная освещенность рабочей зоны. <p><i>1.2. Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке проектируемого решения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - механическое травмирование; - электрический ток;
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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. 	<p>Проанализировать участок магистрального трубопровода на предмет негативного влияния на различные компоненты окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> - анализ воздействия объекта на селитебную зону. - анализ воздействия объекта на атмосферу; - анализ воздействия объекта на гидросферу; - анализ воздействия объекта на литосферу; <p>Предложить решения по снижению негативного влияния разлива и работ по его ликвидации на окружающую среду.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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 	<ul style="list-style-type: none"> - Проанализировать возможности возникновения ЧС при произошедшем разливе нефти; - Предложить превентивные меры по предупреждению ЧС, а также действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий.
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<ul style="list-style-type: none"> - Привести специальные правовые нормы трудового законодательства при работах, связанных с ликвидацией аварийного разлива нефти; - Перечислить необходимые организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны при полевых и камеральных работах.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Назаров М.Х.		

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2019
------------------------------------------	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.12.2018	<i>Введение</i>	5
28.12.2018	<i>Обзор литературы</i>	10
3.02.2019	<i>Расчёт сварки</i>	15
22.04.2019	<i>Проверка трубопровода на прочность</i>	25
28.05.2019	<i>Финансовый менеджмент</i>	15
28.05.2019	<i>Социальная ответственность</i>	15
28.05.2019	<i>Заключение</i>	5
29.05.2019	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

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

Обозначения и сокращения

НДС – напряженно-деформированное состояние;

ККН – коэффициент концентрации напряжений;

МТ – магистральный трубопровод;

МН – магистральный нефтепровод

ИК – ингибитор коррозии;

УПСВ – установка предварительного сброса воды;

ППН – пункт подготовки нефти;

ТП – трубопровод;

РУ – ремонтный участок.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					<i>Технология капитального ремонта линейной части магистрального нефтепровода в условиях субтропического климата</i>			
Разраб.		Назаров М. Х.			Обозначения и сокращения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О. В.					11	87
Консульт.						НИ ТПУ гр.2Б5А		
Рук. ООП		Брусник О. В.						

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 87 страниц, 4 рисунка, 25 таблиц, 72 источника.

Ключевые слова: магистральный трубопровод, напряженно-деформированное состояние, коррозия, дефект, Туркменистан, субтропический климат.

Цель бакалаврской работы: подбор оптимальной технологии капитального ремонта в условиях субтропического климата.

Объект исследования: проблемный участок магистрального трубопровода, расположенного на территории Туркменистана.

Методы исследования: результаты представленной работы получены на основе теоретических исследований. Поставленные задачи решались с помощью проведения литературного анализа и технологических расчётов.

Результаты и научная новизна: предложена методика ремонта трубопровода с различными видами дефектов (ручейковая, вмятина, потеря металла) в условиях субтропического климата.

Практическая ценность: предложена реальная модель эксплуатируемого нефтепровода, содержащего дефекты внутренней части. Результаты исследования могут быть использованы при предварительной оценке работоспособности участка или при проектировании аналогичных технологических решений.

Экономическая значимость: увеличение безаварийного периода работы магистрального нефтепровода.

					<i>Технология капитального ремонта линейной части магистрального нефтепровода в условиях субтропического климата</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Назаров М. Х.</i>			<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О. В.</i>					12	87
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2Б5А		
<i>Рук. ООП.</i>		<i>Брусник О. В.</i>						

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	14
1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ.....	17
1.1 Исследование климато-географических особенностей района работ	17
1.1.1 Краткая физико-географическая характеристика района работ	17
1.1.2 Климатическая характеристика района работ.....	18
1.1.3 Краткая инженерно-геологическая характеристика района работ	20
2.АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ РЕМОНТА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ	22
2.1 Виды капитального ремонта магистрального нефтепровода	23
2.2 Капитальный ремонт с заменой труб	24
2.3 Капитальный ремонт с заменой изоляционного покрытия	27
2.4 Выборочный ремонт	29
2.5 Выбор вида капитального ремонта	30
3. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	33
3.1 Расчёт режима сварки.....	33
3.2 Расчёт трубопровода на прочность	38
3.3 Расчет толщины стенки трубопровода	40
4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА...	42
5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	63
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	82
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	83

					Оглавление	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Введение

Современная сеть магистральных нефтепроводов имеет значительную протяженность, большие диаметры, характеризуется высоким давлением перекачки и значительным возрастом.

Возрастной состав и высокие требования к экологической безопасности магистральных трубопроводов обуславливают необходимость обеспечения надежной, безотказной работы и предупреждения аварий нефтепроводной системы.

Подземные нефтепроводы подвергаются интенсивному воздействию внешних факторов, воздействию перекачиваемой нефти, что приводит к старению и износу труб. Магистральные трубопроводы практически не имеют резерва, и поэтому возникающие в процессе эксплуатации дефекты и их несвоевременное устранение могут привести к длительному простоею всего магистрального нефтепровода. В этой связи актуальным становится вопрос о проведении капитального ремонта действующих объектов нефтепроводного транспорта, обеспечивающего надежную и безотказную работу крупных транспортных систем. На основе технических отчётов по внутритрубной диагностике магистрального нефтепровода «Хазар - Готурдепе» на участке 12 км было выявлено большое скопление дефектов типа «потеря металла», то есть локальное утонение толщины стенки трубы. В связи с особенностью их расположения и характеру проявления, согласно РД-23.040.00-КТН-201-17 «Технология ремонта трубопроводов с применением ремонтных конструкций» рекомендуется установка композитных муфт, однако, проведённое ДДК, обнаружило дефекты других типов по всей длине проблемного участка.

					<i>Технология капитального ремонта линейной части магистрального нефтепровода в условиях субтропического климата</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Назаров М. Х.			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Брусник О. В.					14	87
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ зр.2Б5А		
<i>Рук. ООП</i>		Брусник О. В.						

Неэффективное и несвоевременное устранение дефектов может привести к возникновению масштабной аварии (учитывая протяженность участка с дефектами), устранение последствий которой может потребовать значительных финансовых, трудовых, материальных и прочих затрат и ресурсов. В этой связи основной целью данной работы является выявление оптимальной технологии проведения капитального ремонта данного участка магистрального нефтепровода.

Достижению цели способствует решение таких задач как:

- Изучение нормативно-технической документации, регламентирующей ремонт подземных линейных сооружений;
- изучение видов капитального ремонта, а также содержания и последовательности работ при капитальном ремонте подземных трубопроводов;
- проведение технологических расчетов ремонтируемого участка магистрального нефтепровода;
- анализ финансовых затрат, требующихся для проведения ремонта;
- анализ осуществления капитального ремонта магистральных нефтепроводов с точек зрения экологической безопасности и социальной ответственности.

Предполагается, что капитальный ремонт с заменой труб является наиболее эффективным по восстановлению линейной части. Технико-экономическая целесообразность изучаемого вопроса заключается в определении опасного характера выявленных дефектов, плохом техническом состоянии данного участка трубопровода.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						15
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Теоретической и методологической основой данного исследования стали основные нормативные документы в области капитального ремонта магистральных нефтепроводов (РД-23.040.00-КТН-201-17 «Технология ремонта трубопроводов с применением ремонтных конструкций», СП 86.13330.2014 «Магистральные трубопроводы»), СНТ (Строительные нормы Туркменистана) учебные пособия, аналитические статьи по изучению вопроса о возможности импортозамещения материалов и техники, статистические и технологические данные по объектам нефтепроводного транспорта АО «АК «Транснефть», а также интернет-ресурсы.

Данная работа логично описывает весь процесс ремонта, затрагивая перечень актуальных тематик работы на производстве не только в Российской Федерации но и в Туркменистане. Работа включает в себя разделы, содержащие обзор существующих методик, их современные и актуальные аналоги и сравнительный анализ технологий.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						16
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1. Обзор литературы

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

- РД-23.040.00-КТН-201-17 «Технология ремонта трубопроводов с применением ремонтных конструкций» Публичного акционерного общества ПАО "Транснефть"
- РД-23.040.00-КТН-140-11
- СП 86.13330.2014 «Магистральные трубопроводы»
- СНТ – Строительные нормы Туркменистана

1.1. Исследование климато-географических особенностей района работ

1.1.1 Краткая физико-географическая характеристика района работ

В административном отношении район производства работ относится к городу Хазар, Туркменистан. Участок капитального ремонта находится на 14 км участка магистрального нефтепровода «Хазар - Готурдепе» Город расположен в 110 км к юго-западу от административного центра веляята Балканабада, на берегу Каспийского моря, на полуострове Челекен, который до 1930-х годов был островом.

					Технология капитального ремонта линейной части магистрального нефтепровода в условиях субтропического климата			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Назаров М. Х.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О. В.					17	87
Консульт.						НИ ТПУ гр.2Б5А		
Рук. ООП		Брусник О. В.						

1.1.2 Климатическая характеристика района работ

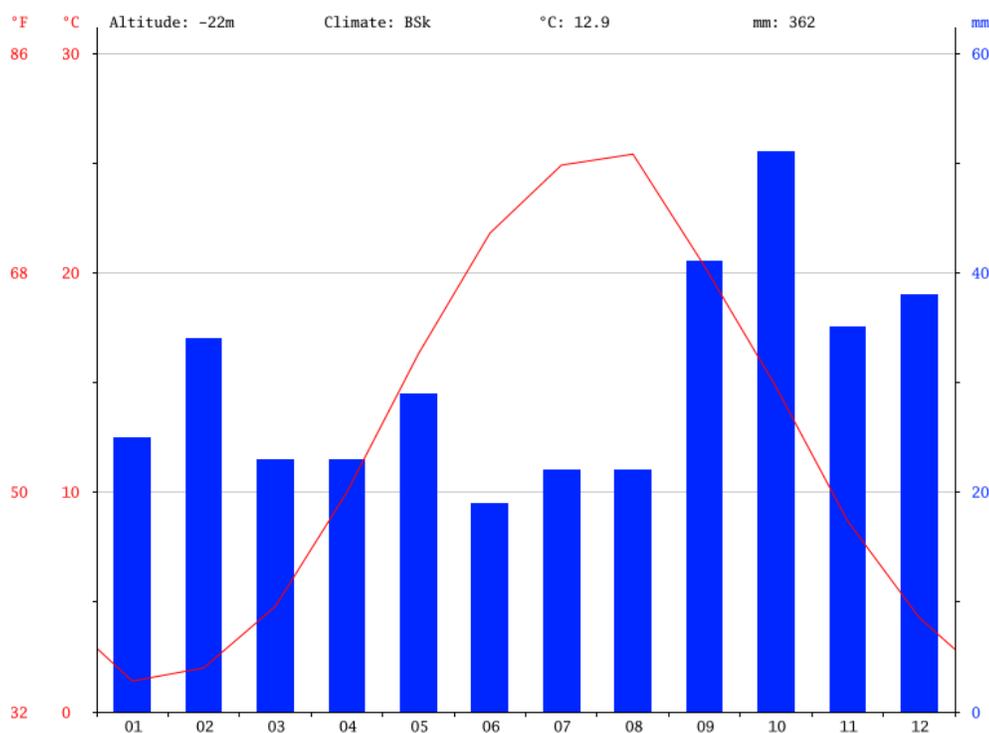


Рис. 1. Годовые данные об осадках

Самый сухой месяц Июнь, 19 мм осадков. Наибольшее количество осадков выпадает в Октябрь, в среднем 51 мм. Среднегодовая температура в городе Хазар - 15.7 °С. Среднегодовой уровень осадков – 140 мм. Подробнее, средняя месячная температура предоставлена в таблице 1.

Таблица 1 - Средняя месячная и годовая температура воздуха

	Январь	Февраль	март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Средний температура (°C)	1.4	2	4.8	10	16.3	21.8	24.9	25.4	20.3	14.8	8.7	4.3
минимум температура (°C)	-2	-1.2	1.3	5.5	12	17.1	20.4	17.4	16	10.8	5.3	1.1
максимум температура (°C)	4.9	5.2	8.3	14.5	20.7	26.5	29.5	33.5	24.7	18.8	12.1	7.6
Норма осадков (мм)	25	34	23	23	29	19	22	22	41	51	35	38

Существует разница в 32 мм осадков между засушливым и дождливым месяцем. Изменение температуры в течение всего года 24.0° С. Полезные советы о чтении таблицы климата: За каждый месяц, можно найти данные о осадках (мм), среднее, максимальное и минимальной температуры (в градусах по Цельсию и по Фаренгейту). Значение первой строки: месяца с января по декабрь.

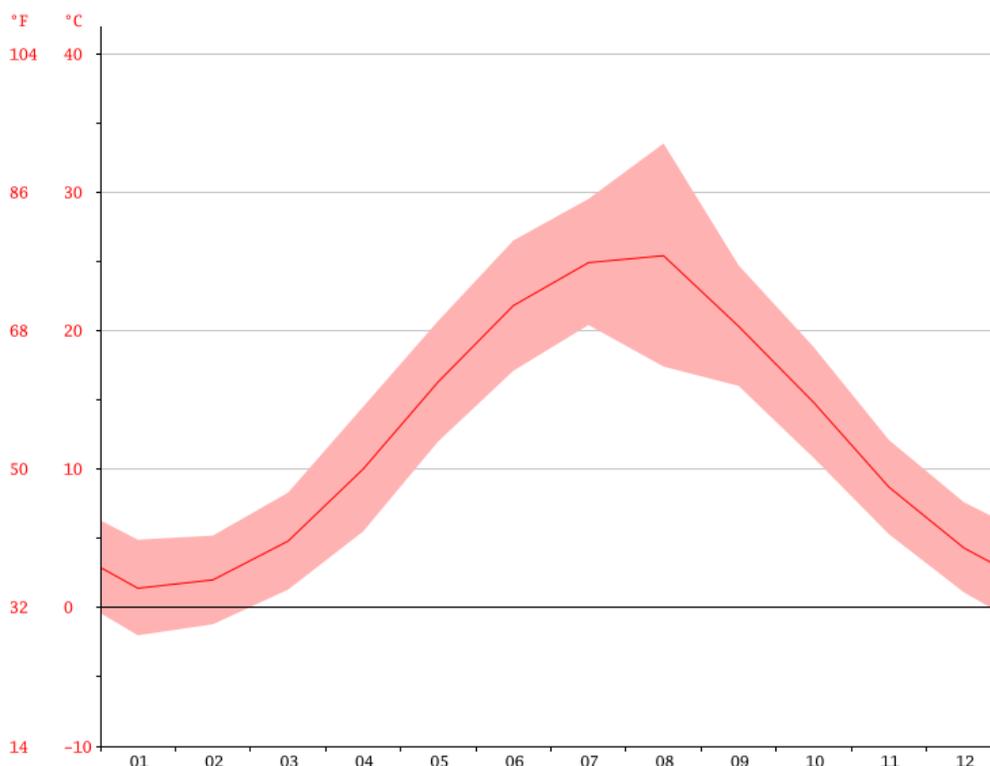


Рис. 2. Годовые данные о температуре

Август является самым теплым месяцем года. Температура в Август в среднем 25.4 ° С. Самые низкие средние температуры в год происходят в Январе, когда она составляет около 1.4 °С.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

1.1.3 Краткая инженерно-геологическая характеристика района работ

Почти четверть территории находится в низменности Turansky, занимаемой обычно пустыней Каракумы. Только на юге довольно узкая полоса высот и горных отрезков средней высоты. Под Кушкой существует экстремальный южный пункт (и СНГ). В южной части расположены, Монтируют Копетдаг (высота к 2 942 м, Повышение); на северо-запад от них расположены два изолированных гребня: Small Balkhan (777 м) и Great Balkhan (1 881 м). Равнина предгорья, которая в Западных слияниях с Каспийской низкой равниной примыкает к Копетдагу от полярного. На юго-востоке северные предгорья Паропамиза - высота Badkhyz (1 267 м) и Karabil (984 м), отделенные рекой Мургаб, входят в границы Туркменистана. На юго-востоке - отрог Gissar Kugitangtau (3 139 м, наивысшая точка республики).

На Западе Красноводское плато (308 м) на северо-западе - расположен южный пригород плато Устюрт. На Юге от Устюрта существует свернутая система представления области Zauzboysky частных высот с плоской вершиной (Kaplankyr, Chelyunkra, и т.д.) и понижения, отделяющие их. В Каспийских низких простых высотах Nebit Dag (39 м) возвышаются Dag (134 м), Qom Dag, Mondzhukla (27 м) и другие. В полярном и северо-востоке от равнины предгорья Копетдага Каракумы, которые отделены на центральном (или ниже) и протяжении zaunguzsky. В Междуречье юго-востока Амударьи и Теджена расположены Каракумы. Также холмистый полупереросший песок характерен для этих пустынь клеточный gryadovye; существуют места песка бархана, и в понижениях - takyra.

					Обзор литературы	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Береговая линия Каспийского моря на юге сокращена плохо, и только на севере имеет основы скручивания, формовочные заливы (Kara-Bogaz-Gol, Красноводск, туркменский язык), полуострова (Красноводск, Dardzha, Cheleken) и оплетки (самое большое - Красноводск. В островах побережья расположены Ogurchinsky, Kamysh-lyada и другие.

					Обзор литературы	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 Анализ существующих технологий ремонта линейной части

Принятие композитных материалов в качестве альтернативы традиционным ремонтным материалам подтверждается недавней разработкой нескольких норм и стандартов, в том числе ASME PCC-2 и ISO / TS 24817. Оба стандарта признают композиты как законный ремонтный материал. На сегодняшний день ремонтные системы, использующие армированные волокном композиты[1], могут быть классифицированы как предварительно отвержденные многослойные, гибкие системы мокрой укладки, предварительно пропитанные и с разделенными рукавами. Хотя продукты, производимые различными компаниями и исследовательскими институтами, имеют различные характеристики, система ремонта композитных материалов будет в основном состоять из трех частей:

1. Высокопрочные армирующие материалы из стекловолокна или углеродного волокна;
2. Адгезивные материалы с высокой скоростью отверждения и высокой производительностью;
3. Высокопрочный материал для заполнения дефектов трубопровода, который передает нагрузку

2.1 Виды капитального ремонта магистрального нефтепровода

Существует 3 основных вида капремонта магистрального нефтепровода в зависимости от характера повреждений и условий[3]:

а) ремонт с заменой труб (полная замена повреждённого участка трубы на исправный);

б) ремонт с заменой изоляционного покрытия (обновление внешней изоляции с восстановлением несущей способности стенок трубы);

в) выборочный ремонт (локальный ремонт повреждённых участков трубопровода при наличии потенциально опасных дефектов, анамалий сварного шва, производственных дефектов и так далее. Данные повреждения выявляются средствами внутритрубной диагностики.

					Обзор литературы	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.2 Капитальный ремонт с заменой труб

Большинство подземных трубопроводных систем состоят из металлических труб из-за их высокой прочности, относительной простоты соединений и низкой стоимости. Условно самой надежной системой ремонта является удаление всей поврежденной трубы и замена ее новой. Или можно удалить только поврежденный участок и накрыть его сварной стальной накладкой. В качестве альтернативы, ремонт также можно выполнить, установив стальную втулку с полным окружением или стальной зажим. Эти обычные ремонтные системы включают в себя внешние стальные гильзы, которые либо прикреплены болтами, либо приварены к внешней поверхности труб. Возможность проведения капитального ремонта с заменой дефектных участков новыми трубами позволяет полностью восстанавливать линейную часть, но ограничивается ввиду необходимости остановки перекачки продукта, длительности проведения подготовительных, собственно ремонтных работ и последующих испытаний трассы перед приемкой в эксплуатацию.

Капитальный ремонт магистрального трубопровода осуществляют тремя методами: на берме траншеи; на лежку траншеи; с прокладкой новой нитки параллельно действующему трубопроводу.[3,4]

Капитальному ремонту магистральных трубопроводов наших дней во многом присущи основные элементы техники, технологии и организации строительства: поточность как главная форма организации производства работ, комплексная механизация, применение деталей, блоков, узлов и конструкций заводского изготовления.

					Обзор литературы	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При капитальном ремонте магистральных трубопроводов изоляционно-укладочные работы выполняют в следующей последовательности: окончательно очищают трубопровод; наносят грунтовку (праймер) наносят новое изоляционное покрытие; укладывают трубопровод на дно траншеи.

При проведении капитального ремонта магистральных трубопроводов выполняются следующие основные технологические работы: подготовительные, погрузочно-разгрузочные, транспортные, земляные, подъемно-очистные, сварочно-восстановительные, изоляционно-укладочные и контроль качества работ. Для четкой организации капитального ремонта магистральных трубопроводов не менее важное значение имеет учет сезонности производства работ, от которой находится в прямой зависимости производительность потоков.

Объемы работ по капитальному ремонту магистральных трубопроводов в основном определяются их конструктивными решениями (подземный, наземный, надземный трубопровод; марка стали и толщина стенок труб; типы и виды изоляционных покрытий, система электрической защиты и т.д.), географическими условиями и сроком эксплуатации в установленном технологическом режиме. Сварочно-восстановительные работы при капитальном ремонте магистральных трубопроводов проводятся с целью ликвидации дефектов в металле труб путем Заплавки каверн, приварки заплат, хомутов, а также врезки катушек, отдельных труб и участков трубопровода различной протяженности. После очистки трубопровода от старого изоляционного покрытия и укладки его на лежание на бровке траншеи приступают к производству работ по отбраковке труб. Отбраковки труб осуществляется специальной комиссией. Поврежденные места на поверхности трубы четко фиксируются (мелом или масляной краской) для замера их протяженности и площади.

					Обзор литературы	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для обследования трубы снизу может быть применено специальное зеркало. Конкретные данные (глубина, протяженность и площадь коррозионного повреждения) характер заносятся в специальный журнал комиссии. Замер глубины повреждения стенки трубы проводится ультразвуковым толщиномером, индикатором часового типа, установленным на ровную металлическую планку длиной не менее 50 см, или штангенциркулем. Перед измерением поврежденные места должны быть полностью очищены от продуктов коррозии. Площадь повреждений на поверхности трубы определяется измерением метрической (металлической) линейкой в двух взаимно перпендикулярных направлениях. Расстояние между прилегающими повреждениями на поверхности трубы может быть определено мерной линейкой или рулеткой. После занесения данных обследований участка трубопровода в журнал. Комиссия, руководствуясь допустимыми значениями повреждений типичных инструкции на производство огневых работ на действующих магистральных газопроводах, газосборных сетях газовых промыслов и станций подземного хранения газа, транспортируют природный и попутный газ, а также с учетом конкретных особенностей, принимает решение по методу производства сварочно-восстановительных работ.

					Обзор литературы	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.3 Капитальный ремонт с заменой изоляционного покрытия

Капитальный ремонт с заменой изоляционного покрытия осуществляется следующими способами:[3]

- с поднятием трубопровода в траншее для нефтепроводов диаметром от 219 до 720 мм.
- при подъеме и прокладке трубопровода прокладывать в трубопроводах для нефтепроводов диаметром от 219 до 720 мм.
- Без поднятия трубопровода с сохранением его положения для нефтепроводов диаметром от 820 до 1220 мм.

Итак, ясно, что все методы ремонта с заменой изоляционного покрытия начинаются с локализации положения трубопровода, удаляя плодородный слой почвы, перемещая его на временный отвал, и планируя полосу маршрута в диапазоне движения РСК и заканчивая техническим восстановлением плодородного слоя почвы. Самым трудоемким и сложным является мониторинг магистрального трубопровода с заменой изоляционного покрытия с подъемом и укладкой трубопровода на пласт в траншею, а самый простой - с подъемом трубопровода в траншее.

Ремонт проводов с заменой изоляции в кратчайшие сроки рекомендуется в три этапа:

Этап 1. Работы, которые должны быть завершены в теплое время года (пока земля не замерзнет):

- указать положение трубопровода;

Этап 2. Работы, которые будут выполнены зимой:

- очистить от снега зоны освоения траншеи и зоны прохода ремонтного оборудования для ежедневного объема ремонтных работ;
- разработать траншею и очистить трубопровод от старого изоляционного покрытия;
- выполнять ремонтно-реставрационные работы;
- уложить трубопровод на дно траншеи, обсыпать его и заполнить траншею минеральным грунтом во время ремонта с помощью подъемника или обсыпать прокладкой трубопровода под ним;
- при ремонте без подъема засыпать траншею минеральным грунтом (сохраняя положение).

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

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

					Обзор литературы	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.4 Выборочный ремонт

Подход здесь заключается в том, чтобы уменьшить концентрацию напряжений, вызванную дефектом, путем удаления металла вокруг него для получения гладкого контура поверхности. Этот метод используется в основном для устранения дефектов потери металла, таких как механические повреждения (например, выбоины, отколы) и коррозия, хотя это также использовалось для незначительного взлома. В стандартах ремонта, таких как применяемые, например, British Gas, дефекты классифицируются как поверхностные, умеренные, тяжелые и экстремальные (1). Те, которые классифицируются как поверхностные и умеренные, могут быть отремонтированы путем повязки, и был разработан алгоритм, обеспечивающий принятие соответствующих мер предосторожности, таких как снижение давления, степень удаления металла и т. д.[5]



Рис. 3. Устранение дефекта в трубопроводе

					Расчёты и аналитика	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.5 Выбор вида капитального ремонта

Основным документом, актуальным в настоящее время, регламентирующим виды и методы капитального ремонта магистральных трубопроводов ПАО «Транснефть», является РД-23.040.00-КТН-201-17 «Технология ремонта трубопроводов с использованием ремонтных конструкций» и РД-23.040.00-КТХ.-140-11. Выбор типа капитального ремонта трубопровода и оценка технического состояния производятся на основе анализа результатов обследования (дефектоскопии) стенки трубы и состояния изоляционного покрытия, а также данные, полученные за весь период эксплуатации трубопровода. Анализ и оценка технического состояния трубопровода осуществляются на основании:

- результаты диагностики поточных инспекционных снарядов;
- обследование данных о состоянии изоляционного покрытия с помощью приборов и валов;
- значения разности защитных потенциалов «труба-земля» за весь период эксплуатации;

информация о дефектах, которые были выявлены и устранены ранее; данные технического паспорта трубопровода (дата строительства и ввода в эксплуатацию, диаметр, давление, паспорт на металлоконструкцию, информация о ремонте и т. д.).

- Выбор типа и способа ремонта зависит от таких показателей, как:
- состояние изоляционного покрытия и стенки трубы;
- размеры и взаимное расположение коррозионных повреждений стены трубы;

					<i>Расчёты и аналитика</i>	<i>Лист</i>
						30
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

о количество и распределение опасных и потенциально опасных дефектов в стенке трубы;

- особые условия трубопровода;

о фактические и прогнозируемые показатели нагрузки на нефтепровод;

- технико-экономические показатели по видам и способам ремонта [4].

Ранее было отмечено, что на 12 км участка магистрального нефтепровода «Хазар - Готурдепе» по результатам диагностики внутритрубными инспекционными снарядами было обнаружено большое количество дефектов сварного шва: номинальная толщина стенки трубы и изоляционного покрытия истончилась, на трубе были обнаружены вмятины, на сварных швах и околошовной зоне образовались трещины, поры, шлаковые включения. Данные дефекты являются опасными для функционирования данного магистрального нефтепровода и несвоевременное их устранение может привести к возникновению крупной аварии (учитывая протяженность участка с дефектами) на магистральном нефтепроводе, работа которого является стратегически важной. На устранение аварии на магистральном трубопроводе, а также всех последствий требуются значительные финансовые, трудовые, материальные и прочие затраты и ресурсы. В соответствии с РД-23.040.00-КТН-140-11, а также учитывая опасный характер дефектов, их количество и значительную площадь распространения на 12 км участка нефтепровода «Хазар - Готурдепе» необходимо произвести капитальный ремонт с заменой труб.

					<i>Расчёты и аналитика</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		31

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

Далее в работе будут описаны организационно-технические мероприятия, необходимые для реализации выбранного вида капитального ремонта, произведены технологические расчеты по соответствию вновь прокладываемых труб участка требованиям, предъявляемым к толщине стенки, прочности и устойчивости трубопровода, а также будет осуществлена проверка предотвращения недопустимых пластических деформаций.

					Расчёты и аналитика	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

3. Расчётная часть

3.1 Расчет режима сварки

Режимом сварки называют совокупность основных и дополнительных характеристик сварочного процесса, обеспечивающих получение сварных швов заданных размеров, формы и качества.

При дуговой сварке покрытыми электродами основными параметрами режима сварки являются: диаметр электрода, сила сварочного тока, напряжение дуги, площадь поперечного сечения шва, выполняемого за один проход, число проходов, род и полярность тока и др.

Расчет режимов сварки следует начать с определения геометрического строения шва. Геометрия шва и разделка кромок выбирается согласно ГОСТ 16037-80 [7]. Конструктивные элементы подготовленных кромок и размеры сварного шва следует выбирать по меньшей толщине.

Для определения числа проходов найдем общую площадь поперечного сечения наплавленного металла. Площадь наплавки обычно находят как сумму площадей элементарных геометрических фигур:

$$F_n = h^2 \operatorname{tg} \alpha + b \cdot S + 0,75 \cdot g \cdot e = 11^2 \operatorname{tg} 30 + 2 \cdot 12 + 0,75 \cdot 2,0 \cdot 18 = 120 \text{ мм}^2,$$

где S , b , e , g , α – размеры конструктивных элементов сварного соединения.

					<i>Технология капитального ремонта линейной части магистрального нефтепровода в условиях субтропического климата</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Назаров М. Х.			Расчёты и аналитика	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Брусник О. В.					33	87
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2Б5А		
<i>Рук. ООП</i>		Брусник О. В.						

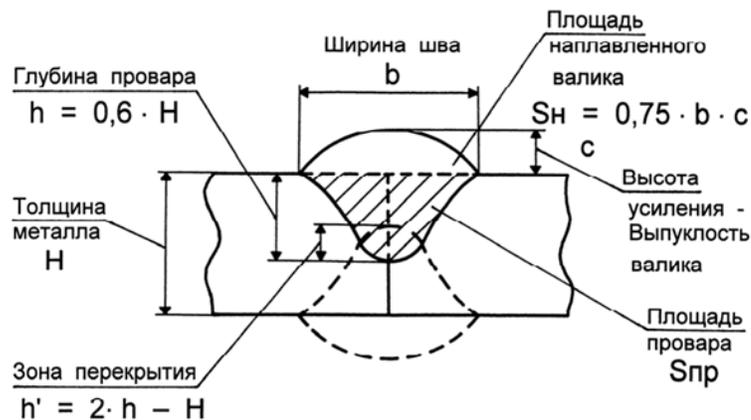


Рис. 4. Структура сварного шва

Общую площадь поперечного сечения, наплавленного и расплавленного металлов найдем по формуле:

$$F = 0,73 \cdot e \cdot (S + g) = 0,73 \cdot 18 \cdot (12 + 2) = 184 \text{ мм}^2$$

Находим площадь поперечного сечения проплавленного металла по формуле:

$$F = F_{внеш} - F_{внутр} = 184 - 120 = 64 \text{ мм}^2.$$

Корневой шов выполняем электродами диаметром 3 мм, заполнение и облицовочный шов выполняем электродами диаметром 4 мм.

Воспользуемся формулой, описанной в [20], для определения первого прохода:

$$F = (6 \dots 8) \cdot d = 6 \cdot 3 = 18 \text{ мм}^2.$$

Для определения последующих проходов:

$$F = (8 \dots 12) \cdot d = 12 \cdot 4 = 48 \text{ мм}^2.$$

Число проходов рассчитывается по формуле:

$$n = \frac{F_H - F_1}{F_n} + 1 = \frac{120 - 18}{48} = 3$$

Расчёт силы сварочного тока при сварке покрытыми электродами производится по диаметру электрода и допустимой плотности тока

$$I = \frac{\pi \cdot d_3^2}{4} \cdot j = \frac{3,14 \cdot 9}{4} (13, \dots, 18,5) = 91, \dots, 130A$$

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

где d_3 – диаметр электродного стержня, мм;

j – допускаемая плотность тока, А/мм².

Для диаметра 3 мм:

$$I = \frac{\pi * d_3^2}{4} * j = \frac{3,14 * 9}{4} (13, \dots, 18,5) = 91, \dots, 130 \text{ A}$$

принимаем, $I_{св} = 91 \text{ A}$. Для диаметра 4 мм:

$$I = \frac{\pi * d_3^2}{4} * j = \frac{3,14 * 16}{4} (10, \dots, 14,5) = 126, \dots, 182 \text{ A}$$

принимаем $I_{св} = 130 \text{ A}$.

Для приближённого расчёта напряжения на дуге воспользуемся выражением: для диаметра 3 мм:

$$U_d = 20 + 0,04 * I = 20 + 0,04 * 91 = 24 \text{ В}$$

принимаем $U_d = 24 \text{ В}$. для диаметра 4 мм:

$$U_d = 20 + 0,04 * I = 20 + 0,04 * 130 = 25,2 \text{ В}$$

принимаем $U_d = 26 \text{ В}$.

Скорость дуговой сварки покрытыми электродами обычно задается и контролируется косвенно по необходимым размерам получаемого шва и может быть определена по формуле:

$$V_{св} = \frac{\alpha_n * I}{3600 * \gamma * F_n}$$

где α_n – коэффициент наплавки, г/А·ч;

F_n – площадь поперечного сечения наплавленного металла за данный проход, см²;

γ – плотность наплавленного металла за данный проход, г/см³.

Подставляем значения в формулу и получаем для корня шва

$$V_{св} = \frac{13,5 * 91}{3600 * 7,8 * 18 * 10^{-2}} = 0,24 \frac{\text{см}}{\text{с}} = 8,6 \frac{\text{м}}{\text{ч}}$$

					Расчёты и аналитика	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Подставляем значения в формулу (13) и получаем для последующих проходов:

$$V_{св} = \frac{13,5 * 130}{3600 * 7,8 * 36 * 10^{-2}} = 0,17 \frac{см}{с} = 6,12 \text{ м/ч}$$

Значение погонной энергии определяет количество энергии, вводимое в единицу длины шва:

$$q_n = \frac{q_{эф}}{V_{св}} = \frac{I * U_d * \eta_u}{V_{св}}$$

где $q_{эф}$ – эффективная тепловая мощность сварочной дуги, Дж;

$I_{св}$ – ток сварочной дуги, А;

U_d – напряжений на дуге, В;

η_u – эффективный КПД нагрева изделия дугой, для дуговых методов сварки находится в пределах 0,6...0,9: покрытыми электродами на постоянном токе 0,75...0,85;

$V_{св}$ – скорость перемещения сварочной дуги, см/с.

Подставляем значения в формулу (14) и получаем для корня шва:

$$q_n = \frac{91 * 24 * 0,8}{0,24} = 7200 \text{ Дж/см}$$

Подставляем значения в формулу и получаем для последующих проходов:

$$q_n = \frac{q_{эф}}{V_{св}} = \frac{130 * 26 * 0,8}{0,17} = 15905 \text{ Дж/см}$$

Рассчитанные параметры сварки приведем в таблицу

					Расчёты и аналитика	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 3. Режимы сварки

Режимы сварки

Номер прохода	Диаметр электрода, мм	Сила тока, А	Напряжение, В	Скорость сварки, м/ч
Корневой шов	3	91	24	8,6
Заполняющий шов	4	130	26	6,12
Облицовочный шов	4	130	26	6,12

Технологическая свариваемость стали рассматриваем сталь 09Г2С

Наибольшее влияние на свариваемость сталей оказывает углерод.

С увеличением содержания углерода, а также ряда других легирующих элементов свариваемость сталей ухудшается. Для сварных конструкций в основном применяют конструкционные низкоуглеродистые, низколегированные, а также легированные стали. Чем выше содержание углерода в стали, тем больше опасность трещинообразования, труднее обеспечить равномерность свойств в сварном соединении. Ориентировочным количественным показателем свариваемости стали известного состава является эквивалентное содержание углерода. В зависимости от эквивалентного содержания углерода и связанной с этим склонности к закалке и образованию трещин стали по свариваемости делят на четыре группы: хорошо, удовлетворительно, ограниченно и плохо сваривающиеся. Стали первой группы хорошо свариваются без образования закалочных структур и трещин с широким диапазоне режимов, толщин и конструктивных форм. Сталь 09Г2С относится к малоуглеродистым сталям и сваривается без ограничений и сопутствующего подогрева.

					Расчёты и аналитика	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.2 Расчёт трубопровода на прочность

Расчет трубопровода на прочность проводится после выбора его основных параметров СП 36.13330.2012*[1]. Труба диаметром 1020 мм, толщина стенки 14 мм, максимальное давление 4 МПа, марка стали 09Г2С. Расчет магистрального трубопровода на прочность состоит в выполнении следующих проверок:

- кольцевых напряжений;
- продольных напряжений.

Кольцевое напряжение σ_k от внутреннего давления вычисляется по формуле:

$$\sigma_k = \frac{p \cdot D_n}{2 \cdot \delta},$$

где p – рабочее давление, МПа;

D_n – наружный диаметр трубы, мм;

δ – номинальная толщина стенки трубы, мм

$$\sigma_k = \frac{4 \cdot 1020}{2 \cdot 14} = 146 \text{ МПа},$$

Условие прочности для кольцевых напряжений:

$$\sigma_k \leq k_y \cdot F_y \cdot R_y,$$

где F_y – расчетный коэффициент по пределу текучести, принимаем 0,80;

k_y – поправочный коэффициент, зависящий от отношения нормативных характеристик стали, $k_y = 0,76$;

$\sigma_{0,2}$ – значение предела текучести металла трубы, $\sigma_{0,2} = 365 \text{ МПа}$;

$R_1 = 265$ – нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, МПа.

					Расчёты и аналитика	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Подставив значения в формулу:

$$146 \leq 0,76 \cdot 0,80 \cdot 265 \text{ МПа} = 161,12 \text{ МПа}$$

Таким образом, условие прочности для кольцевых напряжений выполняется. Продольные осевые напряжения $\sigma_{пр.N}$, определяются от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла. В частности, для прямолинейных и упруго-изогнутых участков наземных трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений, просадок и пучения грунта продольные осевые напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta},$$

где α – коэффициент линейного расширения металла трубы (для стали $\alpha = 13 \cdot 10^{-6} \text{ 1/}^\circ\text{C}$);

E – модуль упругости металла (для стали $E = 2,06 \cdot 10^5 \text{ МПа}$);

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода, мм;

μ – коэффициент Пуассона, для углеродистой стали 0,25 – 0,30;

Δt – расчётный температурный перепад нагревании равен 50 $^\circ\text{C}$.

Внутренний диаметр трубопровода:

$$D_{вн} = D - 2 \cdot \delta = 1020 - 2 \cdot 14 = 992 \text{ мм} = 0,992 \text{ м}$$

$$\sigma_{пр.N} = -13 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 50 + 0,30 \cdot \frac{1,1 \cdot 4 \cdot 992}{2 \cdot 14} = -89 \text{ МПа},$$

Определив значение продольных напряжений по необходимо провести проверку прочности трубопровода по условию формулы:

$$\sigma_{пр.N} \leq \Phi_2 \cdot R_1$$

					<i>Расчёты и аналитика</i>	<i>Лист</i>
						39
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Если $\sigma_{пр.N} \leq 0$, то в трубопроводе возникают сжимающие осевые продольные напряжения. Далее рассчитать значения напряжений и провести проверку прочности с учетом коэффициент Φ_2 , учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, который определяется по формуле:

$$\Phi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{R_1}$$

Кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления определяются так:

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta},$$

$$\sigma_{кц} = \frac{1,1 \cdot 4 \cdot 992}{2 \cdot 14} = 156 \text{ МПа},$$

$$\Phi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{156}{265}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{156}{265} = 0,56 \text{ Мпа}$$

Условие прочности выполняется, т.к.

$$-89 \text{ МПа} \leq 0,56 \text{ МПа} \cdot 265 = 148,4 \text{ МПа}$$

Расчетную толщину стенки трубопровода δ , следует определять по формуле

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)}$$

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 4 \cdot 992}{2 \cdot (265 + 1,1 \cdot 4)} = 8,1 \text{ мм} \approx 9 \text{ мм}$$

					Расчёты и аналитика	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Толщину стенки труб, следует принимать не менее $D_n/140$, но не менее 3 мм для труб условным диаметром 200 мм и менее, и не менее 4 мм - для труб условным диаметром свыше 200 мм. Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения, предусмотренного государственными стандартами или техническими условиями. При этом минусовый допуск на толщину стенки труб не учитывается.

Предположим, что допустимое значение толщины стенки не соответствует расчетному, т.е. $\delta_{\text{действительное}} < \delta_{\text{допустимое}} = 9 \text{ мм}$, и достигает такого критического размера, при котором происходит разрушение стенки и выход нефти наружу.

					Расчёты и аналитика	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. Социальная ответственность при проведении капитального ремонта магистрального нефтепровода

Введение

Магистральные нефтепроводы - сложные технические системы, несмотря на кажущуюся визуальную простоту. Их разрушение приводит к серьезным экономическим, экологическим и социальным последствиям. Наряду с другими сложными металлоконструкциями, нефтепроводы представляют опасность для обслуживающего персонала, населения и окружающей природы. Любая организация несет ответственность перед людьми за свою деятельность, т.к. любая деятельность оказывает влияние на окружающую среду и на самих людей. Эта ответственность проявляется не только в исполнении законов и организации деятельности для получения экономической выгоды, но и в ответственном поведении без получения экономической выгоды. Такое отношение к своему положению в обществе демонстрирует более высокий уровень осознания роли организаций в жизни людей. Такое отношение называют социальной ответственностью организации. В данной работе рассматривается влияние коррозионных дефектов на магистральный трубопровод, методы их устранения посредством капитального ремонта. Главная задача, стоящая перед разработчиком, является необходимость обеспечения безопасного проведения работ персоналом, вовлеченным в процесс ремонта, на всех этапах работ, а также охрана окружающей среды от вредных факторов и веществ, которые выделяются в процессах взаимодействия нефти и нефтепродуктов с окружающей средой.

					<i>Технология капитального ремонта линейной части магистрального нефтепровода в условиях субтропического климата</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Назаров М.Х.</i>			<i>Социальная ответственность при проведении капитального ремонта магистрального трубопровода</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О. В.</i>					42	87
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ зр.2Б5А		
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О. В.</i>						

4.1 Производственная безопасность

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием [ГОСТ 12.0.003-2015]. Основные виды ОВПФ, в зависимости от их источников и уровня воздействия на рабочих местах указаны в таблице 5.1.

Таблица 4.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при контроле напряженно-деформированного состояния трубопровода

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
1. Полевые работы	<ul style="list-style-type: none"> • Повышенная загазованность воздуха рабочей среды; • Влияние температуры окружающей среды • Повышенный уровень шума; 	<ul style="list-style-type: none"> • Механическое травмирование • Пожароопасность (искрообразование) • Электрический ток; 	ГОСТ 12.1.019-2009 [9]
1) Снятие ОСК; 2) Вырезка катушки 3) Сварочные работы			ГОСТ 12.0.003-2015 [10] ФЗ 22.07.2013 г. №123 СанПиН 2.2.4.548-96
2. Камеральные работы:	<ul style="list-style-type: none"> • Отклонение показателей микроклимата в помещении; • Недостаточная освещенность рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> • Электробезопасность 	СанПиН 2.2.4.548-96
1) Анализ ОСК;			
2) Расчет остаточной толщины стенки трубопровода;			
3) Расчет сварки			

4.2 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды и обоснование мероприятий по их устранению

Полевые работы

1) Испарения лёгких фракций

Как только нефть попадает на открытый участок местности, она подвергается физико-химическим и биохимическим процессам. Особую опасность представляют пары легких углеводородов и пары сероводорода, содержащиеся и выделяющиеся при испарении нефти.

В соответствии с ГОСТ 12.1.005-88 и гигиеническими нормативами ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны», ПДК для предельных углеводородов C₂-C₁₀ (в пересчете на углерод) в воздухе рабочей зоны: 300 мг/м³ - среднесменная, 900 мг/м³ – максимальная разовая (ПДК метана - 7000 мг/м³). ПДК сероводорода (H₂S) в воздухе в рабочей зоне - 10 мг/м³, в смеси с углеводородами —3 мг/м³.

Для минимизации воздействия данного фактора необходимо организовывать непрерывный контроль газовой среды в ходе проведения работ при помощи специальных устройств. При превышении ПДК составляющих газа работы необходимо приостановить и провести мероприятия по поиску и ликвидации утечек. В зонах работы с превышенными значениями ПДК необходимо использовать соответствующие СИЗ для дыхательных путей (противогазы), а также соблюдать правила безопасности.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

2) Климатические условия: температура воздуха

Климат в Туркменистане континентального типа, характеризуется засухами. Температурная амплитуда колеблется в диапазоне -30С...+50С. На севере и востоке в год регистрируется 80 мм осадков, в горных регионах до 500 мм. В непосредственном районе работ температура практически не опускается ниже нуля. В связи с ГОСТ 12.0.003-2015 относится к вредным производственным факторам, связанным с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего: температурой и относительной влажностью воздуха, скоростью движения (подвижностью) воздуха относительно тела работающего, а также с тепловым излучением окружающих поверхностей. Нейтрализовать негативное воздействие температурного режима позволяет применение спецодежды с повышенным показателем теплоотвода и фильтрации, не уменьшая при этом свойств противодействия механическим повреждениям, электро- и термоизоляции.

3) Уровень шума

Шум, возникающий при работе производственного оборудования и превышающий нормативные значения, воздействует на центральную и вегетативную нервную систему человека, органы слуха, ГОСТ 30691-2001. Предельно допустимые уровни шума на рабочих местах регламентированы СН 2.2.4/2.8.562-96 «Шум на рабочих местах». Учитывая, что с помощью технических средств в настоящее время не всегда удается решить проблему снижения уровня шума, большое внимание должно уделяться применению **средств индивидуальной защиты**: наушников, вкладышей, шлемов, защищающих ухо от неблагоприятного действия шума.

					Социальная ответственность	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.3 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды и мероприятия по их устранению

Полевые работы

1) Механическое травмирование

Подвижные части производственного оборудования, перемещение оборудования при их монтаже и демонтаже, острые кромки и заусенцы на поверхностях оборудования и инструмента могут травмировать рабочих. Требования безопасности подробно описаны в ГОСТ 12.2.003-2015 ССБТ. Оборудование производственное. Для предотвращения производственного травматизма лица, задействованные в процессе ликвидации разлива, должны знать и соблюдать технику безопасности при работе с соответствующим оборудованием, применять их только по назначению, а также быть обеспечены необходимыми средствами индивидуальной защиты: рабочая одежда, перчатки, защитные экраны, каска и т. д.

2) Пожароопасность

В зоне работы возможно скопление паров нефти, сероводорода, метана, легких углеводородов. Эти газы являются горючими и увеличивают риск возникновения пожаров и взрывов.

Основными источниками их выделения являются нарушения герметичности оборудования (дефекты материалов и строительно-монтажных работ, коррозия, не соблюдение правил эксплуатации, окончание нормативного срока службы уплотнений запорной арматуры и насосов), а также интенсивное искрообразование при сварочных работах и шлифовке.

Согласно [16] опасные газы имеют характеристики, приведенные в таблице 5.6.

						Социальная ответственность	Лист
							46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

Таблица 4.6 – Характеристика взрывоопасных газов (ГОСТ 12.1.001-76) [11]

Наименование	Температура, °С		Предел взрываемости, мг/м ³	
	вспышки	самовоспламенения	нижний	верхний
Углеводороды	3...+45	260-375	1,1	6,4
Сероводород	–	246	4,3	10
Газ нефтяной	–	405-580	6	13,5

Методы снижения пожароопасности [11]:

1. Исключение источников газообразования (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры).

2. Исключение причин возникновения пожаров и взрывов.

3. Контроль загазованности газоанализаторами.

4. Применение электрооборудования во взрывобезопасном исполнении.

Установлены пожарные щиты (пункты) со следующим набором средств пожаротушения: огнетушители пенные - 2, огнетушители порошковые или углекислотные - 1, ящики с песком - 1 (1 м³), асбестовое полотно или - 2, лопаты - 4, топоры - 2, ломы - 1. [11]

4.4 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды и мероприятия по их устранению

Камеральные работы

Электробезопасность

В соответствии с [12] помещения, где размещаются рабочие места с ПК, должны быть оборудованы защитным заземлением в соответствии с техническими требованиями по эксплуатации электроустановок и вычислительной техники.

Рабочие места с ПК не следует размещать вблизи силовых кабелей и вводов, высоковольтных трансформаторов, технологического оборудования, создающего помехи в работе ПК.

Поскольку непосредственно на ПК должно подаваться стабилизированное электропитание (с отклонением от 220 В не более – 10 % +15 %), подачу электроэнергии в компьютерные помещения следует осуществлять от отдельного независимого источника питания.

Мероприятия по обеспечению безопасности при эксплуатации ПК:

- постоянный контроль надёжности соединения контактов трёхпроводных розеток;
- подключение дисплея (при наличии только двухпроводной однофазной сети) рекомендуется через согласующее устройство. При этом сетевые фильтры и все кабели питания должны находиться как можно дальше от оператора в компактном положении с тыльной стороны рабочего места;
- исключение установки системного блока в зоне повышенной влажности и повышенного содержания пыли, на пол, у ног оператора.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						48
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- во избежание поражения электрическим током запрещается прикасаться к задней панели системного блока и переключать разъёмы периферийных устройств работающего компьютера;
- установка ПК только на жёстко закреплённой подставке, исключающей даже случайное сотрясение системного блока;
- не рекомендуется установка ПК и его клавиатуры на поверхности, накапливающие статическое электричество (органическое стекло и полированные лаковые поверхности).
- температура воздуха в помещении допускается в пределах 20-25 °С при относительной влажности до 75 %; резкие перепады температуры не допускаются.
- не допускается излишняя запылённость воздуха в помещении (не более 1 мг/м³ при максимальном размере частиц 3 мкм); обязательна влажная ежедневная уборка помещения.
- необходимо ежедневно протирать влажной салфеткой экран, приэкранный фильтр, клавиатуру и другие части ПК [12].

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		49

4.5 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды и мероприятия по их устранению

Камеральные работы

Отклонение показателей микроклимата в помещении

В целях защиты работающих от возможного перегревания или охлаждения, при температуре воздуха на рабочих местах выше или ниже допустимых величин, время пребывания на рабочих местах (непрерывно или суммарно за рабочую смену) должно быть ограничено величинами, указанными в табл.5.7 и настоящего приложения. При этом среднесменная температура воздуха, при которой работающие находятся в течение рабочей смены на рабочих местах и местах отдыха, не должна выходить за пределы допустимых величин температуры воздуха для соответствующих категорий работ

Таблица 4.7 - Время пребывания на рабочих местах при температуре воздуха выше допустимых величин

Температура воздуха на рабочем месте, °С	Время пребывания, не более при категориях работ, ч		
	Iа-Iб	IIа-IIб	III
32,5	1	-	-
32,0	2	-	-
31,5	2,5	1	-
31,0	3	2	-
30,5	4	2,5	1
30,0	5	3	2
29,5	5,5	4	2,5
29,0	6	5	3
28,5	7	5,5	4
28,0	8	6	5
27,5	-	7	5,5

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Свет является одним из важнейших условий существования человека. Согласно ГОСТ 12.0.003.-86 недостаточная освещенность рабочей зоны является вредным производственным фактором, который может вызвать ослепленность или привести к быстрому утомлению и снижению работоспособности. Свет влияет на физиологическое состояние человека, правильно организованное освещение стимулирует протекание процессов высшей нервной деятельности и повышает работоспособность. При недостаточном освещении человек работает менее продуктивно, быстро устает, растет вероятность ошибочных действий, что может привести к травматизму. В зависимости от длины волны, свет может оказывать возбуждающее (оранжево-красный) или успокаивающее (желто-зеленый) действие.

Согласно ГОСТ 12.4.011-89 к средствам нормализации освещенности производственных помещений рабочих мест относятся:

- источники света;
- осветительные приборы;
- световые проемы;
- светозащитные устройства;
- светофильтры;
- защитные очки.

					Социальная ответственность	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.6 Экологическая безопасность

Анализ воздействия на селитебную зону

Руководствуясь СНиП 2.05.13-90 «Нефтепродуктопроводы, прокладываемые на территории городов и других населенных пунктов», выбор трассы трубопровода следует выбирать из обеспечения надежности трубопровода, предотвращения возможного проникновения нефтепродуктов в селитебные зоны, а также возможности подъезда транспортных и ремонтных машин к любому участку трубопровода для проведения требуемых работ. В зоне селитебной территории допускается прокладка трубопроводов при условии, что рабочее давление не должно превышать 1,2 МПа, а участок трубопровода укладывается в защитный кожух. Расстояния от трубопроводов до зданий, сооружений и инженерных сетей следует принимать в зависимости от условий пролегания трассы и необходимости обеспечения безопасности (таблица 3)

Таблица 4.8 - Расстояние от трубопроводов до зданий, сооружений и инженерных сетей в зависимости от условий пролегания трассы

№ п/п	Здания и сооружения	Минимальные расстояния по горизонтали в свету, м
1	Общественные здания и сооружения; жилые здания в три этажа и более	50
2	Жилые здания в один и два этажа; автозаправочные станции; электроподстанции; кладбища; мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной связи; телевизионные башни; теплицы; склады различного назначения	20
3	Территории промышленных и сельскохозяйственных (фермы, тока, загоны для скота, силосные ямы) предприятий; дачи; садовые домики; индивидуальные гаражи при числе боксов свыше 20; путепроводы железных и автомобильных дорог; канализационные сооружения	15

									Социальная ответственность	Лист
										52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Для исключения возможности повреждения трубопроводов (при любом виде их прокладки) устанавливаются охранные зоны вдоль трасс трубопроводов, транспортирующих нефть, природный газ, нефтепродукты, нефтяной и искусственный углеводородные газы. Охранные зоны представляют собой участок земли, ограниченный условными линиями, проходящими в 25 метрах от оси крайнего трубопровода с каждой стороны в соответствии с пунктами СП 36.13330.2012 «СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы» и СП 34-116-97 «Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промышленных нефтегазопроводов».

Анализ воздействия на атмосферу

Особое внимание стоит уделить процессу испарения, который приводит к образованию нефтяных паров, негативно влияющих на состояние персонала, задействованного в процессе ликвидации аварийной ситуации. При большом содержании углеводородов в воздухе (более 20 %) возникает недостаток кислорода, что провоцирует удушье, отравление, возможно, даже к летальным исходам. Так же стоит отметить, что эксплуатация оборудования, используемого в процессе ликвидации разлива нефти, сопровождается неизбежными выбросами вредных веществ в атмосферу.

Анализ воздействия на гидросферу

Компоненты разлива нефти, имеющие низкий молекулярный вес легко испаряются, а более тяжелые оседают на дно водоема. Большая часть разлива распространяется на водной глади, образуя олеофильную пленку, которую достаточно трудно удалять. Так же колебания воды и течения смешивают нефть с водой в результате чего образуется водо-нефтяная эмульсия, которая не будет растворяться, что также затрудняет процесс ликвидации и очистки.

						<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			53

При разливе нефти наибольшую опасность представляет распространение ее на больших площадях, приводящее к необратимому нарушению экологического баланса и делающее невозможным в дальнейшем нормальное функционирование биологических систем. Пороговые концентрации для большинства нефти, ее составляющих и нефтепродуктов составляют 0,1 - 0,3 мг/л в соответствии с РД 52.24.476-2007 «Массовая концентрация нефтепродуктов в водах».

Анализ воздействия на литосферу

При разливе нефти и попадании ее на почву начинаются процессы деградация растительного покрова. В конечном итоге почва принимает формы химического загрязнения, опустынивания, заболачивания и т.д.

Для условий современного Туркменистана для характеристики разной степени техногенной загрязненности почвогрунтов рекомендуют уже следующие пороговые уровни концентрации нефтепродуктов (таблица 5,9).

Таблица 4.9 – пороговые уровни концентрации нефти в почвогрунтах

Уровень загрязнения	Содержание нефтепродуктов, мг/кг
Допустимый	< ПДК
Низкий	1000...2000
Средний	2001...3000
Высокий	3001...5000
Очень высокий	> 5000

Таблица 5.10 - Классификация загрязненности почвы по глубине проникновения нефтепродукта

Глубина проникновения нефти, м	Классификация загрязненности
Менее 0,15	Поверхностное замазучивание
0,15... 0,30	Мелкопрофильное замазучивание
0,30... 0,60	Среднепрофильное замазучивание
Более 0,60	Глубокопрофильное замазучивание

В природных средах, незагрязненных нефтью и нефтепродуктами, фоновое содержание природных углеводородов может колебаться от 0,01 до 1–2 мг/дм³. При содержании углеводородов в почвогрунтах от 2 до 100 мг/дм³ нефтепродукты не оказывают заметного вредного влияния на окружающую среду. Техногенное загрязнение нефтью может достигать 100 г/дм³ и более.

О присутствии нефтепродуктов в грунтовых водах судят по наличию или отсутствию характерного запаха. Пороговые значения запаха составляют для бензола 1–10 мг/л, для бензина 0,001–0,01 мг/л, для дизельного топлива 0,001–0,01 мг/л, для керосина 0,01–0,1 мг/л в соответствии с ГОСТ 17.4.3.06-86 «Охрана природы. Почвы».

					Социальная ответственность	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Меры по снижению пожароопасности при работе за ПК:

- соблюдение противопожарных требований при проектировании и эксплуатации систем вентиляции согласно
- соблюдение условий пожарной безопасности электроустановок согласно[65];
- наличие средств оповещения: пожарные извещатели (линейные, тепловые, дымовые и т.д.);
- автоматические установки пожаротушения (газовые централизованного и модульного типа, углекислотные);
- инструкции по мерам противопожарной безопасности;
- план эвакуации людей и технических средств.

					Социальная ответственность	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.7. Экологическая безопасность

При разгерметизации промышленного трубопровода и последующем выходе нефтесодержащей жидкости происходит необратимое взаимодействие компонентов нефти с окружающей средой. Так как разлив подвергается различным внешним биохимическим и физическим воздействиям, составляющие нефтесодержащей жидкости попадают в окружающую среду и тем или иным образом воздействуют на нее.

Анализ воздействия на селитебную зону

Трассы промышленных трубопроводов следует прокладывать, как правило, вне зоны селитебной территории городов и других населенных пунктов, в основном в пределах промышленных, коммунально-складских и санитарно-защитных зон предприятий и по другим территориям, свободным от жилой застройки.

Руководствуясь СНиП 2.05.13-90 «Нефтепродуктопроводы, прокладываемые на территории городов и других населенных пунктов», выбор трассы трубопровода следует выбирать из обеспечения надежности трубопровода, предотвращения возможного проникновения нефтепродуктов в селитебные зоны, а также возможности подъезда транспортных и ремонтных машин к любому участку трубопровода для проведения требуемых работ.

В зоне селитебной территории допускается прокладка трубопроводов при условии, что рабочее давление не должно превышать 1,2 МПа, а участок трубопровода укладывается в защитный кожух.

Расстояния от трубопроводов до зданий, сооружений и инженерных сетей следует принимать в зависимости от условий пролегания трассы и необходимости обеспечения безопасности (таблица 3).

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

Таблица 4.11 - Расстояние от трубопроводов до зданий, сооружений и инженерных сетей в зависимости от условий пролегания трассы

№ п/п	Здания и сооружения	Минимальные расстояния по горизонтали в свету, м
1	Общественные здания и сооружения; жилые здания в три этажа и более	50
2	Жилые здания в один и два этажа; автозаправочные станции; электроподстанции; кладбища; мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной связи; телевизионные башни; теплицы; склады различного назначения	20
3	Территории промышленных и сельскохозяйственных (фермы, тока, загоны для скота, силосные ямы) предприятий; дачи; садовые домики; индивидуальные гаражи при числе боксов свыше 20; путепроводы железных и автомобильных дорог; канализационные сооружения	15

Для исключения возможности повреждения трубопроводов (при любом виде их прокладки) устанавливаются охранные зоны вдоль трасс трубопроводов, транспортирующих нефть, природный газ, нефтепродукты, нефтяной и искусственный углеводородные газы. Охранные зоны представляют собой участок земли, ограниченный условными линиями, проходящими в 25 метрах от оси крайнего трубопровода с каждой стороны в соответствии с пунктами СП 36.13330.2012 «СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы» и СП 34-116-97 «Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов».

Анализ воздействия на атмосферу

Особое внимание стоит уделить процессу испарения, который приводит к образованию нефтяных паров, негативно влияющих на состояние персонала, задействованного в процессе ликвидации аварийной ситуации. При большом содержании углеводородов в воздухе (более 20 %) возникает недостаток кислорода, что провоцирует удушье, отравление, возможно, даже к летальным исходам. Так же стоит отметить, что эксплуатация оборудования, используемого в процессе ликвидации разлива нефти, сопровождается неизбежными выбросами вредных веществ в атмосферу. Поэтому воздействие разлива нефти на атмосферу обусловлено токсичностью природных углеводородов и сопутствующих им химических соединений.

Анализ воздействия на гидросферу

Компоненты разлива нефти, имеющие низкий молекулярный вес легко испаряются, а более тяжелые оседают на дно водоема. Большая часть разлива распространяется на водной глади, образуя олеофильную пленку, которую достаточно трудно удалять. Так же колебания воды и течения смешивают нефть с водой в результате чего образуется водо-нефтяная эмульсия, которая не будет растворяться, что также затрудняет процесс ликвидации и очистки.

При разливе нефти наибольшую опасность представляет распространение ее на больших площадях, приводящее к необратимому нарушению экологического баланса и делающее невозможным в дальнейшем нормальное функционирование биологических систем. Пороговые концентрации для большинства нефти, ее составляющих и нефтепродуктов составляют 0,1 - 0,3 мг/л в соответствии РД 52.24.476-2007 «Массовая концентрация нефтепродуктов в водах».

					Социальная ответственность	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Анализ воздействия на литосферу

При разливе нефти и попадании ее на почву начинаются процессы деградация растительного покрова, изменяются водно-физические свойства и структура почв, происходит просачивание нефтепродуктов из почв в подземные и поверхностные воды. В конечном итоге почва принимает формы химического загрязнения, опустынивания, заболачивания и т.д.

Для условий современной России для характеристики разной степени техногенной загрязненности почвогрунтов рекомендуют уже следующие пороговые уровни концентрации нефтепродуктов (таблица 4).

Таблица 4.12 – пороговые уровни концентрации нефти

Уровень загрязнения	Содержание нефтепродуктов, мг/кг
Допустимый	< ПДК
Низкий	1000...2000
Средний	2001...3000
Высокий	3001...5000
Очень высокий	> 5000

Таблица 4.13 - Классификация загрязненности почвы по глубине проникновения нефтепродукта

Глубина проникновения нефти, м	Классификация загрязненности
Менее 0,15	Поверхностное замазучивание
0,15... 0,30	Мелкопрофильное замазучивание
0,30... 0,60	Среднепрофильное замазучивание
Более 0,60	Глубокопрофильное замазучивание

В природных средах, незагрязненных нефтью и нефтепродуктами, фоновое содержание естественных углеводородов может колебаться от 0,01 до 1–2 мг/дм³. При содержании углеводородов в почвогрунтах от 2 до 100 мг/дм³ нефтепродукты не оказывают заметного вредного влияния на окружающую среду. Техногенное загрязнение нефтью может достигать 100 г/дм³ и более.

О присутствии нефтепродуктов в грунтовых водах судят по наличию или отсутствию характерного запаха. Пороговые значения запаха составляют для бензола 1–10 мг/л, для бензина 0,001–0,01 мг/л, для дизельного топлива 0,001– 0,01 мг/л, для керосина 0,01–0,1 мг/л в соответствии с ГОСТ 17.4.3.06-86 «Охрана природы. Почвы».

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						62
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Введение

Коммерческая ценность проводимого исследования или введенного продукта преобладает над ценностью этого открытия с научной точки зрения или потенциальной пользой, в случае конкретного продукта. Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов. Это важно для разработчиков, которые должны представлять состояние и перспективы проводимых научных исследований.

Необходимо понимать, что коммерческая привлекательность научного исследования определяется не только превышением технических параметров над предыдущими разработками, но и тем, насколько быстро разработчик сумеет найти ответы на такие вопросы – будет ли продукт востребован рынком, какова будет его цена, каков бюджет научного проекта, какой срок потребуется для выхода на рынок и т.д.

Таким образом, целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения. Достижение цели обеспечивается решением задач:

- оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований;
- планирование научно-исследовательских работ;
- расчет бюджета научно-технического исследования.

					<i>Технология капитального ремонта линейной части магистрального нефтепровода в условиях субтропического климата</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Назаров М.Х.			Финансовый менеджмент	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О. В.					63	87
Консульт.								
Рук. ООП		Брусник О. В.				НИ ТПУ гр.2Б5А		

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

5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

В данной работе разрабатывается оптимальная технология капитального ремонта магистрального нефтепровода в условиях субтропического климата.

Целевым рынком данного исследования будут являться нефтедобывающие и нефтетранспортные компании.

		Виды работ			
		Капитальный ремонт	Обслуживание линейной части	Высокотехнологичные методы диагностики	Добыча
Тип компании	Добывающие				ENOC, Gazprom Rosneft
	Транспортные	Dragon Oil KMG Emirates Transneft Gazprom Transgas	Dragon Oil Transneft Gazprom Transgas		
	Сервисные	SLB Halliburton	Halliburton	SLB Halliburton KMG Emirates	

						<i>Финансовый менеджмент</i>	Лист
							63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

5.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценивать сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Бк1 – Ремонт магистрального трубопровода с использованием технологий KMG PIPE REHABILITATION EMIRATES.

Бк2 – Ремонт с привлечением материальной базы и технологий Emirates National Oil Company (ENOC) L.L.C.

Бф – Ремонт с использованием материально-технической базы Dragon Oil

Оценочная карта анализа представлена в таблице 6.1.2.1. Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1. Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i, \quad (5.1.2.1)$$

					Финансовый менеджмент	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где: K – конкурентоспособность конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Таблица 5.1.2.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бф	Бк1	Бк2	Кф	Кк1	Кк2
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1.Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,1	5	4	5	0,5	0,4	0,5
2.Энергоэкономичность	0,15	5	2	3	0,75	0,3	0,45
3.Надежность	0,2	4	5	4	0,8	1	0,8
4.Простота эксплуатации	0,1	5	3	4	0,5	0,3	0,4
Экономические критерии оценки эффективности							
1.Конкурентоспособность продукта	0,05	5	4	3	0,25	0,2	0,15
2.Уровень проникновения на рынок	0,01	2	3	4	0,02	0,03	0,04
3.Цена	0,12	5	1	2	0,6	0,12	0,24
4.Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
5.Послепродажное обслуживание	0,05	5	5	3	0,25	0,25	0,15
6.Финансирование научной разработки	0,01	4	2	2	0,04	0,02	0,02
7.Срок выхода на рынок	0,01	3	5	4	0,03	0,05	0,04
8.Наличие сертификации разработки	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
Итого	1	53	44	43	4,74	3,67	3,69

5.1.3 Технология QuaD

Таблица 5.1.3.1 – Оценочная для оценки качества и перспективности разработки технологии QuaD

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
1	2	3	4	5	
Показатели оценки качества разработки					
1. Энергоэффективность	0,08	95	100	0,9	0,072
2. Надежность	0,09	95	100	0,95	0,0855
3. Уровень материалоемкости разработки	0,05	100	100	1	0,05
4. Уровень шума	0,07	90	100	0,8	0,056
5. Безопасность	0,08	100	100	1	0,08
6. Простота эксплуатации	0,06	80	100	0,9	0,054
7. Ремонтопригодность	0,07	90	100	0,95	0,0665
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
8. Конкурентоспособность продукта	0,09	95	100	0,95	0,0855
9. Уровень проникновения на рынок	0,07	70	100	0,7	0,049
10. Перспективность рынка	0,09	100	100	1	0,09
11. Цена	0,08	95	100	0,95	0,076
12. Послепродажное обслуживание	0,07	95	100	0,95	0,0665
13. Срок выхода на рынок	0,05	90	100	0,9	0,045
14. Наличие сертификации разработки	0,05	80	100	0,8	0,04
Итого	1	-	-	-	0,916

Технология QuaD (QUality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект.

Технология QuaD применяется для предлагаемой стратегии ремонта трубопровода. Для удобства составим оценочную карту (таблица 5.1.3.1)

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{\text{ср}} = \sum B_i \cdot B_i, \quad (5.1.3.1)$$

где: $P_{\text{ср}}$ – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

Таким образом, полученное средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки находится в пределах от 1 до 0,8, значит, согласно технологии QuaD данная разработка является перспективной.

5.2 Планирование научно-исследовательской работы

5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Перечень этапов, работ и распределения исполнителей представлен

в таблице 5.2.1.1.

Основные этапы	№ работ	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель, студент
	2	Подбор и изучение материалов по теме	Студент
	3	Выбор направления исследования	Студент, руководитель
	4	Определение списка нормативных документов для ВКР	Студент
	5	Календарное планирование работ	Студент, руководитель
Теоретические исследования	6	Анализ существующих методов борьбы с гидравлическим ударом	Студент
	7	Разработка проекта клапана	Студент
	8	Расчетная часть	Студент
	9	Финансовый менеджмент	Студент, руководитель
	10	Социальная ответственность	Студент, руководитель
Обобщение и оценка результатов	11	Оценка полученных результатов расчетов	Студент, руководитель

					Финансовый менеджмент	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.2.2 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.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \quad (5.2.2.1)$$

где: $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

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

$t_{\max i}$ – 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 %.

$$T_{Pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (5.2.2.2)$$

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

					Финансовый менеджмент	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;
 $Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

6.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (5.2.3.1)$$

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:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (5.2.3.2)$$

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.

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} необходимо округлить до целого числа.

Рассчитанные значения представлены в таблице 5.2.3.1.

					Финансовый менеджмент	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5.2.3.1 Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	tmin, чел-дни	tmax, чел-дни	toжi, чел-дни			
Составление и утверждение технического задания	3	5	4	Руководитель, студент	4	5
Подбор и изучение материалов по теме	10	15	14	Студент	12	14
Выбор направления исследования	3	6	4	Студент, руководитель	2	3
Определение списка нормативных документов для ВКР	10	15	12	Студент	12	15
Календарное планирование работ	2	2,5	2	Студент, руководитель	2	3
Анализ существующих методов капитального ремонта МН	1	3	1	Студент	1	1
Разработка проекта по ремонту	10	15	12	Студент, руководитель	12	14
Расчетная часть	15	23	19	Студент	14	16
Финансовый менеджмент	7	10	9	Студент, руководитель	9	10
Социальная ответственность	7	10	9	Студент, руководитель	9	10
Оценка полученных результатов расчетов	5	7	6	Студент, руководитель	3	4

На основании таблицы 5.2.3.1 строим календарный план-график (табл. 5.2.3.2.)

Таблица 5.2.3.2 – Календарный план-график

№	Вид работ	Исполнители	Т _к i	Продолжительность работ											
				Февраль			Март			Апрель			Май		
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель, студент	5	■	■										
2	Подбор и изучение материалов по теме	Студент	14	■	■	■									
3	Выбор направления исследования	Студент, руководитель	3			■									
4	Определение списка нормативных документов для ВКР	Студент	15				■	■	■						
5	Календарное планирование работ	Студент, руководитель	3						■						
6	Анализ существующих методов борьбы с гидравлическим ударом	Студент	1						■						
7	Разработка проекта по ремонту	Студент, руководитель	14						■	■	■				
8	Расчетная часть	Студент	16							■	■	■			
9	Финансовый менеджмент	Студент, руководитель	10										■	■	
10	Социальная ответственность	Студент, руководитель	10										■	■	■
11	Оценка полученных результатов расчетов	Студент, руководитель	4												■

■ - студент ■ - руководитель

5.2.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- Основная заработная плата исполнителей темы
- Материально – технические ресурсы (компьютерная техника, расходники)*
- Отчисления во внебюджетные фонды
- Накладные расходы

Для данного НТИ в качестве повышения экономической эффективности проведения ремонтно-восстановительных работ предлагается сокращать расходы на привлечение сторонних организаций в вопросах материально-технического обеспечения и затрат на подготовку материалов для замены участка трубы.

Применение ремонтных конструкций или полных исправных участков магистральных трубопроводов, подготовленных на временных площадках ремонта труб повторного применения на территории **организации-заказчика**. Такая методика широко зарекомендовала себя в нефти и газотранспортных компаниях, существенно сокращая расходы на логистику.

* - Материально-технические ресурсы, используемые при разработке ВКР нецелесообразно рассчитывать отдельно, так как основную статью расходов составляет ксерокопирование (не более 80 листов формата А4). Использование личного и корпоративных компьютеров сети ТПУ не оплачивается. Услуги доступа в сеть Интернет на территории кампуса ТПУ и учебных корпусах ТПУ предоставляются бесплатно. В связи с незначительностью расходов на данную статью – целесообразно учесть их **в виде накладных расходов** с коэффициентом 0,16.

					Финансовый менеджмент	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.2.4.1 Основная заработная плата исполнительской темы

В настоящую статью включается основная заработная плата научных руководителей, студентов-исполнителей исследования. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок.

В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада.

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

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (5.2.4.1.1)$$

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

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{осн}$).

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

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (5.2.4.1.2)$$

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:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (5.2.4.1.3)$$

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

где: Z_m – месячный должностной оклад работника, руб. (в качестве месячного оклада дипломника выступает стипендия, которая составляет 2470 руб с учётом районного коэффициента. И 23264 руб. для профессора, доктора физико-математических наук);

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени персонала;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 48 раб. Дней $M=10,4$ месяца, 6-ти дневная неделя.

Баланс рабочего времени представлен в таблице 5.2.4.1.1.

Таблица 5.2.4.1.1 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	365	365
Нерабочие дни	118	118
Потери рабочего времени	60	60
Действительный годовой фонд рабочего времени	187	118

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{mc} \cdot (1 + k_{np} + k_d) \cdot k_p, \quad (5.2.4.1.4)$$

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 5.2.4.1.2

Таблица 5.2.4.1.2 – Расчет основной заработной платы

Исполнитель	Z_{tc} , руб	+4	кд	кр	Z_m , руб	$Z_{дн}$, руб	T_p , дн	$Z_{осн}$, руб
Руководитель	23264	0,2	0,3	1,3	45365	2808	49	137592
Студент	1900	0	0	1,3	2470	119	95	11305
Итого	148897							

5.2.4.2 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

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

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot З_{осн} \quad (5.2.4.2.1)$$

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

На 2014 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона № 212-ФЗ для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2014 году водится пониженная ставка – 27,1%.

Таблица 5.2.4.2.1 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата
Руководитель	137592
Коэффициент отчислений	27,1%.
Итого	37287,43

5.2.4.3 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д.

Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 2) * k_{\text{нр}}, \quad (5.2.4.3.1)$$

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

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

$$Z_{\text{накл}} = (148897 + 37287,43) * 0,16 = 29789,51 \text{ руб.}$$

5.2.4.4 Формирование бюджета научно-исследовательского проекта

Таблица 5.2.4.4.1 – Расчет бюджета затрат НИИ

Статья	Сумма, руб
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	148897
Отчисления во внебюджетные фонды	37287,43
Накладные расходы	29789,51
Бюджет затрат НИИ	215973,94

5.2.5 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.

Определяется по формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп } i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (5.2.5.1)$$

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

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

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

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

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i \quad (5.2.5.2)$$

					Финансовый менеджмент	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где: I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i – балльная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{испi}$) равен отношению интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя.

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}):

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп1}}{I_{исп2}} \quad (5.2.5.3)$$

Таблица 6.2.5.1 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта (разрабатываемый вариант подсвечен)

Критерий	Объект исследования	Вес критерия	Dragon Oil Repairing	ENOC repairing	KMG pipe sys. Emirates
Удобство в эксплуатации		0,3	5	4	4
Энергоэкономичность		0,25	5	2	1
Надежность		0,3	5	5	5
Простота эксплуатации		0,15	5	5	5

Далее составим конечную сводную таблицу, где сравним варианты используемого оборудования (Таблица 5.2.5.2).

Таблица 5.2.5.2 Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Dragon Oil Repairing	ENOC repairing	KMG pipe sys. Emirates
Интегральный финансовый показатель разработки	0,82	0,86	1
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	1,5	1,2	1,2
Интегральный показатель эффективности	1,23	1,032	1,2
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	0,95	0,86	0,82

Вывод: Сравнение эффективности проведения исследования показало экономическую целесообразность ремонта методами **Dragon Oil**, имеющий высокий показатель ресурсоэффективности $I_p = 1,5$

На основании полученных результатов можно сделать вывод о том, что проведение ремонта собственными силами компании является экономически обоснованным и оправданным.

Заключение

В ходе данного расчета был проведен анализ конкурентных технических решений на основе которого можно сделать вывод о том, что данное НТИ является конкурентоспособной. Также определены этапы и трудоемкость данного НТИ на основе которых был построен график Ганта. После был сформирован бюджет НТИ, который составил 215973,94 руб. В заключении проделанной работы были рассчитаны показатели интегральной и сравнительной эффективности.

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

5. Заключение

Трубопровод выдерживает данную нагрузку. Несмотря на это, необходим постоянный мониторинг его состояния, а в последующем, замена. Результаты, полученные таким методом, ремонта позволяют сделать вывод о возможности применения технологии ремонта в субтропическом климате и схожими с таковым условиями.

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

- Минимальная толщина стенки составляет 9 мм;
- максимальные значения эквивалентных напряжений по Мизесу, возникающих при влиянии дефекта типа «потеря металла», в среднем в 1,5 раза больше обычного, это может быть неприемлемо с точки зрения возможности эксплуатации трубопровода при данных условиях;
- На основе проведённого исследования предлагается в дальнейшем совершенствовать методику ремонта, согласовывать законодательства, совершенствовать раздел социальной ответственности ввиду специфики условий труда

					<i>Технология капитального ремонта линейной части магистрального нефтепровода в условиях субтропического климата</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Назаров М. Х.</i>			Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О. В.</i>					82	87
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О. В.</i>						
						НИ ТПУ гр.2Б5А		

Список использованных литературных источников

1. Закон Туркменистана «О магистральном трубопроводном транспорте». [Электронный ресурс]. – URL: <http://infoabad.com/zakonodatelstvo-turkmenistana/zakon-turkmenistana-o-magistralnom-truboprovodnom-transporte.html> (15.05.2019);
2. РД-23.040.00-КТН-201-17 «Технология ремонта трубопроводов с применением ремонтных конструкций»
3. СП 86.13330.2014 «Магистральные трубопроводы»
4. СНТ 2.01.01-98 «Gurluşyk klimatologiýasy. Строительная климатология». [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.constructionprice.gov.tm/tm/node/3> (15.05.2019);
5. СНТ 3.02.01-2002 «Ýer desgalary, olaryň düýbi we fundamentleri. Земляные сооружения, основания и фундаменты». [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.constructionprice.gov.tm/tm/node/3> (15.05.2019);
6. СНТ 2.09.04-2009 «Senagatkärhanalaryny Taslamaklygyň arassaçylykkadalary. Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. Нормы проектирования». [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.constructionprice.gov.tm/tm/node/3> (15.05.2019);
7. СНТ 3.01.01-2002 «Gurluşyk önümçiliginiň guramaçylygy. Организация строительного производства. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.constructionprice.gov.tm/tm/node/3> (15.05.2019);
8. Трудовой кодекс Туркменистана, раздел «Охрана труда». [Электронный ресурс]. – URL: <https://ngo-turkmenistan.org/library/legislation/laws/>

					<i>Технология капитального ремонта линейной части магистрального нефтепровода в условиях субтропического климата</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Список использованных литературных источников	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Назаров М. Х.</i>				83	87	
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О. В.</i>						
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук. ООП</i>		<i>Брусник О. В.</i>						
					НИ ТПУ гр.2Б4Б			

9. Рябков А.В. Разработка методов проектирования ремонтных конструкций для промысловых трубопроводов: диссертация кандидата технических наук: 25.00.19 – Тюмень 2006 – 26 с.
10. Алиев Р.А. Сооружение и ремонт газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз. М.: Недра, 1987, 271 с.
11. Рябков А.В. Перспективные методы ремонта промысловых трубопроводов. // Сб. научных трудов «Вопросы состояния и перспективы развития нефтегазовых объектов Западной Сибири». Выпуск 5. Тюмень, 2005, с. 123-130.
12. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. Occupational safety standards system. General sanitary requirements for working zone air». [Электронный ресурс]. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200003608> (15.05.2019);
13. ГОСТ 30691-2001 (ИСО 4871-96) «Шум машин. Заявление и контроль значений шумовых характеристик». [Электронный ресурс]. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200028879> (15.05.2019);
14. ГОСТ 12.2.003-74 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности». [Электронный ресурс]. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/901702428> (15.05.2019);
15. ГОСТ Р 12.1.019.2009 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты». [Электронный ресурс]. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200080203> (15.05.2019);

16. ГОСТ 9.402-2004 ЕСЗКС. Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию
17. ГОСТ Р ИСО 8501-1-2014 Подготовка стальной поверхности перед нанесением лакокрасочных материалов и относящихся к ним продуктов. Визуальная оценка чистоты поверхности.
18. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии
19. РД 558-97 Руководящий документ по технологии сварки труб при производстве ремонтно-восстановительных работ на газопроводах
20. ГОСТ 16037-80* Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры
21. РД 153-006-02 Инструкция по технологии сварки при строительстве и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
						85
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		