

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Определение остаточного ресурса магистрального нефтепровода УДК <u>622.692.4.053:338.32-024.42</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4А	Ким Николай Феликсович		07.06.2019

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		07.06.2019

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Трубникова Н.В.	д.и.н., доцент		07.06.2019

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Черемискина М.С.			07.06.2019

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	д.п.н		07.06.2019

Томск – 2019 г.

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1,ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-2, УК-3,УК-4, УК-5,УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
<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	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).
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	Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).
<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	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).
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК20, ПК-21, ПК-22).
<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	Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с),(ЕАС-4.2-e).
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	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>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	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".

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

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

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4А	Ким Н.Ф.

Тема работы:

«Определение остаточного ресурса магистрального нефтепровода»

Утверждена приказом директора (дата, номер) Приказ № 1786/с от 07.03.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:

10.06.2019

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(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.).

Научно-техническая литература.
 Данные о МН
 Отчет о дефектоскопии участка МН

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов

(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).

Условия работы; техническая характеристика МН;
 внутритрубная диагностика;
 анализ существующих ремонтных технологий; разработка плана производства ремонтных работ;
 алгоритм расчета толщины стенки нефтепровода;
 мероприятия по безопасному проведению ремонтных работ;
 расчет финансовых потерь.
 Экология и промышленная безопасность.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	1. Рисунки, графики, таблицы
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Трубникова Н.В.
«Социальная ответственность»	Черемискина М.С.

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н, доцент		18.02.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б4А	Ким Николай Феликсович		18.02.2019

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4А	Ким Николаю Феликсовичу

Школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
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	Бюджет затрат НТИ 139883,1 руб.; Материальные затраты НТИ - 728 руб. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ - 41480 руб. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы - 56841 руб. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы - 7551руб. Отчисления во внебюджетные фонды - 13506,9 руб. Накладные расходы - 19217,1 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Коэффициент выполнения нормы = 1; Число календарных дней в году – 365; Продолжительность выполнения проекта – 4 месяца; Дополнительная заработная плата – 15% от основной; Накладные расходы - 16% от суммы всех расходов.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	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	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Проведение SWOT-анализа. Построение оценочной карты для сравнения конкурентных разработок
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение этапов и календарного плана НТИ. Расчет материальных затрат на ПО, заработную плату, дополнительные расходные материалы. Формирование бюджета НТИ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Альтернативы проведения НИ
4. График проведения и бюджет НИ
5. 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		22.04.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б4А	Ким Николай Феликсович		22.04.2019

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4А	Ким Николаю Феликсовичу

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»:

1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования)</i>	Рабочее место – магистральный трубопровод. При изменении остаточного ресурса или его разрушении могут возникать вредные и опасные производственные факторы, влияющие на обслуживающий персонал предприятия трубопроводного транспорта углеводородов. Может быть оказано негативное воздействие на природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера
2. <i>Перечень законодательных и нормативных документов по теме</i>	СП 86.13330.2014. «Свод правил. Магистральные трубопроводы»; ГОСТ 12.0.003-74* «Опасные и вредные факторы»; ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности»; ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность»; ГОСТ 12.1.003-2014«Шум. Общие требования безопасности»; ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность»; ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность»; ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i>	Вредные факторы: 1. Климатические условия. 2. Превышение уровня шума. 3. Превышение уровня вибрации. 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны. 5. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.
2. <i>Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды:</i>	Опасные факторы: 1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъёмные); 2. Повышенное значение напряжения в электрической цепи; 3. Оборудование и трубопроводы,

	работающие под давлением; 4. Электрический ток.
3. Охрана окружающей среды:	СМР сопровождаются: - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; - повреждением почвенно-растительного покрова; - изъятием земель.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях:	Чрезвычайные ситуации на магистральном газопроводе могут возникнуть в результате внезапной разгерметизации линейной части, возникновения взрыва и развития пожара.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»; Общие требования безопасности ГОСТ 12.2.016.1-91 - 12.2.016.5-91 «Сооружения промышленных предприятий».

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.04.2019 г
---	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.			06.05.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4А	Ким Николай Феликсович		06.05.2019

РЕФЕРАТ

Работа представлена на 87 листах, 6 рисунках, 23 таблицы, 52 источника литературы.

Капитальный ремонт, нефтепровод, ремонтная конструкция, диагностика, безопасность, экология.

Целью данной работы является определение остаточного ресурса магистрального нефтепровода.

Для реализации цели необходимо выполнить следующие **задачи**:

- проведение литературного обзора по тематике ВКР;
- характеристика объекта исследования;
- обзор методов внутритрубной диагностики дефектов нефтепроводов;
- расчет уровня допустимых напряжений в соответствии с требованиями нормативно-технической документации;
- определение остаточного ресурса нефтепроводов;
- расчет экономической эффективности.
- безопасность.

Объект исследования – Магистральный нефтепровод, расположенный на территории Западно-Сибирского региона.

Предмет исследования – оценка остаточного ресурса нефтепровода.

Для выполнения аттестационной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel, презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point. Работа представлена на CD-носителе (в конверте на обороте обложки).

					Определение остаточного ресурса магистрального нефтепровода		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Ким Н.Ф.			Реферат	Лит.	Лист
Руковод.		Чухарева Н.В.					10
Консульт.							87
Рук. ООП		Брусник О.В.				ТПУ зр. 3-2Б4А	

THE ABSTRACT

The work is presented on 87 sheets, 6 figures, 23 tables, 52 sources of literature.

Repair, pipeline repair and construction, diagnostics, safety, environment.

The purpose of this work is to determine the residual life of the oil trunk pipeline.

To achieve this goal, you must perform the following tasks:

- conducting a literature review on the subject of WRC
- characteristics of the object of study;
- review of methods for in-line diagnosis of defects of pipelines;
- calculation of the level of allowable stresses for SP 36.13330.2012
- determination of residual resource reference;
- calculation of economic efficiency of the project.
- security.

The object of study – the oil pipeline "Alexandrovskoye – Anzhero-Sudzhensk".

The subject of the study is the evaluation of the residual life of the oil pipeline.

To perform the certification work, a text editor Microsoft Word was used, tables and graphs were performed in Microsoft Excel, the presentation was prepared with the help of Microsoft Power Point. The work is presented on CD-media (in an envelope on the back cover).

					<i>Определение остаточного ресурса магистрального нефтепровода</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Реферат</i>		
<i>Разраб.</i>		<i>Ким Н.Ф.</i>					
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					
<i>Консульт.</i>							
<i>рук. ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						11	87
					ТПУ зр. 3-2Б4А		

1. Нормативные ссылки: 1. Нормативные ссылки:

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные факторы.
2. ГОСТ 12.0.004-90 ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Общие положения.
3. ГОСТ 12.1.003-83. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
4. ГОСТ 12.1.004-91. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
5. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
6. ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
7. ГОСТ 12.1.029-80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.
8. ГОСТ 12.1.046-2014. ССБТ. Строительство. Нормы освещения строительных площадок.
9. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
10. ГОСТ 12.3.003-86. ССБТ. Работы электросварочные. Требования безопасности.
11. ГОСТ 12.3.036-84. ССБТ. Газопламенная обработка металлов. Требования безопасности.
12. ГОСТ 12.4.002-97. ССБТ. Средства защиты рук от вибрации. Технические требования и методы испытаний.
13. ГОСТ 17.1.3.05-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами.

					Определение остаточного ресурса магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ким Н.Ф.			Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					12	87
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б4А		
рук. ООП		Брусник О.В.						

14. ГОСТ 305-2013. Топливо дизельное. Технические условия.
15. ГОСТ 16350-80. Климат СССР. Районирование и статистические параметры климатических факторов для технических целей.
16. ГОСТ Р 53324-2009. Ограждения резервуаров. Требования пожарной безопасности.
17. ГОСТ Р 55475-2013. Топливо дизельное зимнее и арктическое депарафинированное. Технические условия.
18. ОСТ 26.260.758-2003. Конструкции металлические. Общие технические требования.
19. СНиП 12-03-2001. Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования.
20. СП 14.13330.2011. Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*.
21. СП 16.13330.2011. Свод правил. Стальные конструкции. Актуализированная редакция СНиП II-23-81*.
22. СП 20.13330.2011. Свод правил. Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*.
23. СП 22.13330.2011. Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83.
24. СП 25.13330.2012. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88.
25. СП 28.13330.2012. Защита строительных конструкций от коррозии. Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85.
26. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. Актуальная редакция СНиП 23-05-95*.
27. СП 131.13330.2012. Свод правил. Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*.
28. СП 155.13130.2014 (СНиП 2.11.03-93). Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

29. СП 115.13330.2011. Геофизика опасных природных воздействий. Актуализированная редакция СНиП 22-01-95.

30. ПОТ РМ-016-2001. РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.

31. ПОТ РМ-021-2002. Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации нефтебаз, складов горюче-смазочных материалов, стационарных и передвижных автозаправочных станций.

32. ПОТ РМ-027-2003. Межотраслевые правила по охране труда на автомобильном транспорте.

33. РД 39-22-113-78. Временные правила защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности.

34. РД 153-112-017-97. Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров.

35. СО 153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

3. Обозначения и сокращения

В настоящей работе использованы следующие обозначения и сокращения:

ГИ – гидроиспытания;

гл. – глава;

ЖБ – железобетонный;

ЖБИ – железобетонные изделия;

ИГЭ – инженерно-геологические элементы;

АКР – антикоррозионные работы;

АКЗ – антикоррозионная защита;

КДС – клапан дыхательный стальной;

ММГ – многолетнемерзлые грунты;

ММП – многолетнемерзлые породы;

прил. – приложение;

прим. – примечание;

рис. – рисунок;

РФ – Российская Федерация;

с. – страница;

СМР – строительно-монтажные работы;

ст. – строка;

с.ш. – северная широта;

табл. – таблица;

ЦПС – цементно-песчаная смесь.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	18
1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	20
2. ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	24
2.1. Краткая характеристика места производства работ	24
2.2. Краткая характеристика ремонтируемого объекта.....	24
2.3. Трубы для нефтепроводов	25
2.4. Диагностика дефектов нефтепровода	27
2.4.1. Внутритрубная диагностика нефтепровода.....	28
2.4.2. Виды дефектов.....	32
3 ОЦЕНКА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА	38
3.1. Теоретическая и методическая база расчетов	38
3.2. Определение расчетной и отбраковочной толщины стенок труб	41
3.3. Расчет фактического ресурса трубопровода по минимальной вероятной толщине стенок труб.....	42
3.4. Расчет остаточного ресурса трубопровода с учетом суммарного коррозионно-эрозийного износа стенок	44
3.5. Расчет прогнозирования остаточного ресурса трубопровода по отказам его элементов.....	46
3.6. Расчет толщины стенки трубопровода.....	47
3.7. Расчет на прочность и устойчивость трубопровода	50
3.8. Расчет геометрических параметров ремонтной муфты	54
3.9. Расчет необходимого количества герметика и композитного состава.....	54
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	56

					Определение остаточного ресурса магистрального нефтепровода		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Ким Н.Ф.			Оглавление	Лит.	Лист
Руковод.		Чухарева Н.В.					Листов
Консульт.							16
рук. ООП		Брусник О.В.					87
						ТПУ гр. 3-2Б4А	

4.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	56
4.2. SWOT-анализ.....	58
4.3. Планирование работ.....	59
4.3.1. Структура работ	59
4.3.2. План выполнения	60
4.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	62
4.4.1 Расчет материальных затрат НТИ	62
4.4.2 Затраты на оборудование	62
4.4.3 Расчет основной и дополнительной заработной платы	63
4.4.4 Расчет затрат на научные и производственные командировки.....	66
4.4.5 Накладные расходы.....	66
4.4.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	66
4.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	67
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	69
5.1. Производственная безопасность.....	69
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	71
5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	75
5.2 Экологическая безопасность.....	77
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	80
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	82
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	83

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная и газовая промышленность – базовые отрасли Российской экономики. Ритмичность и стабильность их работы определяет успешность деятельности многих других отраслей промышленности. Очень важным звеном между производителем и потребителем в нефтяной отрасли является трубопроводный транспорт, надёжность работы которого и будет определять стабильность поставок нефти и газа. Системы магистральных нефтепроводов как объект управления предназначены для перекачки больших объемов нефти от поставщиков к многочисленным потребителям, находящимся как внутри, так и за рубежами страны.

Дефект магистрального нефтепровода — это отклонение геометрического параметра трубы, сварного шва, качества материала трубы, не соответствующее требованиям действующих нормативных документов и возникающее при изготовлении трубы, строительстве или эксплуатации нефтепровода, а также недопустимые конструктивные элементы и соединительные детали, установленные на магистральные нефтепроводы и обнаруживаемые внутритрубной диагностикой, визуальным или приборным контролем или по результатам анализа исполнительной документации объекта.

Согласно действующей НТД все дефекты делятся на следующие группы: дефекты геометрии трубы; дефекты стенки трубы; дефекты сварного шва; комбинированные дефекты; недопустимые конструктивные элементы.

В качестве метода исследования НДС трубопроводов в работе использовался численный метод – метод конечных элементов (МКЭ). Этот метод получил наибольшее распространение в мировой практике для решения различных задач.

					Определение остаточного ресурса магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ким Н. Ф.			Введение			
Руковод.		Чухарева Н.В.						
Консульт.								
рук. ООП		Брусник О.В.						
						Лит.	Лист	Листов
							18	87
						ТПУ гр. 3-2Б4А		

Так как исследуемые конструкции представляются собой непосредственно сложные линейные и пространственные трубопроводные обвязки, а решение краевых задач прочности требует задания сложных граничных условий: кинематических, нелинейных с трением (в опорах), физически нелинейных (учет пластичности), динамических возмущений и т.п., то разработка единого универсального программного комплекса вряд ли целесообразна. В зависимости от вида дефекта выбирается метод ремонта магистрального нефтепровода: шлифовка; заварка; вырезка дефекта (замена «катушки» или замена участка); установка ремонтной конструкции (муфты, патрубки).

Целью данной работы является определение остаточного ресурса магистрального нефтепровода.

Для реализации цели необходимо выполнить следующие **задачи**:

- проведение литературного обзора по тематике ВКР
- характеристика объекта исследования;
- обзор методов внутритрубной диагностики дефектов нефтепроводов;
- расчет уровня допустимых напряжений по СП 36.13330.2012
- определение остаточного ресурса нефтепроводов;
- расчет экономической эффективности проекта.
- безопасность.

Объект исследования – нефтепровод «Александровское – Анжеро-Судженск».

Предмет исследования – оценка остаточного ресурса нефтепровода.

Практическая значимость – результаты ВКР могут быть использованы для решения практических задач по выявлению дефектов магистрального нефтепровода и являются основой для дальнейших исследований в магистерской диссертации.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Проблеме ремонта магистральных нефтепроводов и вопросам с ним связанным посвящено значительное количество исследований представителей различных научных школ, в частности, УГНТУ, ИПТЭР, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина и др. В этих работах хорошо просматривается изменение подходов к вопросам ремонта нефтепроводов. На первом этапе ремонтные работы подразделялись на аварийные и капитальный ремонт. С введением в АК «Транснефть» политики сплошной внутритрубной диагностики системы нефтепроводов изменились объемы и качество получаемой информации. Помимо традиционных данных статистики аварий, и состояния изоляционного покрытия, в качестве исходной информации теперь, дополнительно, используются результаты обследования стенки трубопровода. В этой связи использование традиционных подходов к вопросам капитального ремонта на современном этапе требует совершенствования. Формирование планов капитального ремонта осуществляется на основании большого разнообразия исходной информации. Оно включает расчеты напряженно-деформированного состояния, совокупность данных внутритрубной диагностики, данные по коррозионному обследованию нефтепроводов и др.

Современное состояние нефтепроводного транспорта характеризуется длительным сроком эксплуатации ряда действующих магистральных нефтепроводов при существенном увеличении объемов перекачки нефти и сооружением новых мощных МН, работающих при повышенном давлении. Обеспечение эксплуатационной надежности магистральных нефтепроводов в условиях их длительной эксплуатации.

					Определение остаточного ресурса магистрального нефтепровода					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Обзор литературы			Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Ким Н.Ф.								
Руковод.		Чухарева Н.В.							20	87
Консульт.								ТПУ гр. 3-2Б4А		
рук. ООП		Брусник О.В.								

Проблема надежности магистральных нефтепроводов охватывает широкий круг вопросов, таких как анализ условий возникновения повреждений и разработка мероприятий по их предотвращению, анализ фактического технического состояния МН и выбор эффективных способов повышения их надежности и безопасности. В связи с этим объективно необходимым является создание организационно-технологической системы обеспечения эксплуатационной надежности МН, содержащей приоритетные направления достижения цели. Одним из таких приоритетных направлений является обеспечение показателей надежности на стадии проектирования. Качественное проектирование позволяет в последующем существенно снизить затраты на техническое обслуживание и ремонт МН. Обеспечение требуемых показателей надежности и безопасности может быть достигнуто также на основе применения научно обоснованных типовых проектных и технических решений, в т.ч. с учетом экологической безопасности, и соответствующими техническими требованиями к материалам, изделиям и оборудованию (комплектующим).

Достоверная оценка надежности МН занимает важное место в решении рассматриваемой проблемы. Исходя из конструктивных особенностей МН как сложной технической системы, принимая во внимание то, что МН относятся к опасным производственным объектам, эффективным методом оценки их надежности является вероятностный анализ безопасности (ВАБ).

С учетом того, что трубы, изделия и технологическое оборудование по разным причинам имеют дефекты, развивающиеся в ходе эксплуатации МН, техническое диагностирование объектов трубопроводного транспорта нефти и оценка их технического состояния являются необходимыми элементами обеспечения надежности МН. При этом с целью исключения отказов МН из-за роста дефектов до недопустимых параметров требуется разработка метода расчета труб на прочность и долговечность с учетом фактического уровня дефектности.

Формирование организационно-технологической системы обеспечения надежной эксплуатации МН как опасных производственных объектов

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

предполагает создание и поддержание в актуализированном состоянии базы нормативно-технических документов в виде отраслевого информационного фонда (ОИФ).

Методологической основой решения проблем надежности магистральных нефтепроводов являются работы ведущих специалистов отраслевых институтов (ИПТЭР, ВНИИСТ, ГИПРОТРУБОПРОВОД), академических институтов (ИМАШ им. А.А. Благонравова, ИМЕТ им. А.А. Байкова, ИЭС им. Е.О. Патона), лабораторий и кафедр высших учебных заведений (УГНТУ, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина), Центра технической диагностики «Диаскан», специалистов АК «Транснефть», других научных центров страны.

Аналитической основой решения задач по расчету на прочность и долговечность труб МН являются методы механики деформируемых систем, развитые Лякишевым Н.П., Махутовым Н.А., Москвитиным Г.В., Морозовым Е.М., Стекловым О.И., Зайнуллиным Р.С. и другими учеными [1, 2, 24-27].

Методы и средства обеспечения надежности и безопасности магистральных нефтепроводов на основе анализа аварий и повреждений действующих МН, современные методы расчета и проектирования, диагностирования и оценки фактического технического состояния, разработанные Абдуллиным И.Г., Азметовым Х.А., Березиным В.Л., Бородавкиным П.П., Быковым Л.И., Гумеровым А.Г., Гумеровым К.М., Гумеровым Р.С., Иванцовым О.М., Идрисовым Р.Х., Малюшиным Н.А., Пашковым Ю.И., Притулой В.В., Самойловым Б.В., Султановым М.Х., Фокиным М.Ф., Халлыевым Н.Х., Ямалеевым К.М., Ясиным Э.М. и другими учеными [25, 27], позволили создать новые технические и технологические решения, обеспечившие прогрессивное развитие систем магистрального трубопроводного транспорта.

В последние годы наметились новые направления в решении проблемы обеспечения надежности магистральных нефтепроводов, в связи с чем появилась необходимость в их анализе, обобщении и развитии.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Для этого необходимо наличие полной исходной информации о состоянии труб, условиях их залегания и эксплуатации. Главной проблемой, однако, становится именно получение необходимой и достаточно достоверной информации в кратчайшие сроки.

Другой важной проблемой в настоящее время является выбор для ремонта не отдельно взятых дефектов, а протяженных участков трубопровода с содержанием наибольшего количества дефектов, подлежащих ремонту, а также определить их очередность и методы ремонта, которые дадут наилучший результат, как с точки зрения надежности, так и с точки зрения эффективности затрачиваемых средств.

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

2. ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1. Краткая характеристика места производства работ

Трасса исследуемого участка Магистрального нефтепровода, диаметром 1220 мм расположена в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности в бассейне среднего течения р. Оби в пределах лесной зоны, имеет юго-восточное направление, проходит по территории Александровского, Каргасокского, Парабельского, Колпашевского, Чаинского и Томского районов Томской области и Яйского района Кемеровской области. Поверхность местности равнинная, имеет понижение с юго-востока на северо-запад. Лишь на юго-востоке в пределы области заходят северные отроги Кузнецкого Алатау. Трасса нефтепровода уложена по долине реки Оби, в основном по ее левому берегу.

От районного центра до ближайшего города существующая автомобильная дорога поддерживается в проезжем состоянии круглый год. Трасса проходит по обжитым районам с относительно большим количеством населенных пунктов, связанных между собой дорогами круглогодичного использования.

2.2. Краткая характеристика ремонтируемого объекта

Исследованный участок Магистрального нефтепровода имеет ряд характеристик, приведенных ниже по тексту.

					Определение остаточного ресурса магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ким Н.Ф.			Объект и методы исследования		Лит.	Лист
Руковод.		Чухарева Н.В.						24
Консульт.								87
рук. ООП		Брусник О.В.					ТПУ гр. 3-2Б4А	

Магистральный нефтепровод общей протяженностью в одноконтурном исполнении составляет около 940 км. При этом, основная нитка диаметром 1220 мм имеет протяженность около 766 км. Резервная нитка имеет диаметр 1020 мм, общую протяженность 117,9 км, Ø 1220 мм – 4,8 км. Нефтепровод проложен подземно с использованием прямошовных труб отечественного производства (ЧТПЗ, Новомосковский ТЗ, ОАО «ВМЗ»). Изоляция усиленного типа, битумная марки МБР-ИЛ-90 и нормального типа, битумная.

Нефтепровод обслуживается: нефтеперекачивающих станциях (НПС).

Привязка дефектов осуществляется не менее чем по двум маркерным пунктам, указанным в сертификатах на дефекты.

2.3. Трубы для нефтепроводов

Основной вид труб для нефтепроводов — стальные трубы. Большая несущая способность, высокая стабильность механических и технологических свойств достигнуты благодаря совершенствованию технологии их изготовления и внедрения в нее разнообразных испытаний, а особенно 100%-го неразрушающего контроля качества сварных швов и металла. Это также позволило сделать трубы наиболее надежными и долговечными.

Для изготовления и ремонта резервуаров, газгольдеров, газонефтепроводов применяется низколегированная конструкционная сталь. Она обладает рядом преимуществ по сравнению с углеродистой сталью обыкновенного качества: ее предел текучести σ_1 выше на 50 % и более, меньше чувствительность к старению, меньше склонность к хладноломкости, хорошо сваривается, коррозионная стойкость выше в 1,5 раза, чем, например, у стали ВСтЗ.

Для строительства магистральных трубопроводов должны применяться трубы стальные бесшовные, электросварные прямошовные, спиральношовные и специальных конструкций, изготовленные из спокойных и полуспокойных углеродистых сталей диаметром до 500 мм включительно, из спокойных и полуспокойных низколегированных сталей диаметром до 1020 мм и

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

низколегированных сталей в термически или термомеханически упрочненном состоянии для труб диаметром до 1420 мм.

Спиральношовные трубы дешевле прямошовных, так как стальная лента на 20—35% дешевле широколистовой стали. При этом достигается экономия металла (примерно на 10%) за счет снижения его расхода на обрезку после прокатки, уменьшения допусков по толщине и отходов при обрезке концов труб. За счет спирального шва труба становится более жесткой, лучше сохраняет цилиндрическую форму при транспортировке. При эксплуатации трубопровода из спиральношовных труб главные напряжения располагаются под углом к направлению прокатки ленты, что повышает работоспособность металла.

Преимуществом спиральношовных труб также является то, что в процессе их изготовления металл труб практически не изменяет своих пластических и вязких свойства, а сам процесс производства труб легко поддается механизации и автоматизации. Кроме того, металл спиральношовных труб работает в более благоприятных условиях, чем металл прямошовных труб, так как волокна его катаной структуры направлены под углом навивки к продольной оси трубы. Недостатком спиральношовных труб считают большую протяженность сварных швов по сравнению с прямошовными трубами спиральношовные трубы нельзя гнуть, они плохо копируют местность.

Из-за строительства и эксплуатации магистральных трубопроводов в различных климатических условиях трубы делают в разном исполнении. В обычном исполнении изготавливают трубы для трубопроводов, прокладываемых в средней полосе и южных районах России, для которых температура эксплуатации принимается от 0 °С и выше и температура строительства — 40 °С и выше. В северном исполнении изготавливают трубы, для которых температура эксплуатации принимается от —20 до — 40 °С, а температура строительства — 60 °С и выше.

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

2.4. Диагностика дефектов нефтепровода

Эксплуатационной надёжностью трубопровода является его свойство выполнять заданные функции в течение требуемого промежутка времени с сохранением в установленных пределах всех характерных параметров. Указанная способность, в свою очередь, раскрывается через систему объективных критериев технического состояния трубопровода, обуславливающих его нормативную работоспособность в режиме активного воздействия эксплуатационных факторов. Таким образом, уровень эксплуатационной надёжности определяется техническим состоянием магистрального трубопровода.

Для выявления дефектов стенки трубопроводов проводится их внутритрубная диагностика специальными внутритручными инспекционными приборами (ВИП). При этом выявляются следующие дефекты стенки трубы:

- 1) дефекты, образовавшиеся при изготовлении труб, – расслоения, закаты, включения, дефекты продольных и спиральных сварных стыков;
- 2) дефекты, образовавшиеся при строительстве трубопровода, – риски, задиры, вмятины, гофры, дефекты кольцевых стыков;
- 3) дефекты, образовавшиеся при эксплуатации – внешняя и внутренняя коррозия, усталостные трещины тела трубы и сварных стыков по причине воздействия малоцикловых нагрузок.

Для определения скорости коррозии проводится повторная диагностика трубопроводов с интервалом в 3–5 лет. Сравнение результатов повторной диагностики с первичной позволяет рассчитать время утонения стенки трубы до критической величины.

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

2.4.1. Внутритрубная диагностика нефтепровода

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

При наличии в стенке трубы каверн, пустот и других аномалий напряжённость магнитного поля у поверхности в этих местах изменяется. Сравнивая это изменение магнитного поля (ΔH) с полем в зоне, где нет дефектов (H), делается заключение о наличии дефекта и его относительной величине. Магнитные поля в дефектоскопах контролируются датчиками на основе «перехода Холла» и (или) феррозондовыми датчиками. Намагничивание стенки трубы ведётся цилиндрической магнитной системой. Датчики дефектов размещаются между полюсами постоянного магнита по окружности корпуса дефектоскопа.

В основном сегодня применяются две конструкции дефектоскопов, построенных на основе магнитного метода, с продольным и поперечным намагничиванием. Так дефектоскопы с продольным намагничиванием лучше выявляют узкие поперечные дефекты, а дефектоскопы с поперечным намагничиванием несут основную нагрузку по выявлению узких, продольно ориентированных дефектов, в числе – «стресскоррозионных». Наилучшие результаты обследований трубопроводов могут быть получены при совместной обработке магнитограмм, записанных этими приборами. Это позволяет в большинстве случаев более объективно оценить причину изменения магнитного сигнала. Схема построения магнитной системы дефектоскопа с продольным намагничиванием представлена на рисунке 1.

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

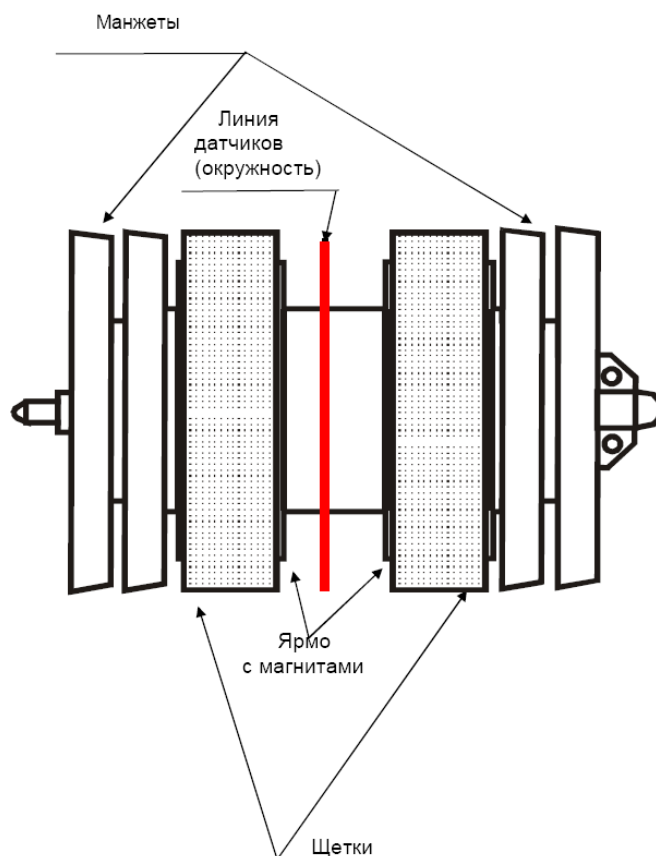


Рисунок 1 – Схема построения магнитной системы дефектоскопа с продольным намагничиванием

Основываясь на методике оценки дефектов института физики металлов Уральского филиала РАН (автор Халилеев П.А.) точечный дефект расположенный на внешней стороне трубопровода обуславливает изменение напряженности магнитного поля с внутренней стороны трубы, которое может фиксироваться измерителем (датчиком Холла) на площади окружности с диаметром около $\sqrt{2}t$, где t – толщина стенки трубы. Из этого следует, что датчики Холла расположенные с шагом равным t могут уверенно фиксировать изменение напряженности магнитного поля. Более частая установка датчиков дополнительной информации не несёт, разве что увеличивает надёжность записи (частичный выход из строя датчиков). Схема построения магнитной системы дефектоскопа с поперечным намагничиванием представлена на рисунке 2.

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

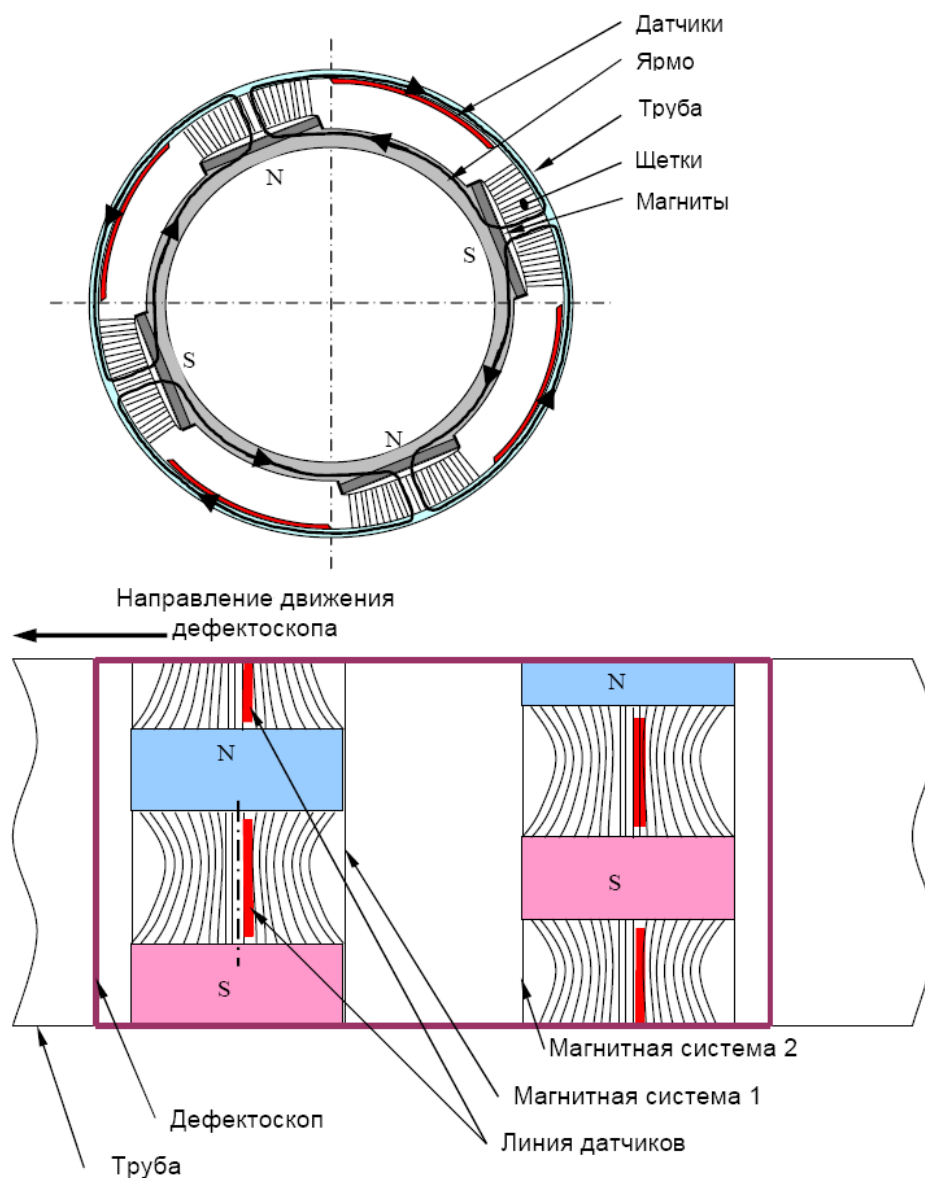


Рисунок 2 – Схема построения магнитной системы дефектоскопа с поперечным намагничиванием

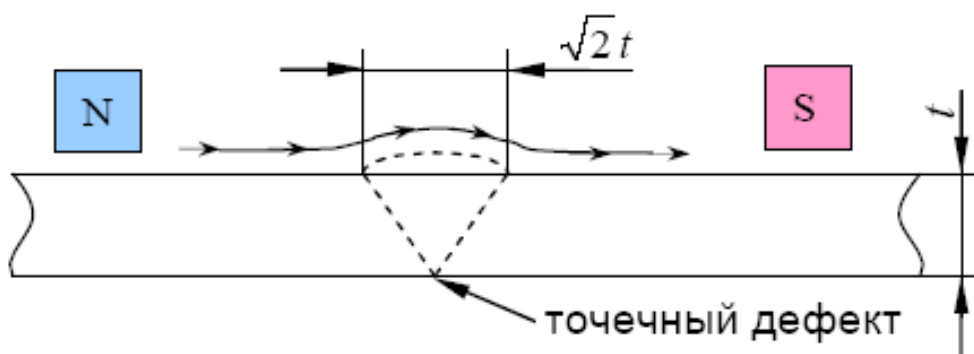


Рисунок 3 – Точечный дефект

В качестве реперных точек для привязки аномалий служат:

1) маркеры – маркерные металлические пластины, либо электронные маркеры (оптимальное расстояние между реперными точками не более 2000 м).

2) краны.

В случаях, когда установленных маркеров недостаточно, или дополнительная установка невозможна, допустимо в качестве реперных точек использовать следующие особенности трубопровода: выход кожуха (патрона) под автомобильной или железной дорогой; прямая врезка; тройник.

Различные виды дефектоскопов представлена на рисунка 4-5.

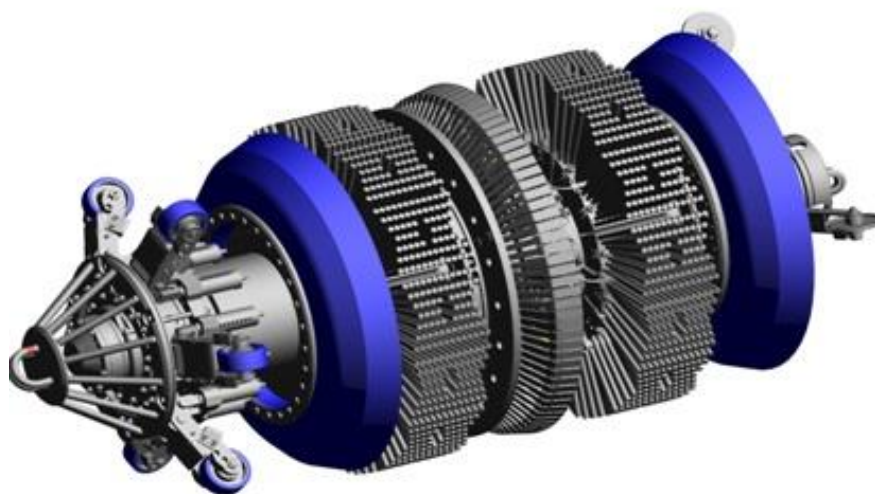


Рисунок 4 – Внутритрубный магнитный дефектоскоп



Рисунок 5 – Внутритрубный магнитный дефектоскоп с регулятором скорости

2.4.2. Виды дефектов

К основным типам дефектов, выявляемых на IV уровне диагностики, относятся:

- трещиноподобные дефекты в сварных швах (сварочные трещины, непровары корня шва, подрезы, несплавления и т.п.);
- усталостные трещины, развивающиеся из дефектов сварных швов и дефектов основного металла стенки трубы;
- стресскоррозионное растрескивание.

В отличие от дефектоскопа «Ультраскан-WM», предназначенного для определения дефектов потери металла, в котором датчики осуществляют сканирование стенки по нормали к поверхности трубы, в снаряде «Ультраскан-CD» для определения продольных трещин ультразвуковые датчики установлены с наклоном относительно радиальной плоскости трубы и перпендикулярно направлению движения снаряда. Угол наклона ультразвуковых датчиков выбирается таким образом, чтобы с учетом преломления на поверхности трубы обеспечить распространение ультразвуковых волн внутри стенки под углом 45° [4].

Зондирующие ультразвуковые импульсы подаются через каждые 3 мм по ходу снаряда. Разрешающая способность снаряда обеспечивает обнаружение трещин длиной 30 мм и минимальной глубиной $0,15t$, где t – толщина стенки трубопровода. Данный снаряд может работать только при наличии жидкой среды в трубопроводе. Значения измерений записываются в блок хранения. Привязка мест расположения дефектов к определенным точкам трассы трубопровода осуществляется с помощью маркеров.

В настоящее время АО «Транснефть – Центральная Сибирь» осуществлен трехуровневый диагностический контроль нефтепроводов с использованием снаряда – профилемера «Калипер», снаряда-дефектоскопа «Ультраскан-WM» и магнитоскана «MFL».

После прогона снаряда-дефектоскопа «Ультраскан-WM», по

					Объект и методы исследования	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нефтепроводу, данные ультразвуковой диагностики переписываются на оптические диски или компакт-диски и затем обрабатываются на спецкомпьютерах. Обработка данных производится на сертифицированном оборудовании с использованием лицензионного программного обеспечения с предварительной проверкой оборудования на наличие компьютерных вирусов. Результаты внутритрубного обследования представляются на экране дисплея высокого разрешения в виде развернутых фрагментов внутренней поверхности трубопровода, окрашенных в различные цвета в зависимости от остаточной толщины стенки.

Заключительной фазой является анализ полученных данных специалистами Центра технической диагностики с целью идентификации дефектов и арматурных элементов с выдачей сертификатов на заслуживающие внимания особенности нефтепровода с их описанием и привязкой к ближайшим точкам – по ориентирам и поперечным кольцевым сварным швам.

На основании этих данных составляется отчет по диагностическому обследованию конкретного участка нефтепровода, который передается непосредственно Заказчику. Необходимо отметить важность сохранения маркерных пунктов на весь срок функционирования нефтепровода. При повторных пропусках привязка к одним и тем же маркерным пунктам даст возможность идентифицировать любой обнаруженный дефект и сравнить с прошлым его состоянием. Это представляется важным для оценки скорости развития дефектов [8].

В период (ноябрь - декабрь) прошлого года на исследуемом участке магистрального нефтепровода была проведена работа по диагностическому обследованию трубопровода внутритрубным инспекционным снарядом (ВИС) «Ультраскан-WM».

Пропуск дефектоскопа «Ультраскан-WM» был произведен после контрольного пропуска профилемера «Калипер».

Для удаления со стенок нефтепровода загрязнений были пропущены

					Объект и методы исследования	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

очистные скребки с плоскими полиуретановыми очистными дисками и спец. скребки с металлическими щетками.

Скорость ВИС «Ультраскан-WM» во время прогона составляла 0,66 м/с. С целью привязки возможных дефектов нефтепровода к местности на трассе были установлены маркерные пункты, которые наряду с арматурными элементами (задвижки, вантуза) являются точками-ориентирами и используются для определения местоположения дефектов.

После обследования нефтепровода ВИС «Ультраскан-WM» создается технический отчет по диагностическому обследованию, в который входит «Журнал особенностей нефтепровода»; «Журнал регистрации вмятин и гофр»; «Журнал опасных дефектов»; «Журнал дефектов ПОР» и «Журнал дефектов обязательного дополнительного дефектоскопического контроля (ДДК)».

В «Журнал особенностей нефтепровода» заносятся сведения об особенностях различного характера в линейной части нефтепровода.

«Журнал особенностей» служит исходной базой для расчетов на статическую прочность дефектосодержащих труб по «Методике определения опасности повреждений стенки труб магистральных нефтепроводов по данным обследования внутритручными дефектоскопами», утвержденной 17 октября 1997 г. АК «Транснефть» в качестве нормативного документа и согласованной Росгортехнадзором. На этой стадии выявляются опасные дефекты стенки труб обследованного участка нефтепровода. Сведения об этих дефектах содержатся в оформленных на каждый из них сертификатах «Журнал опасных дефектов».

Расчеты проводятся с использованием программно-методического комплекса (ПМК), разработанного на основе вышеупомянутой методики, исходя из результатов обработки (интерпретации) информации, зарегистрированной ВИС «УльтрасканWM» («Журнал особенностей нефтепровода»), также данных предоставленных АО «Транснефть – Центральная Сибирь».

По результатам расчетов особое внимание обращают на особенности,

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

опасные с точки зрения статической прочности дефектосодержащих труб, а также на гофры и вмятины, примыкающие к сварным швам, но при этом принимают во внимание и остальные дефекты, содержащиеся в «Журнале особенностей нефтепровода».

Любые особенности при их точном определении на местности могут также служить дополнительными точками-ориентирами для поиска других особенностей.

Под особенностью нефтепровода понимаются различного рода дефекты (потери металла, расслоения, вмятины и др.), а также специфические элементы, расположенные на данном участке трубопровода (задвижки, вантузы, трубная арматура и др.), которые при последующих пропусках ВИС «Ультраскан-WM» по данному участку смогут помочь оценить состояние и развитие дефектов нефтепровода, а также обеспечить дополнительную привязку дефектов. В «Журнал опасных дефектов нефтепровода» заносятся:

1) дефекты, опасные по результатам расчетов прочности дефектосодержащих труб;

2) любые дефекты, связанные с потерей металла (потери металла, риски и т.п.), независимо от того, опасны или нет эти дефекты по результатам расчетов прочности, если в зоне дефекта измеренное значение остаточной толщины стенки трубы находится на предельном минимальном уровне измерения толщины стенки трубы (4.00 мм для «Ультраскан-WM» данного типа);

3) дефекты формы трубы (вмятины и гофры), примыкающие к сварным швам, если их измеренная глубина превышает по величине 3 % от наружного диаметра трубопровода.

Необходимость проведения дополнительного дефектоскопического контроля, определяется по методике ремонта табл. 1 [11].

					Объект и методы исследования	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 1 – Необходимость проведения ДДК

Описание и параметры дефекта	Цель проведения ДДК
Все дефекты ПОР	Уточнение параметров, местоположения дефекта и метода ремонта.
Дефекты геометрии глубиной от 1% до 3,5% от номинального диаметра	Определение наличия дополнительных повреждений в дефекте геометрии для уточнения очередности ремонта.
Дефекты ДПР при проведении ремонта	Уточнение параметров, местоположения дефекта и метода ремонта.

В первую очередь ДДК необходимо проводить для дефектов, имеющих глубину на уровне ограничений технических возможностей ВИП (глубиной 70% от толщины стенки трубы для магнитного дефектоскопа, с остаточной толщиной от 3 до 5,6 мм для ультразвукового дефектоскопа типа WM, указываемой в конкретных отчетах по внутритрубной диагностике).

Дефекты геометрии глубиной от 1% до 3,5% от номинального диаметра, выявленные по результатам пропуска ВИП, включаются в состав дефектов ПОР, и по результатам ДДК определяется наличие в них дополнительных повреждений и уточняется их классификация.

При проведении ДДК используются следующие методы неразрушающего контроля: визуально-измерительный; ультразвуковой; радиографический; магнитный (магнитографический и др.).

Возможно применение (при необходимости) других методов контроля, обеспечивающих выявление дефектов и определение их параметров (капиллярный, вихретоковый и др.).

Сведения обо всех дефектах на участке исследуемого магистрального нефтепровода, по результатам пропуска дефектоскопа «Ультраскан» представлены на рисунках 6 и 7.

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

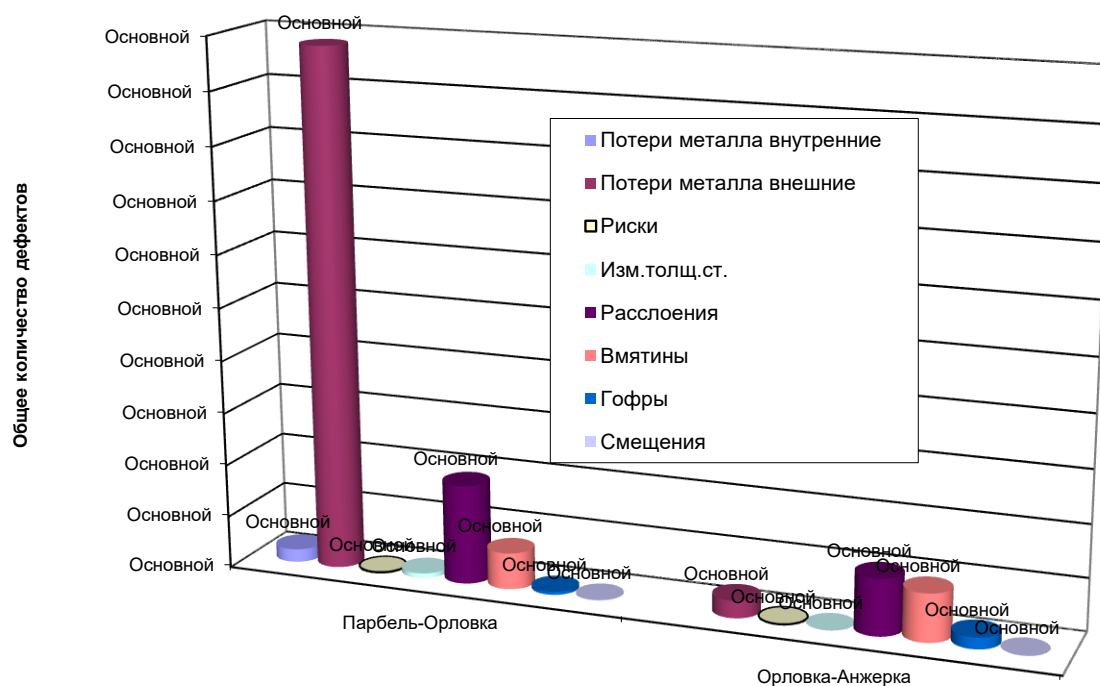


Рисунок 6 - Распределение дефектов участка нефтепровода по типам

Сведения обо всех дефектах на участке нефтепровода, по результатам пропуска дефектоскопа «Ультраскан» представлены на рисунках 6 и 7.

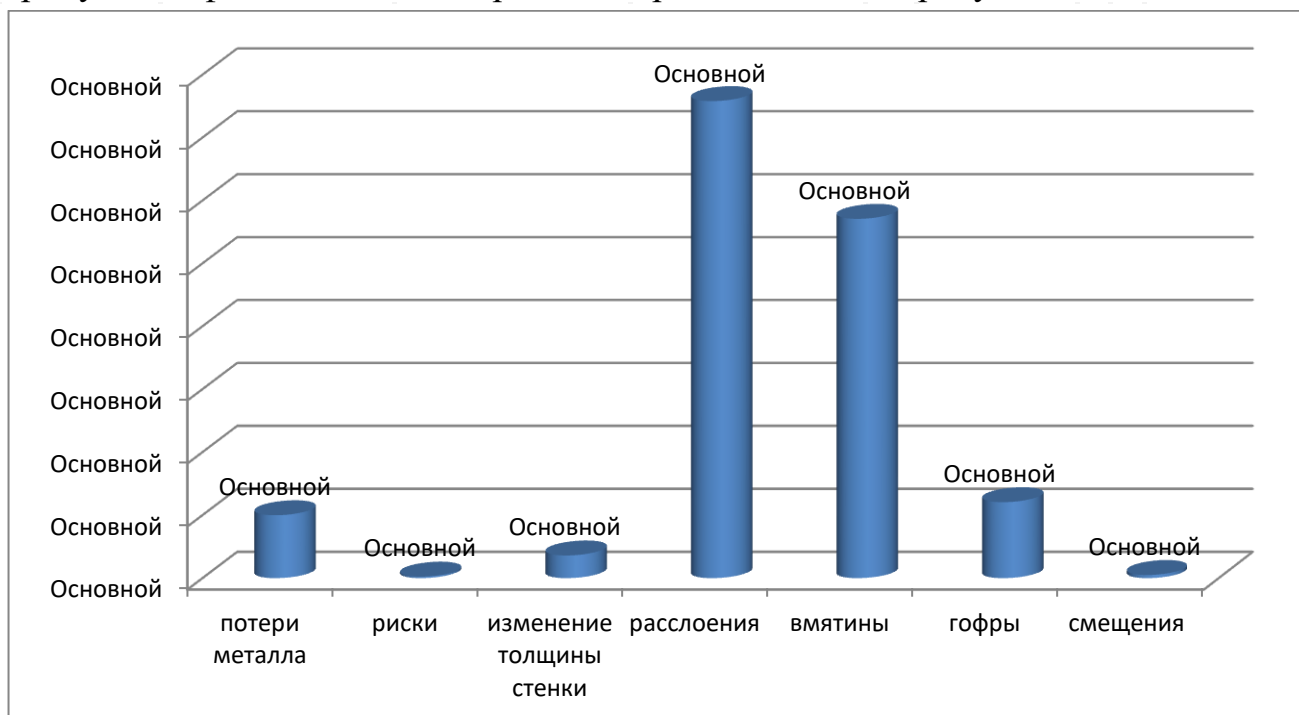


Рисунок 7 – Количество дефектов по типам

Объект и методы исследования

					Лист
					37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

3 ОЦЕНКА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА

3.1. Теоретическая и методическая база расчетов

Исходными данными для расчета являются диаметр и толщина стенки трубы

Наружный диаметр трубы D_H принимается по проектной документации на участок МН и указывается в техническом задании на диагностику.

Толщина стенки трубы δ принимается по данным ВИП «Ультраскан WM» или по акту ДДК.

Если «дефект» занимает несколько трубных секций, то за толщину δ принимается минимальное значение для трубной секции.

- размеры «дефекта»
- Размеры «дефекта» по результатам диагностического обследования (рисунок 8):
 - длина «дефекта» L - расстояние между наиболее удаленными в продольном направлении (вдоль оси трубы) точками «дефекта»;
 - ширина «дефекта» W - расстояние между наиболее удаленными в кольцевом направлении точками «дефекта»;
 - глубина «дефекта» H - наибольший размер «дефекта» в направлении толщины стенки (радиальном направлении).

					Определение остаточного ресурса магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ким Н.Ф.			Оценка остаточного ресурса	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					38	87
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б4А		
рук. ООП		Брусник О.В.						

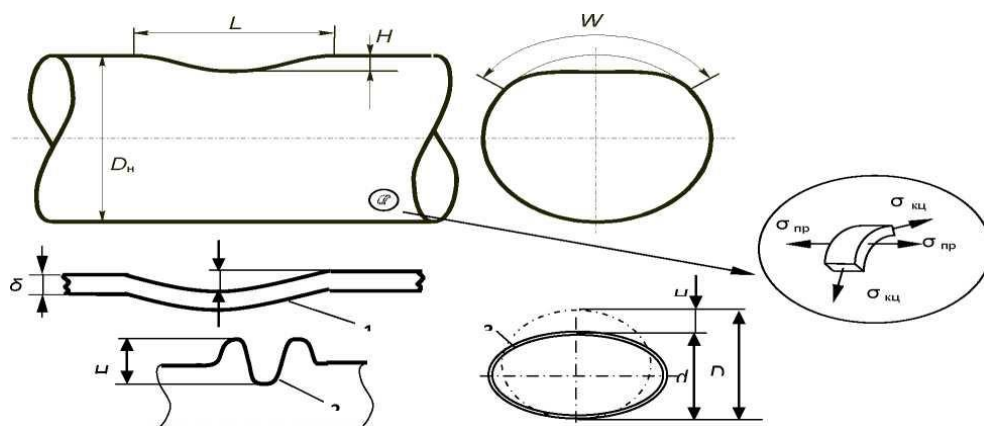


Рисунок 8 - Дефект геометрии в трубе (1 - вмятина, 2- гофр, 3 - сужение).

Размеры «дефекта» определяются по результатам обследования ВИП или по значениям, приведенным в акте ДДК.

Глубина вмятины определяется как максимальное расстояние от образующей трубы до поверхности трубы во вмятине (рисунок 8).

Глубина гофра определяется как сумма высоты выпуклости и глубины вогнутости, измеренных от образующей трубы (рисунок 8).

Глубина сужения $H = D_n - d$, где d - минимальный измеренный наружный диаметр трубы (рисунок 8). Ширина сужения $W = nD/2$.

В расчетных формулах размер «дефекта», определенный по результатам диагностического обследования, увеличивается на величину поправки в зависимости от вида диагностического обследования и паспортных данных диагностического оборудования (таблица 2).

Таблица 2 - Поправки на размеры «дефекта»

Диагностическое обследование	ΔH	ΔL	ΔW
ДДК	0.5 мм	5 мм	5 мм
ВТД	3.0 мм	15 мм	25 мм

- Внутреннее давление

Проектное давление $p_{проект}$ указывается в техническом задании на диагностику для каждой НПС участка магистрального нефтепровода

или для каждого участка технологических нефтепроводов.

В расчетах используется поправка D_p на возможное превышение рабочего давления в зависимости от коэффициента надежности n по СНиП 36.13330.2012:

$$D_p = (n - \text{проект}) \quad (1)$$

где n - коэффициент надежности по внутреннему давлению по СНиП 36.13330.2012* (таблица 3).

Таблица 3 - Коэффициент надежности по внутреннему давлению n по СНиП 36.13330.2012

Нефтепроводы	n
Нефтепроводы диаметром 700-1200 мм с промежуточными НПС без подключения емкостей	1,15
Нефтепроводы диаметром 700-1200 мм без промежуточных НПС или с промежуточными НПС, работающими постоянно только с подключенной емкостью	1,10
Нефтепроводы диаметром менее 700 мм	1,10

- цикличность нагружения

Число циклов нагружения участка за год $M_{\text{год}}$ принимается равным наибольшей за три последних года работы участка МН приведенной годовой цикличности нагружения, определенной ОАО МН по числу включений насосных агрегатов (технологических переключений) в соответствии с «Методикой оценки работоспособности и проведения аттестации магистральных нефтепроводов».

- свойства металла, прочность трубы

Для расчета используются механические характеристики металла труб и сварных швов, определенные по результатам испытаний стандартных и специальных образцов, сертификатам, ТУ на трубы.

В расчетах используется коэффициент запаса по прочности трубы $K_{тр}$ (таблица 4).

Таблица 4 - Коэффициент запаса крпо прочности трубы

Категория участка по СНиП 36.13330.2012				
В	I	II	III	IV
1.98	1.58	1.58	1.32	1.32

В расчетах используется коэффициент запаса упо скорости роста усталостной трещины в металле труб (таблица 5).

Таблица 5 - Коэффициент запаса к по скорости роста усталостной трещины

Категория участка по СНиП 36.13330.2012				
В	I	II	III	IV
3.4	2.8	2.8	2.3	2.3

- напряжения в стенке трубы

В стенке трубы (вне зоны дефекта) действуют кольцевые $\sigma_{\text{кц}}$ и продольные $\sigma_{\text{пр}}$ напряжения, постоянные по толщине стенки. Радиальное напряжение, действующее по толщине стенки трубы, принимается равным нулю.

3.2. Определение расчетной и отбраковочной толщины стенок труб

В 2017 г. проведено техническое диагностирование напорного нефтепровода, транспортирующего водонефтяную эмульсию, с наружным диаметром 273 мм, номинальной толщиной стенки 10 мм и рабочим давлением 4 МПа. Напорная часть трубопровода смонтирована из труб по ГОСТу 8731, из стали 20, по ГОСТу 1050. Трубопровод находился в эксплуатации с 1986г. Механические свойства стали труб, определенные через твердость, имеют значения не ниже требований ГОСТ 8731. Проверочный расчет толщины стенки t осуществляют при значении коэффициентов: надежности по

назначению трубопроводов $\gamma_n = 1$; условий работы трубопровода категории III $\gamma_c = 0,9$; надежности по материалу $\gamma_m = 1,55$; надежности по нагрузке $\gamma_f = 1,15$.

Для стали $R_1^H = 471$ МПа, $R_2^H = 265$ МПа, следовательно

$$R = \min \left\{ \frac{R_1^H \gamma_c}{\gamma_m \gamma_n}; \frac{R_2^H \gamma_c}{0,9 \gamma_n} \right\} \quad (2)$$

$$R = \min \left\{ \frac{471 \cdot 0,9}{1,55 \cdot 1,0}; \frac{265 \cdot 0,9}{0,9 \cdot 1,0} \right\} = \min \{ 273,5; 265 \} = 265 \text{ МПа}$$

$$t = \frac{\gamma_f \eta \rho D_H}{2(R + 0,6 \gamma_f \rho)} \quad (3)$$

$$t = \frac{1,15 \cdot 1 \cdot 10 \cdot 0,273}{2(265 + 0,6 \cdot 1,15 \cdot 10)} = 0,0057 \text{ м.}$$

Номинальную толщину стенки определяют по формуле:

$$t_n = t_R + ST + SK \quad (4)$$

где ST – технологический припуск; SK – припуск на коррозию.

Примем ST + SK = 4,3 мм. Тогда

$$t_n = 5,7 + 4,3 = 10 \text{ мм.}$$

Отбраковочную толщину стенок труб определяют по формуле:

$$\frac{R_2^H m_3}{R_1^H m_2} = \frac{265 \cdot 1}{471 \cdot 0,9} = 0,625 \quad (5)$$

$$\frac{R_2^H m_3}{R_1^H m_2} = 0,625 < 0,75, \text{ поэтому расчет ведут по формуле:}$$

$$T_{отб} = \frac{n p \alpha D_H}{2(0,9 R_2^H m_3 + n p)} = \frac{1,2 \cdot 10 \cdot 1 \cdot 0,273}{2 \cdot (0,9 \cdot 265 \cdot 1 + 1,2 \cdot 10)} = 0,00654 \text{ м} \quad (6)$$

3.3. Расчет остаточного ресурса трубопровода по минимальной вероятной толщине стенок труб

Исходные данные по примеру № 1. Замеры толщины стенок труб по результатам диагностики представлены в таблице 6.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

Таблица 6 – Толщины стенок труб по результатам диагностики

Номер замеряемого места по схеме	Толщина стенки, мм					Диаметр трубы, мм
	Фактическая t_k				Номинальная t_{nk}	
1	7,5	7,5	7,6	7,7	10	273
2	7,3	7,3	7,4	7,4	10	273
3	7,3	7,2	7,4	7,3	10	273
4	7,4	7,4	7,5	7,4	10	273
5	9,3	9,3	9,4	9,4	10	273
6	9,1	9,0	9,0	9,0	10	273
7	7,8	7,7	7,8	7,7	10	273
8	8,8	8,7	8,7	8,8	10	273

Расчет

Расчет вероятной минимальной толщины стенок труб диаметром 273 мм.

Среднеквадратическое отклонение замеряемой толщины:

$$\delta = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum (t_k - t_{cp})^2} = \sqrt{\frac{19,7310}{39}} = 0,7113 \quad (7)$$

где $t_{cp} = \frac{\sum t_k}{N} = \frac{322,6}{40} = 8,065$; N – число замеров; t_k – значение замеренной толщины; t_{cp} – среднее значение замеренной толщины.

Вероятная минимальная толщина стенки трубопровода:

$$t_{min} = t_{cp} - 2\delta = 8,065 - 2 \times 0,7113 = 6,6424 \text{ мм}$$

$$t_{min} > t_{отб}; 6,6424 > 6,54.$$

Следовательно, допускается дальнейшая эксплуатация трубопровода.

Средняя скорость коррозии:

$$V_{cp} = \frac{t_n - t_{min}}{\tau} = \frac{10 - 6,6424}{12} = 0,28 \text{ мм/год} \quad (8)$$

Остаточный ресурс трубопровода:

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

$$\tau_{ост} = \frac{t_{min} - t_{отб}}{V_{cp}} = \frac{6,6424 - 6,54}{0,28} = 0,366 \text{ лет} \quad (9)$$

3.4. Расчет остаточного ресурса трубопровода с учетом общего коррозионно-эрозийного износа стенок

Требуется рассчитать остаточный ресурс трубопровода с вероятностью прогноза 95 %. Принимаем значение регламентированной надежности $\gamma = 0,95$ % и односторонней доверительной вероятности, равной 0,95. Принимается линейная модель износа $m = 1$.

Расчетная толщина стенки (см. пример №1):

$$t = \frac{\gamma_f \eta^P D_H}{2(R + 0,6 \gamma_f P)} = \frac{1,15 \cdot 1 \cdot 10 \cdot 0,273}{2(265 + 0,6 \cdot 1,15 \cdot 10)} = 0,0057 \text{ м} \quad (10)$$

По приведенным в таблице примера № 2 данным подсчитывается значение относительного износа для каждого замера:

$$\delta_k = \frac{t_{nk} - t_k}{t_{nk}} \quad (11)$$

Затем подсчитываются:

1. Средний относительный износ:

$$\delta_{cp} = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \left(1 - \frac{t_k}{t_{nk}} \right) = \frac{7,74}{40} = 0,1935 \quad (12)$$

2. Среднее квадратическое отклонение относительного утонения:

$$S\delta = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum (\delta_k - \delta_{cp})^2} = \sqrt{\frac{0,1922}{39}} = 0,0702 \quad (13)$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

3. Полагая среднее квадратическое отклонение технологического допуска $S_0 = 0,05$, находим среднее квадратическое отклонение относительно износа:

$$S_d = \sqrt{S_\delta^2 - S_0^2} = \sqrt{0,0702^2 - 0,05^2} = 0,0493 \quad (14)$$

4. Верхнее интервальное значение среднего относительного износа:

$$\delta_{cp} = \delta_{cp} + U_d \frac{S_d}{\sqrt{N-2}} = 0,1935 + 1,65 \cdot \frac{0,0493}{\sqrt{38}} = 0,2067 \quad (15)$$

5. Верхнее интервальное значение среднеквадратического отклонения относительного износа:

$$S_d = S_d \left(1 + \frac{U_d}{\sqrt{2N-8}} \right) = 0,0493 \cdot \left(1 + \frac{1,65}{\sqrt{72}} \right) = 0,0589 \quad (16)$$

6. Средний допускаемый относительный износ:

$$[\delta_{cp}] = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k \left(1 - \frac{t}{t_n} \right) = \left[1 - \frac{5,7}{10} \right] = 0,43 \quad (17)$$

7. Квантиль функции Лапласа:

$$\frac{[\delta_{cp}]}{\sqrt{S_d^2 + S_0^2}} = \frac{0,43 - 0,2067}{\sqrt{0,0589^2 + 0,05^2}} = 2,9 \quad (18)$$

8. По таблице находим значение функции Лапласа при величине квантиля 2,9 будет 0,998.

9. Подставляя это значение в формулу, находим значение % вероятности:

$$0,998 \times 0,95 = 0,948.$$

10. По таблице % вероятности 0,948 соответствует U_{Γ} – квантиль, равный 1,63.

$$\text{Параметр } Q = \frac{[\delta_{cp}] \delta_{cp} - U_r \sqrt{S_d^2 [\delta_{cp}]^2 + S_{[\delta]} (\delta_{cp}^2 - U_r^2 S_d^2)}}{\delta_{cp}^2 - U_r^2 S_d^2}, \quad (19)$$

$$Q = \frac{0,43 \cdot 0,2067 - 1,63 \sqrt{0,0589^2 \cdot 0,43^2 + 0,05^2 (0,2067^2 - 1,63^2 \cdot 0,0589^2)}}{0,2067^2 - 1,63^2 \cdot 0,0589^2} = 1,34.$$

11. Остаточный ресурс трубопровода при вероятности прогноза 95%:

$$T = (Q - 1)\tau = (1,18 - 1) \times 12 = 2,8 \text{ года} \quad (20)$$

3.5. Расчет прогнозирования остаточного ресурса трубопровода по отказам его элементов

Если данные об износе элементов трубопровода имеются не в полном объеме, но имеются данные по отказам и информация о величине общего износа на момент диагностирования, то можно провести приближенный расчет остаточного ресурса трубопровода по отказам его элементов.

Длина трубопровода равна 1200 м, среднее расстояние между элементами трубопровода равно 6 м. За время эксплуатации трубопровода ни одной течи, связанной с износом стенок труб, не было. Требуется рассчитать остаточный ресурс трубопровода с вероятностью прогноза 95%.

Число элементов трубопровода равно 200.

$$1 - \alpha = 1 - \frac{1}{200} = 0,995; \text{ величина } 0,01\gamma = 0,95; \quad (21)$$

$$0,01\gamma(1 - \alpha) = 0,99 \times 0,95 = 0,945.$$

Квантили нормального распределения, соответствующие вероятностям 0,995 и 0,945, берем из таблицы.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

$$U_{1-\alpha} = 2,58 \quad U_{\gamma} (1-\alpha) = 1,60 \quad (22)$$

Значения среднего допускаемого относительного износа и значения верхнего интервального значения среднего относительного износа берем из примера № 3.

$$[\delta_{cp}] = 0,43; \delta_{cp} = 0,2067 \quad (23)$$

Остаточный ресурс подсчитываем по формуле:

$$\tau_{ост} = \tau_d = \frac{\frac{[\delta_{cp}] - \delta_{cp}}{[\delta_{cp}]}}{U_{1-\alpha} / U_{\gamma-(1-\alpha)} - 1} + \delta_{cp}, \quad (24)$$

$$\tau = 12 \times \frac{\frac{0,43 - 0,2067}{0,43}}{2,58/1,60 - 1} + 0,2067 = 2,9 \text{ года.}$$

Остаточный ресурс трубопровода при вероятности прогноза 95% равен 2,9 года.

3.6. Расчет толщины стенки трубопровода

Характеристика ремонтируемого участка:

Нефтепровод $\varnothing$ 1220 мм.

Сталь 17Г1С-У; ТУ 14-3-602-77.

Таблица 7 – Параметры толщины стенки

№ п/п	Параметры	Ед. изм.	Показатель
1	Диаметр нефтепровода	мм	1220
1.1	Толщина стенки	мм	11
1.2	Толщина стенки	мм	12
1.3	Толщина стенки	мм	13
1.4	Толщина стенки	мм	14

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

1.5	Толщина стенки	мм	15
-----	----------------	----	----

Завод изготовитель: Челябинский трубопрокатный завод (ЧТПЗ).

Рабочее давление 6,5 кгс/см².

Прокладка трубопровода подземная.

Расчетный температурный перепад примем $\Delta t = 40^\circ\text{C}$.

Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) материала трубы R_1 , кгс/см² определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}, \quad (25)$$

где R_1^H – нормативное сопротивление растяжению (сжатию), принимаемое равным минимальному значению временного сопротивления $\sigma_{вр} = 5200$ кгс/см²;

m – коэффициент условий работы трубопровода;

k_1 – коэффициент надежности по материалу;

k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода.

$$R = \frac{5200 \cdot 0,9}{1,47 \cdot 1,05} = 3032,07 \text{ кгс/см}^2.$$

Расчетную толщину стенки трубопровода δ , мм, следует определять по формуле:

$$\delta = \frac{n_p P D_H}{2 \cdot (R_1 + n_p P)}, \quad (26)$$

где P – рабочее давление, МПа;

D_H – наружный диаметр трубы, мм;

n_p – коэффициент надёжности по нагрузке от внутреннего давления.

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 6,5 \cdot 122}{2 \cdot (3032,07 + 1,15 \cdot 6,5)} = 1,468 \text{ см} = 14,68 \text{ мм}.$$

Полученное значение толщины стенки округляем до ближайшего в большую сторону по сортаменту равное 15 мм.

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия:

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

$$\delta = \frac{n_p P D_n}{2 \cdot (R_1 \psi_1 + n_p P)}, \quad (27)$$

где ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб определяемый по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{np.N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{np.N}|}{R_1}, \quad (28)$$

где $\sigma_{np.N}$ – продольное осевое сжимающее напряжение в трубопроводе от расчетных нагрузок и воздействий, МПа определяемое по формуле:

$$\sigma_{np.N} = 0,15 \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{\delta} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t, \quad (29)$$

где $E = 2,1 \cdot 10^6$ – модуль упругости металла, кгс/см²;

$D_{вн} = D_n - 2\delta = 1220 - 2 \cdot 15 = 1190$ – внутренний диаметр трубы, мм;

$\alpha = 12 \cdot 10^{-6}$ – коэффициент линейного расширения металла трубы, 1/С°.

$$\sigma_{np.N} = 0,15 \cdot \frac{1,15 \cdot 6,5 \cdot (122 - 2 \cdot 1,52)}{1,52} - 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,1 \cdot 10^6 \cdot 40 = -130,47 \text{ кгс/см}^2.$$

Знак “минус” последнего результата указывает на наличие продольных осевых сжимающих напряжений, поэтому необходимо определить значение коэффициента ψ_1 , учитывающего двухосное напряженное состояние металла труб.

Температурный перепад при замыкании трубопровода в холодное время года:

$$\Delta t = t_3 - t_\phi, \quad (30)$$

где t_3 – максимальная температура стенок трубы в процессе эксплуатации, равная температуре продукта 10°С;

t_ϕ – температура ремонта трубопровода, равная минус 30°С;

$$\Delta t = 10 - (-30) = 40^\circ \text{C}.$$

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 6,5 \cdot 122}{2(3032,07 \cdot 0,97779 + 1,15 \cdot 6,5)} = 1,50 \text{ см}.$$

Принимаем толщину стенки трубопровода равную 15,0.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

3.7. Расчёт на прочность и устойчивость трубопровода

Проверяем трубопровод на прочность, найдя сначала кольцевые напряжения в стенке трубы $(\sigma)_{\text{кц}}$ и ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n_p \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{2\delta}, \quad (31)$$

где $n_p=1,15$ – коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего рабочего давлению в трубопроводе;

$P = 6,5 \text{ кгс/см}^2$ – рабочее давление в трубопроводе;

$D_{\text{вн}}=119,0 \text{ см}$ – внутренний диаметр трубопровода;

δ – толщина стенки трубопровода.

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{1,15 \cdot 6,5 \cdot 119}{2 \cdot 1,5} = 2925,08 \text{ кгс/см}^2;$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1}, \quad (32)$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{2925,08}{3032,07} \right)^2} - 0,5 \frac{2925,08}{3032,07} = 0,256.$$

Прочность проверяется по условию:

$$\sigma_{\text{пр.Н}} \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (33)$$

$$\psi_2 \cdot R_1 = 0,256 \cdot 3032,07 = 776,2.$$

Условие (9) выполняется: $130,47 \leq 776,2$.

Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении.

Проверка общей устойчивости подземного трубопровода в продольном направлении выполняется в плоскости наименьшей жесткости системы из условия:

$$S \leq mN_{\text{кр}}, \quad (34)$$

где m – коэффициент условий работы трубопровода;

$N_{\text{кр}}$ – продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода;

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

S – продольное осевое усилие в сечении трубопровода, возникающее от расчетных нагрузок и воздействий. Так, с учетом нагрузки от внутреннего давления и температурных воздействий, при отсутствии компенсации продольных перемещений, просадок и пучения грунта:

$$S = (\alpha_t E \Delta t - \mu \sigma_{кц}) F, \quad (35)$$

где F – площадь поперечного сечения трубы, которая определяется по формуле:

$$F = \frac{\pi}{4} (D_n^2 - D_{вн}^2), \quad (36)$$

$$F = \frac{3,14}{4} (14884 - 14151,4816) = 575,03 \text{ см}^2.$$

$$S = (12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,1 \cdot 10^6 \cdot 40 - 0,3 \cdot 2925,08) \cdot 575,03 = 75027,6 \text{ кгс}.$$

Для прямолинейных участков подземных трубопроводов продольное критическое усилие находится по следующей формуле:

$$N_{кр} = 4 \sqrt[11]{p_0^2 q_{в.п}^4 F^2 E^5 I^3}, \quad (37)$$

где $q_{в.п.}$ – сопротивление грунта вертикальным перемещениям трубы;

p_0 – сопротивление грунта продольному перемещению трубы, приходящееся на единицу длины трубопровода;

I – момент инерции поперечного сечения трубы, который определяется:

$$I = \frac{\pi}{64} (D_n^4 - D_{вн}^4), \quad (38)$$

$$I = \frac{3,14}{64} (122^4 - 118,96^4) = 10435115 \text{ см}^4.$$

Суммарный вес трубопровода и продукта:

$$q_{м.п} = n_{тр} q_{тр}^H + n_{пр} q_{пр}^H, \quad (39)$$

где $n_{тр}$, $n_{пр}$ – коэффициенты перегрузки для собственного веса трубопровода и веса перекачиваемого продукта соответственно, при расчете на устойчивость $n_{тр}=1$, $n_{пр}=0,95$.

$$\begin{aligned} q_{тр}^H &= \gamma \cdot F \\ q_{пр}^H &= n_p p D_{вн}^2 \cdot 10^{-6}, \end{aligned} \quad (40)$$

где γ – плотность стали.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

$$q_{mp}^H = 7,85 \cdot 10^{-3} \cdot 575,03 = 4,51 \text{ кгс/см}$$

$$q_{np}^H = 1,15 \cdot 118,96^2 \cdot 10^{-6} = 1,058 \text{ кгс/см}.$$

$$q_{mn} = 1 \cdot 4,51 + 0,95 \cdot 1,058 = 5,52 \text{ кгс/см}$$

Сопротивление грунта продольным перемещениям трубы:

$$p_{zp} = \frac{n_{zp} \gamma_{zp} \left[2D_n h_0 + \frac{D_n^2}{4} + 2D_n \left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{zp}}{2} \right) \right] + q_{m.n}}{\pi D_n}, \quad (41)$$

где $\varphi_{гр}$ – угол внутреннего трения грунта;

$n_{гр}$ – коэффициент перегрузки веса грунта, принимаемый в расчетах на устойчивость равным 0,8;

$\gamma_{гр}$ – объемный вес грунта;

$h_0 = 1$ м – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до дневной поверхности.

$$p_{zp} = \frac{0,8 \cdot 1,6 \cdot 10^{-3} \left[2 \cdot 122 \cdot 100 + \frac{122^2}{4} + 2 \cdot 122 \left(100 + \frac{122}{2} \right) \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{30^\circ}{2} \right) \right] + 5,52}{3,14 \cdot 122} = 0,24 \text{ кгс/см}^2.$$

Определяем сопротивление продольному перемещению трубы, приходящееся на единицу длины трубопровода:

$$p_0 = \pi \cdot D_n \cdot \tau_{np}, \quad (42)$$

где $\tau_{гр}$ – предельное сопротивление грунта сдвигу, определяется по формуле:

$$\tau_{np} = p_{zp} \operatorname{tg} \varphi_{zp} + c_{zp}, \quad (43)$$

$c_{гр}$ – коэффициент сцепления грунта.

$$\tau_{np} = 0,24 \cdot \operatorname{tg} 30^\circ = 0,139 \text{ кгс/см}^2$$

$$p_0 = 3,14 \cdot 122 \cdot 0,139 = 53,08 \text{ кгс/см}^2$$

Сопротивление грунта вертикальным перемещениям трубы определяется по формуле:

$$q_{в.н} = n_{zp} \gamma_{zp} D_n \left(h_0 + \frac{D_n}{2} - \frac{\pi D_n}{8} \right) + q_{m.n}, \quad (44)$$

$$q_{в.н} = 0,8 \cdot 1,6 \cdot 10^{-3} \cdot 122 \left(100 + \frac{122}{2} - \frac{3,14 \cdot 122}{8} \right) + 5,5 = 23,18 \text{ кгс/см}.$$

Находим продольное критическое усилие для прямолинейных участков трубопровода:

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

$$N_{кр} = 4\sqrt[11]{53,08^2 \cdot 23,18^4 \cdot 575,03^2 \cdot (2,1 \cdot 10^6)^5 \cdot 10435115^3} = 2685313 \text{ кгс}.$$

Проверяем выполнение условия (2.10)

$$mN_{кр} = 0,9 \cdot 2685313 = 2416781,7 \text{ кгс};$$

$$75027,6 \text{ кгс} \leq 2416781,7 \text{ кгс}.$$

Условие выполняется, следовательно, устойчивость трубопровода на прямолинейных участках в заданных условиях обеспечивается.

Для криволинейных участков трубопровода, выполненных упругим изгибом, продольное критическое усилие подсчитывается по формуле:

$$N_{кр} = \beta_y \sqrt[3]{q_{в.н}^2 EI}, \quad (45)$$

где коэффициент β_y находится по номограмме [4] в зависимости от параметров Θ и Λ , вычисленных следующим образом:

$$\Theta = \frac{1}{R \sqrt[3]{\frac{q_{в.н}}{EI}}}; \quad (46)$$

$$\Theta = \frac{1}{14 \cdot 10^{4,3} \sqrt[3]{\frac{23,18}{2,1 \cdot 10^6 \cdot 10435115}}} = 0,033.$$

$$\Lambda = \frac{\sqrt{\frac{p_0 F}{q_{в.н} I}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{в.н}}{EI}}}; \quad (47)$$

$$\Lambda = \frac{\sqrt{\frac{53,08 \cdot 575,03}{23,18 \cdot 10435115}}}{\sqrt[3]{\frac{23,18}{2,1 \cdot 10^6 \cdot 10435115}}} = \frac{0,036}{0,00022} = 164.$$

По номограмме находим значение коэффициента $\beta_y = 22,5$ и по формуле (21) вычисляем значение продольного критического усилия для криволинейных участков трубопровода:

$$N_{кр} = 22,5 \sqrt[3]{23,18^2 \cdot 2,1 \cdot 10^6 \cdot 10435115} = 2375912 \text{ кгс}$$

$$mN_{кр} = 0,9 \cdot 2375912 = 2138321 \text{ кгс}$$

$$75027,6 \text{ кгс} \leq 2138321 \text{ кгс}.$$

Условие выполняется и для криволинейных участков.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

3.8. Расчет геометрических параметров ремонтной муфты

Длина муфты L_M , в миллиметрах, определяется исходя из длины дефекта $L_{\text{деф}} = 200$ мм в осевом направлении и наружного диаметра трубопровода $D_H = 1220$ мм и должна быть:

не менее $(L_{\text{деф}} + D_H)$ для всех дефектов, кроме дефектов кольцевого сварного шва, дефектов, ориентированных в окружном направлении, продольных трещин и внутренней коррозии (расстояние от края муфты до края дефекта должно быть не менее $0,5D_H$).

Для ремонта выбирают муфту по длине из типового ряда 1000; 1500; 2000; 2500; 3000; 3500 мм (ближайший больший размер). В случае если длина требуемой для ремонта муфты превышает 3500 мм, то применяют составную муфту, состоящую из нескольких муфт, расположенных встык друг с другом и соединенных между собой кольцевым сварным швом. Длина составной муфты не должна превышать 10,5м

$$L_M = L_{\text{деф}} + D_H = 200 + 1220 = 1420 \text{ мм.}$$

В данном случае принимаем $L_M = 1500$ мм.

Номинальный внутренний диаметр муфты $D_{BH} = 1262$ мм.

Расстояние между трубой и установленной на ней муфтой в любой точке кольцевого зазора должно быть не менее 6 мм и не более 40 мм.

Расстояние между отдельно установленными муфтами должно быть не менее 150 мм.

Толщина стенки муфты должна быть равна или больше на 20–30 % толщины стенки ремонтируемой трубы, при этом прочностные характеристики металла муфты должны быть не ниже характеристик прочности металла трубы.

3.9. Расчет необходимого количества герметика и композитного состава

Для расчета необходимого количества используемого герметика и композитного состава нужно вычислить соответствующие объемы.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Объем быстроотверждающегося герметика V_r , в литрах, необходимый для герметизации двух торцов одной муфты (по 25 мм с каждой стороны) рассчитывается по следующей формуле:

$$V_r = \pi \cdot (D_n + \Delta R) \cdot \Delta R \cdot 50 \cdot 10^{-6}, \quad (48)$$

где D_n – наружный диаметр трубопровода, мм;

ΔR – кольцевой зазор между трубой и муфтой, мм.

Объемы герметика для одной муфты, в зависимости от диаметра трубопровода при номинальном кольцевом зазоре $\Delta R = 21$ мм.

$$V_r = 3,14 \cdot (1220 + 21) \cdot 21 \cdot 50 \cdot 10^{-6} = 4,1 \text{ литра.}$$

При формировании скоса между трубой и муфтой рассчитанный объем герметика должен быть увеличен на 25–50%

Объем композитного состава V_k необходимого для заполнения кольцевого для заполнения кольцевого зазора между трубой и муфтой, определяется по формуле:

$$V_k = \pi \cdot (D_n + \Delta R) \cdot \Delta R \cdot (L_m - 50) \cdot 10^{-6}, \quad (49)$$

где L_m – длина ремонтной муфты, мм.

$$V_k = 3,14 \cdot (1220 + 21) \cdot 21 \cdot (1500 - 50) \cdot 10^{-6} = 118,7 \text{ литра.}$$

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

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

В настоящее время предприятия всех отраслей промышленности, в том числе и нефтедобывающей стремятся к устранению дефектов современными средствами.

Проведем сегментирование рынка услуг ремонту трубопровода методом ремонтной конструкции П1. В таблице 8 показана карта сегментирования рынка.

Таблица 8 – Сегментирование рынка услуг по производству, наладке и переоснащению модулей промышленных установок

		Вид услуги		
		Производство готовых модулей	Монтаж и наладка готовых модулей	Переоснащение устаревших модулей
Компании-потребители	Крупные	1,2,3	1,3	1
	Средние	1,2,3	1	1

Примечание: 1, 2, 3 – условные обозначения фирм-конкурентов.

Сегментированием рынка выявлены следующие результаты:

- основными сегментами выбранного рынка являются услуги по производству промышленных модулей, их монтажу и наладке, а также переоснащению выведенных из строя и морально устаревших модулей;

					Определение остаточного ресурса магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ким Н.Ф.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение		Лит.	Лист
Руковод.		Чухарева Н.В.						Листов
Консульт.							56	87
рук. ООП		Брусник О.В.					ТПУ гр. 3-2Б4А	

•организованное предприятие должно быть ориентировано на переоснащение выведенных из строя и морально устаревших модулей;
для организованного предприятия в будущем возможен вариант деятельности, связанный с монтажом и наладкой готовых модулей сторонних фирм производителей.

Проведем анализ технических решений сравнительно разработанной продукции других на основе основных технических и экономических критериев оценки эффективности. Для наглядности составим карту сравнения, представленную в таблице 9.

Таблица 9 – Оценочная карта для сравнения технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0.1	5	4	3	0.5	0.4	0.3
2. Современные технологии	0.15	5	5	4	0.75	0.75	0.6
3. Энергоэкономичность	0.1	5	4	4	0.5	0.4	0.4
4. Надежность	0.2	4	4	3	0.8	0.8	0.6
5. Безопасность	0.1	5	5	4	0.5	0.5	0.4
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0.05	4	5	4	0.2	0.25	0.2
2. Уровень проникновения на рынок	0.05	1	5	4	0.05	0.25	0.2
3. Цена	0.1	3	4	5	0.3	0.4	0.5
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0.1	5	5	4	0.5	0.5	0.4
5. Послепродажное обслуживание	0.05	4	4	4	0.4	0.4	0.4
Итого:	1	Суммарная оценка:			4,4	4,65	4

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_j, \quad (50)$$

где К – устойчивость спроса на рынке;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_j – балл i -го показателя.

На рынке присутствует множество фирм, оказывающих аналогичные услуги.

4.2. SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Таблица 10– Матрица SWOT

	Сильные стороны	Слабые стороны
	1. Высокий уровень проникновения на рынок 2. Функциональная мощность 3. Предъявленная безопасность и надежность 4. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями 5. Экологичность технологии	1. Недостаток средств финансирования 2. Низкий уровень послепродажного обслуживания 3. Низкая квалификация у потенциальных потребителей 4. Отсутствие системы мотивации персонала 5. Недостатки в рекламной политике
Возможности: В1. Разорение и уход предприятий-конкурентов В2. Выход на новые сегменты рынка В3. Внедрение инноваций В4. Повышение стоимости конкурентных разработок В5. Расширение спектра услуг	Высокий уровень проникновения на рынок, функциональная мощность и более низкая стоимость производства даст возможность в будущем вытеснить конкурентов. Из-за приемлемых цен мы сможем выйти на новые сегменты рынка	Внедрение инноваций в разработки, а также расширение спектра услуг в дальнейшем даст возможность получить большую прибыль и устранить недостаток средств финансирования.
Угрозы: У1. Появление новых конкурентов У2. Отсутствие спроса на новые технологии У3. Задержка финансирования разработки У4. Выход на рынок Иностранных компаний У5. Высокий уровень налогов на наши услуги	Удержание высоких позиций на рынке и функциональная мощность позволит погасить конкурентов, а низкая стоимость и экологичность разработок превысит запросы в иностранных компаний	С помощью повышения послепродажного обслуживания пытаться завоевать доверие потребителей, тем самым повысить спрос на новые технологии.

4.3. Планирование работ

4.3.1. Структура работ

При разработке ВКР одним из важных этапов является его технико-экономическое обоснование. Оно позволяет выделить преимущества и недостатки разработки, внедрения и эксплуатации данного программного продукта в разрезе экономической эффективности, социальной значимости и других аспектах.

Одной из основных целей планирования работ является определение общей продолжительности их проведения.

Таблица 11– Перечень работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Специалист
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, Специалист
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Специалист
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических исследований, изучение литературы	Специалист
	6	Построение и проведение экспериментов	Руководитель, Специалист
	7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими данными	Специалист
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель
	9	Определение целесообразности проведения	Специалист, руководитель
Оформление документации	10	Сбор информации по охране труда	Специалист
	11	Оформление результатов по охране труда	Специалист
	12	Подбор данных для выполнения экономической части работы	Специалист
	13	Оформление экономической части работы	Специалист
Оформление отчета	14	Составление пояснительной записки	Специалист, руководитель
	15	Сдача работы на рецензию	Специалист
	16	Предзащита	Специалист, руководитель
	17	Подготовка к защите дипломной работы	Специалист
	18	Защита дипломной работы	Специалист, руководитель

4.3.2. План выполнения

Таблица 12 – Календарный план

Код работы (из ИСР)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ
1	Получение задания и составление плана работ	1	13.02.2019	13.02.2019
2	Ознакомление с экспериментальными данными	2	14.02.2019	17.02.2019
3	Изучение технологии процесса	2	18.02.2019	19.02.2019
4	Работа с литературой	10	20.02.2019	05.03.2019
5	Расчет влияния основных технологических параметров на эффективность процесса	36	06.03.2019	24.04.2019
6	Разработка презентации и раздаточного материала	3	25.04.2019	29.04.2019
7	Обработка результатов	5	30.04.2019	07.05.2019
8	Оформление таблиц данных, графиков	2	08.05.2019	12.05.2019
9	Обсуждение результатов	4	13.05.2019	16.05.2019
10	Оформление пояснительной записки	10	19.05.2019	30.05.2019
Итого:		75		

Таблица 13– Календарный план-график проведения работ по написанию ВКР

№	Вид работ	Исполнители	Тзд	Продолжительность вып-я работ											
				март			апрель			май			июнь		
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	Постановка задачи	руководитель	2	■											
2	Составление технического задания	руководитель	4	■	■										
3	Подбор и изучение литературы	студент	11		■	■									
4	Разработка проекта	руководитель студент	24			■	■	■	■						
5	Формирование информационной базы	руководитель студент	32				■	■	■	■	■				
6	Набор методического пособия	студент	15							■	■	■			
7	Проверка	руководитель студент	4								■	■			
8	Анализ результатов	руководитель студент	4									■	■		
9	Апробация инструментального средства	студент	6										■	■	
10	Оформление отчетной документации о проделанной работе	студент	9											■	■
11	Составление пояснительной записки	студент	6												■
12	Сдача готового проекта	студент	2												■

Синим цветом на графике обозначена длительность исполнения работы руководителем (в днях), зеленым цветом – длительность исполнения работы студентом (в днях).

На выполнение НИОКР для выпускной квалификационной работы было затрачено 119 дней. Был составлен календарный план-график проведения научного исследования который включал в себя выполнение 12 этапов (видов работ), которые выполнялись в определённой последовательности.

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

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

Таблица 14 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности	0,15	4	3	2	0,6	0,45	0,3
2. Удобство в эксплуатации	0,05	3	3	3	0,15	0,15	0,15
3. Энергоэкономичность	0,08	5	4	4	0,4	0,32	0,32
4. Надежность	0,08	5	3	3	0,4	0,24	0,24
5. Безопасность	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
6. Простота эксплуатации	0,05	4	3	3	0,2	0,15	0,15
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,11	4	3	3	0,44	0,33	0,33
2. Уровень проникновения на рынок	0,05	1	2	2	0,05	0,1	0,1
3. Цена	0,08	4	4	3	0,32	0,32	0,24
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	4	4	4	0,28	0,28	0,28
5. Финансирование научной разработки	0,08	3	5	4	0,24	0,4	0,32
6. Срок выхода на рынок	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,2

7. Наличие сертификации разработки	0,05	1	3	3	0,05	0,15	0,15
Итого	1				3,83	3,59	3,28

Где Б_{к1} - РХТУ им. Д.И. Менделеева, Б_{к2}- Институт проблем нефти и газа РАН, г.Москва

4.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

4.4.1 Расчет материальных затрат НТИ

Математические модели процесса обезвоживания нефти с учётом различных формул учёта диаметра капель не имеет компьютерной реализации, что является веским преимуществом нашей научной разработки.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхi}, \quad (51)$$

Материальные затраты, необходимые для данной разработки, отражены в табл. 15.

Таблица 15 - Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., с НДС руб.			Затраты на материалы, (Z _м), руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп.3	Исп. 1	Исп. 2	Исп.3	Исп. 1	Исп.2	Исп.3
Бумага	листов	400	600	500	0,6	0,6	0,6	288	432	360
Чернила для принтера	мл	100	150	50	4	4	4	480	720	240
Тетрадь	шт.	2	1	4	15	15	15	36	18	72
Ручка	шт.	3	2	4	10	10	10	36	24	48
Карандаш	шт.	1	2	1	7	7	7	8,4	16,8	8,4
Итого								848	1210	728

4.4.2 Затраты на оборудование

Все расчеты по приобретению спецоборудования, включая 15% на затраты по доставке и монтажу, отображены в табл. 16.

Таблица 16– Расчет затрат на оборудование для научных работ

Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость с НДС, руб.
Компьютер, в т.ч	1	37920
Системный блок	1	26290
Монитор	1	9690
Манипулятор-мышь	1	590
Клавиатура	1	690
Сетевой фильтр	1	230
Принтер	1	3990
ИТОГО		41480

4.4.3 Расчет основной и дополнительной заработной платы

Численность исполнителей принимается как $N_{рук}=1$, $N_{исп}=1$, общее число исполнителей – 2 человек.

Расчет эффективного рабочего времени одного исполнителя сведен в табл. 17.

Таблица 17– Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	41	75
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	17	17
- праздничные дни	2	2
Номинальный фонд рабочего времени		
Потери рабочего времени		
- отпуск	-	-
- невыходы по болезни	-	-
Эффективный фонд рабочего времени	22	56

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

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (52)$$

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

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

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

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{раб}}, \quad (53)$$

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

$T_{\text{р}}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (табл. 8);

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}, \quad (54)$$

где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

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

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

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

$$Z_{\text{дн(рук)}} = \frac{43111,73 \cdot 1}{22} = 1960$$

$$Z_{\text{дн(исп)}} = \frac{3510 \cdot 2}{56} = 125$$

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{б}} \cdot (k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}}, \quad (55)$$

где $Z_{\text{б}}$ – базовый оклад, руб.;

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

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок;

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

$$Z_{\text{зн}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (56)$$

						Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

Основная заработная плата руководителя (от ТПУ) рассчитывается на основании отраслевой оплаты труда.

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя от предприятия рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (57)$$

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

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

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

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} \quad (58)$$

где $k_{доп}$ - коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12-0,15)

Таблица 18 – Расчёт основной и дополнительной заработной платы

Исполнители	$Z_б$, руб.	k_p	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.	$Z_{зп}$
Руководитель	33162,9	1,3	43111,7	1960	22	43340	6501
Бакалавр	2700	-	2700	125	56	7000	1050

Рассчитываем отчисления на социальные нужды (27,1%):

$$Q_{соц.н.} = 0,271 \cdot ZП, \text{руб.}, \quad (59)$$

Таблица 19– Заработанная плата одного исполнителя НИР

	Заработная плата	Социальные отчисления
Руководитель	49841	13506,9
Исполнитель	7000	0
ИТОГО	56841	13506,9

4.4.4 Расчет затрат на научные и производственные командировки

Затраты на научные и производственные командировки исполнителей определяются в соответствии с планом выполнения темы и с учетом действующих норм командировочных расходов различного вида и транспортных тарифов.

4.4.5 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:

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \times k_{\text{нр}}, \quad (60)$$

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

$$З_{\text{накл}} \text{ исп. 1} = (848 + 41480 + 56481 + 7551 + 13506,9) \times 0,16 = 19236,3$$

$$З_{\text{накл}} \text{ исп. 2} = (1210 + 41480 + 56481 + 7551 + 13506,9) \times 0,16 = 19294,2$$

$$З_{\text{накл}} \text{ исп. 3} = (728 + 41480 + 56481 + 7551 + 13506,9) \times 0,16 = 19217,1$$

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

4.4.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в табл. 20.

Таблица 20- Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
6. Материальные затраты НТИ	848	1210	728
7. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	41480	41480	41480
8. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	56841	56841	56841
9. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	7551	7551	7551
10. Отчисления во внебюджетные фонды	13506,9	13506,9	13506,9
11. Накладные расходы	19236,3	19294,2	19217,1
12. Бюджет затрат НТИ	139463,2	139883,1	139324,0

4.5 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 финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (61)$$

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

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

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:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (62)$$

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

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

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

n – число параметров сравнения.

Таблица 21 - Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,98	0,96	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,05	3,9	4,45
3	Интегральный показатель эффективности	4,13	4,06	4,45
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	0,93	0,91	1

Заключение: в ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были определены финансовый показатель разработки, показатель ресурсоэффективности, интегральный показатель эффективности и, на основании сравнительной эффективности вариантов исполнения, оптимальным был выбран вариант исполнения 3.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

При производстве ремонтно-строительных работ на магистральном нефтепроводе необходимо строго соблюдать правила техники безопасности. Выполняя капитальный ремонт магистральных трубопроводов, необходимо руководствоваться нормативными документами. В утвержденных программах обучения рабочих различных профессий и повышения квалификации инженерно-технических работников выделяются часы для изучения правил техники безопасности. Специализированные ремонтное и строительное управления разрабатывают производственную инструкцию по технике безопасности при ремонте магистрального трубопровода с учетом местных условий. Руководство управления знакомят рабочих и технический персонал с инструкцией по производству работ и правилами техники безопасности и выдают на руки всем работающим эти инструкции по профессиям.

5.1. Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции магистрального газопровода в таблице 22.

					Определение остаточного ресурса магистрального нефтепровода		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность		
Разраб.		Ким Н.Ф.					
Руковод.		Чухарева Н.В.					
Консульт.							
рук. ООП		Брусник О.В.					
					ТПУ гр. 3-2Б4А		
					Лит.	Лист	Листов
						69	87

Таблица 22 – Опасные и вредные факторы при выполнении реконструкции
ГПА на КС магистрального газопровода

Наименование и виды работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-88.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
		Электрический ток	
Ремонтно-восстановительные работы при реконструкции газоперекачивающих агрегатов	-	Повышенное значение напряжения	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [11] ГОСТ 12.1.038-82
		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)	ГОСТ 12.1.003 -74 ССБТ [1]
	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны	-	СанПиН 2.2.4.548-96 [19] СНиП 2.04.05.86 [37]
	Превышен ие уровней шума и вибрации	-	ГОСТ 12.1.003– 2014 [3] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [10]

	Недостаточная освещенность рабочей зоны	-	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 [36] СП 52.13330.2011 [46]
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	-	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [4] ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [6]

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции магистрального газопровода, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов [1].

Отклонение показателей микроклимата

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера (а также районах приравненных к районам крайнего Севера) используется понятие предельной жесткости погоды (эквивалентная температура, численно равная сумме отрицательной температуры воздуха в градусах Цельсия и удвоенной скорости ветра в м/с), устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления [30].

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -40 до -45 °С.

При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже -25°С

работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, а также грузчикам, занятым на погрузочно-разгрузочных работах, и другим работникам, ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру около +25 °С [30].

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и специальную обувь со специальными видами обогрева [31].

Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи.

В рабочих зонах помещения и площадки обслуживания температура воздуха различна в теплый и холодный периоды года.

Интенсивность теплового облучения от работающих агрегатов и от нагретых поверхностей не должна превышать 35 Вт/м² при облучении 50% поверхности тела, 70 Вт/м² при облучении 25-50% поверхности тела и 100Вт/м² при облучении менее 25%. Максимальная температура при этом 28°С (301 К).

Для поддержания микроклимата предусматриваются приточная и вытяжная вентиляции, нагреватели и кондиционеры [30].

Профилактика перегрева работников осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха, использования средств индивидуальной защиты.

Превышение уровней шума и вибрации

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 131 дБА [4].

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

оборудования;

- использование средств звукоизоляции;

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования, вкладыши "Беруши" и др.), заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА. В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство [4].

Для санитарного нормирования и контроля уровня вибрации используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116 дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц [10].

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- применением вибробезопасного оборудования и инструмента; применением средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих вибрации на путях ее распространения от источника возбуждения;
- организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих; вывод работников из мест с превышением ДУ по вибрации) [11].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для строительных площадок и участков работ необходимо

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог [35]. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов [35].

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет $1,1 \dots 10 \text{ мг/м}^3$, для природного газа ПДК равно 300 мг/м^3 [5].

ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [5]:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м^3 .

- в качестве одорантов в основном применяют меркаптаны, в частности этилмеркаптан ($\text{C}_2\text{H}_5\text{SH}$), которые относятся ко 2-му классу опасности (вещества высокопасные). ПДК в воздухе рабочей зоны по санитарным нормам 1 мг/м^3 .

- ПДК сероводорода в присутствии углеродов ($\text{C}_1\text{-C}_5$) – 3 мг/м^3 (2-ой класс опасности).

- ПДК сернистого газа (SO_2) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м^3 (3 класс – умеренно опасные вредные вещества).

- ПДК метанола (CH_3OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м^3 .

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении при проведении реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции магистрального газопровода, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов [3, 30, 31].

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)

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

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например, двуручное управление), предотвращающие травмирование [31].

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право [3].

Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека, не должны превышать следующих значений [13]:

- переменный ток (частота 50 Гц) – U не более 2,0 В, I не более 0,3 мА;
- переменный ток (частота 400 Гц) – U не более 3,0 В, I

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

не более 0,4 мА;

- постоянный ток – U не более 8,0 В, I не более 1,0 мА.

Напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25 °С) и влажности (относительная влажность более 75 %), должны быть уменьшены в три раза [12].

Чтобы предупредить возможность случайного проникновения и тем более прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки [13].

Для предотвращения опасных ситуаций должны быть предусмотрены средства электробезопасности: применение малых напряжений (12...42 В), защитное заземление (4...10 Ом), устройство защитного отключения.

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

Для защиты от электрической дуги и металлических искр при сварке необходимо использовать: защитные костюмы, защитные маски или очки и т.п. Защита взрывоопасных сооружений и наружных установок от прямых ударов молнии выполняется отдельно стоящими молниеотводами и прожекторными мачтами с молниеотводами. Все металлические, нормально нетоковедущие части электрооборудования, которые могут оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции, присоединяются к защитному заземлению [13].

Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

При несоблюдении правил безопасности при изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудование, работающее под высоким давлением, обладает повышенной опасностью [30].

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Лист
						76

Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть: внешние механические воздействия, старение систем (снижение механической прочности); нарушение технологического режима; конструкторские ошибки; изменение состояния герметизируемой среды; неисправности в контрольно-измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах; ошибки обслуживающего персонала и т. д. [12].

Основным требованием к конструкции оборудования работающего под высоким давлением является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации и возможности осмотра и ремонта. Специальные требования предъявляются к сварным швам. Они должны быть доступны для контроля при изготовлении, монтаже и эксплуатации, располагаться вне опор сосудов. Сварные швы делаются только стыковыми [48].

Ответственность за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосудов должна быть возложена на специалиста, которому подчинен персонал, обслуживающий сосуды (начальник КС, начальник участка и т. д.).

5.2 Экологическая безопасность

Проведение природоохранных мероприятий должно обеспечивать возможность сохранения существующего до начала реконструкции и потенциально достижимого при реконструкции:

- уровня загрязнения природной среды;
- локализацию и уменьшение активности опасных природных процессов [15, 16].

Рассмотрим воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия при реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции магистрального газопровода в таблице 23. Таблица 23 - Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия при реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции магистрального газопровода.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

		нормативов уровня выбросов в атмосферу оксидов азота и окиси углерода.
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение.	Для того чтобы обеспечить более высокий экологический уровень природопользования, позволяющий на порядок снизить ущерб животному миру, необходимо применение щадящих технологий при производстве работ и прогрессивных методов пользования ресурсами фауны, заключающихся в следующем: ограничить применение техники с большим удельным давлением на грунт, разрушающим почвенный покров, а также подземные ходы, норы, убежища животных.

С целью минимизации и предупреждения вредного антропогенного воздействия должно быть выполнено следующее: проведены инструктажи обслуживающего персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарно-эпидемиологической службы, ознакомление его с особым режимом деятельности в водоохранных и санитарно – защитных зонах водотоков и водозаборов.

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Необходимо спрогнозировать все возможные чрезвычайные ситуации при проведении ремонтных работ:

- ошибочные действия персонала при проведении ремонтных работ, несоблюдение очередности оперативных переключений трубопроводов и запорной арматуры и др;
- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);
- порыв трубопровода при его подъёме;
- коррозия оборудования;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.);
- обморожение;
- пожары;
- взрывы;
- разливы сильнодействующих ядовитых веществ и т.д.

Частые аварии на трубопроводах с разливом нефти являются довольно распространённым явлением техногенного характера, при которых ежегодно теряется не менее 10–20 млн. тонн нефти.

В современных АО, занимающихся транспортировкой нефти в постоянной готовности к работе находится эффективная техника и оборудование, предназначенные для ликвидации аварий, несколько десятков видов материалов и препаратов для устранения причин разлива, локализации нефти на месте аварии и ликвидации её последствий скиммеры-нефтесборщики с вакуумным, «экскаваторным» сбором нефти различной вязкости собирают нефть при различных погодных условиях.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

На предприятии проводятся регулярные учения МЧС с участием надзорных органов и природоохранных служб нефтяной компании в соответствии с разработанными планами ликвидации аварий.

Одними из примеров чрезвычайных ситуаций могут быть пожары или взрывы при проведении работ в газоопасных местах. Классы пожаров и рекомендуемые огнетушащие средства приведены в таблице.

Таблица 24 – Классы пожаров и рекомендуемые огнетушащие средства

Класс пожар а	Характеристика горючей среды или объекта	Огнетушащие средства
1	2	3
A	Обычные твердые горючие материалы (бумага, дерево, ткань и др)	Все виды огнетушащих средств (прежде всего вода)
B	Горючие жидкости (бензин, лаки, масла, растворители и др), плавящиеся при нагревании материалы	Распыленная вода, все виды пен, составы на основе галогенов, порошки
C	Горючие газы (метан, пропан, водород, ацетилен и др.)	Газовые составы: инертные разбавители (CO ₂ , N ₂), галогеноуглеводороды, порошки, вода (для охлаждения)
D	Металлы и их сплавы (K, Na, Al, Mg и др.)	Порошки (при спокойной подаче на горячую поверхность)
E	Электроустановки, находящиеся под напряжением	Галогеноуглеводороды, диоксид углерода, порошки

Вывод.

Предусмотрены мероприятия для безопасной работы при проведении СМР и оборудование для последующей безопасной эксплуатации магистрального нефтепровода. Мероприятия предусмотренные при проведении СМР позволяют обеспечить работу без аварий, свести к минимуму негативное воздействие на окружающую среду. Соблюдение мероприятий по обеспечению безопасности труда позволяет свести к минимуму производственный травматизм.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проблемы обоснования, планирования, организации и своевременное устранение дефектов на магистральном нефтепроводе играют большую роль в деле обеспечения надежной и безопасной работы крупных транспортных систем. В связи с этим особое значение приобретают вопросы, связанные с техникой и технологией ремонтных работ.

Для установки ремонтной конструкции и производства ремонта было выбрано необходимое оборудование: экскаватор, автокран, сварочный аппарат, пескоструйный аппарат, нагнетательный насос. При установке муфты по композитно-муфтовой технологии были учтены условия безопасности труда и окружающей среды.

В экономической части рассчитаны затраты на установку ремонтной конструкции.

Произведен анализ опасных и вредных производственных факторов при производстве работ.

					Определение остаточного ресурса магистрального нефтепровода		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Заключение		
Разраб.		Ким Н.Ф.					
Руковод.		Чухарева Н.В.					
Консульт.							
рук. ООП		Брусник О.В.					
					ТПУ гр. 3-2Б4А		

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бабин Л.А., Григоренко П.Н., Ярыгин Е.Н. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов.– М.: Недра, 2011. – 246 с.
2. Березин В.А., Ращепкин К.Е. Капитальный ремонт магистральных трубопроводов и др. – М.: Недра, 1978.-364 с.
3. ГОСТ 12.0.003–74. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс];
4. ГОСТ 12.1.003–2014. Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс];
5. ГОСТ 12.1.005–88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [Электронный ресурс];
6. ГОСТ 12.1.004–91. Пожарная безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс];
7. ГОСТ 12.1.007–76. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. [Электронный ресурс];
8. ГОСТ 12.1.008–76. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс];
9. ГОСТ 12.1.010–76. Взрывобезопасность. Общие требования. [Электронный ресурс];
10. ГОСТ 12.1.012–2004. Вибрационная болезнь. Общие требования. [Электронный ресурс];
11. ГОСТ 12.1.029–80. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс];
12. ГОСТ 12.1.030–81. Защитное заземление, зануление. [Электронный ресурс];

					Определение остаточного ресурса магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ким Н.Ф.			Список литературы		Лит.	Лист
Руковод.		Чухарева Н.В.						Листов
Консульт.								83
рук. ООП		Брусник О.В.						87
							ТПУ гр. 3-2Б4А	

13. ГОСТ 12.1.038–82. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. [Электронный ресурс];
14. ГОСТ 12.2.003–91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс];
15. ГОСТ 17.1.3.06–82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод. [Электронный ресурс];
16. ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений. [Электронный ресурс];
17. ГОСТ Р 22.0.01– 94. Безопасность в ЧС. Основные положения. [Электронный ресурс];
18. ГОСТ Р 22.3.03–94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения. [Электронный ресурс];
19. ГОСТ Р 22.0.07– 91. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров. [Электронный ресурс];
20. ГОСТ 14202 – 69. Трубопроводы промышленных предприятий. [Электронный ресурс];
21. ГОСТ 25812–83. «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии». [Электронный ресурс];
22. ГОСТ 54500.3.1 – 2011. Неопределенность измерения. Часть 3. Руководство по выражению неопределенности измерения. Дополнение 1. Трансформирование распределений с использованием метода Монте-Карло, [Электронный ресурс];
23. ГОСТ 30319.0–96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. [Электронный ресурс];
24. Зубарев В.Г. Магистральные газонефтепроводы: Учебное пособие /. – Тюмень: ТюмГНГУ, 1998. – 80 с.

25. Керимов В. Э. Учет затрат, калькулирование и бюджетирование в отдельных отраслях производственной сферы. – М.: Дашков и Ко, 2006г.– 484 с.

26. Коссов В. В. и др. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов – М.: Экономика, 2000. – Т. 2. – 234 с.

27. Криницына З.В. Ресурсоэффективность отрасли: Учебное пособие /З.В.Криницына. – Томск, издательство Томского политехнического университета, 2013. – 182 с.

28. ОНТП 51–1–85. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные газопроводы. [Электронный ресурс];

29. Официальный сайт ОАО «Газпром». [Электронный ресурс];

30. ПБ 03–576–2003. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. [Электронный ресурс];

31. ПБ 10–115–96. Правила устройства и безопасности эксплуатации сосудов, работающих под давлением. [Электронный ресурс];

32. ППБ 01–03. Правил пожарной безопасности в Российской Федерации. [Электронный ресурс];

33. РД 03–29–93. Методические указания по проведению технического освидетельствования паровых и водогрейных котлов, сосудов, работающих под давлением, трубопроводов пара и горячей воды. [Электронный ресурс];

34. РСН 68–87.Проектирование объектов промышленного и гражданского назначения Западно-Сибирского нефтегазового комплекса. [Электронный ресурс];

35. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–2003. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий. [Электронный ресурс];

36. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс];

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

37. СНиП 2.01.07–85. Нагрузки и воздействия. [Электронный ресурс];
38. СНиП 2.02.04–88. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. [Электронный ресурс];
39. СНиП 2.04.05–86. Отопление, вентиляция и кондиционирование. [Электронный ресурс];
40. СНиП 23–01–99*. Строительная климатология. [Электронный ресурс];
41. СНиП 42–01–2002. Газораспределительные системы. [Электронный ресурс];
42. Справочник работника газовой промышленности: справочное издание, М.М. Волков – М.: Недра, 1989. – 286 с.;
43. СП 2.6.1–758 – 99. Нормы радиационной безопасности, НРБ–99. [Электронный ресурс];
44. СП 36.13330 – 2011. Свод правил. Магистральные трубопроводы. [Электронный ресурс];
45. СП 52.13330 – 2011. Естественное и искусственное освещение. [Электронный ресурс];
46. СП 86.13330.2014. Свод правил. Магистральные трубопроводы. [Электронный ресурс];
47. СТО Газпром 2–3.5–051–2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. [Электронный ресурс];
48. СТО Газпром 2–3.5–253–2008. Контроль качества оборудования при поставке и эксплуатации. Агрегаты газоперекачивающие с газотурбинным приводом. [Электронный ресурс];
49. СТО Газпром 2–2.3– 351– 2009. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром». [Электронный ресурс];
50. СТО Газпром 2–3.5–454–2010. Правила эксплуатации магистральных газопроводов. [Электронный ресурс];

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

51. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. [Электронный ресурс];

52. Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера. [Электронный ресурс].

						Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		