

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
«Анализ методов повышения эксплуатационной надежности напорных нефтепроводов АО «Томскнефть» ВНК»

УДК 622.692.4-027.45

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6А	Ивлев А.А.		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Саруев А.Л.	к.т.н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Е.И.	к.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП

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

**ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА**

**21.03.01 Нефтегазовое дело**

*Планируемые результаты обучения*

<i>Код результата</i>	<i>Результат освоения ООП (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС ВО, критериев АИОР и/или заинтересованных сторон</i>
<b><i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i></b>		
<b><i>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</i></b>		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК (У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат освоения ООП (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС ВО, критериев АИОР и/или заинтересованных сторон</i>
P7	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ОПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
P8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
P9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НПС.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.055 "Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов".</i>

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

\_\_\_\_\_ Брусник О.В.

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

### ЗАДАНИЕ

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту

Группа	ФИО
3-2Б6А	Ивлеву Алексею Александровичу

Тема работы

«Анализ методов повышения эксплуатационной надежности напорных нефтепроводов АО «Томскнефть» ВНК»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

№ 36-77/С от 05.02.2021 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Техническое задание 1

**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,*

Напорные нефтепроводы ОАО «Томскнефть» ВНК на которых возможно развитие сценария аварии, с выходом нефти на дневную поверхность. Этот процесс пожароопасный и оказывает вредное влияние на окружающую среду. Поэтому рассматривается обеспечение эксплуатационной надёжности трубопроводных систем при минимальных затратах, минимизации потерь продукта при его транспортировке.

влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).	
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Цели и задачи обеспечение эксплуатационной надёжности трубопроводных систем при минимальных затратах, минимизации потерь продукта при его транспортировке; аналитический обзор по литературным источникам; анализ методов обеспечения надёжности; проверка на прочность и устойчивость напорного нефтепровода; составление модели надёжности; программы надёжности; социальная ответственность; экономическая обоснованность.
<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Графические материалы оформлены в виде презентации Microsoft PowerPoint

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

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Клемашева Елена Игоревна
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	05.02.2021 г.
--	---------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Саруев А.Л.	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6А	Ивлев А.А.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6А	Ивлев Алексей Александрович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<i>Бюджет проекта – не более 102000000 руб., в т.ч. затраты по оплате труда – не более 6500000 руб.</i>
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	<i>Приказ Минфина России от 30.03.2001 №26н (ред. от 16.05.2016) «Об утверждении Положения по бухгалтерскому учету «Учет основных средств» ПБУ 6/01 (Зарегистрировано в Минюсте России 28.04.2001 № 2689)</i>
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	<i>Тарифы страховых взносов: Итого: 30,9%</i>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения прокладки напорного нефтепровода «УПСВ Олень – ЦППН 4 п. Пионерный» с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.</i>
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	<i>Планирование и формирование бюджета для прокладки напорного нефтепровода «УПСВ Олень – ЦППН 4 п. Пионерный».</i>
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	<i>Определение экономической эффективности от прокладки напорного нефтепровода «УПСВ Олень – ЦППН 4 п. Пионерный».</i>
<b>Перечень графического материала:</b>	
<i>Карта сегментирования</i>	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	05.02.2021 г.
--	---------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	канд.экон.наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6А	Ивлев Алексей Александрович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б6А	Ивлев Алексей Александрович

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Анализ методов повышения эксплуатационной надежности напорных нефтепроводов АО «Томскнефть» ВНК

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

<p>Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p><i>Объектом исследования является (Анализ методов повышения эксплуатационной надежности напорных нефтепроводов АО «Томскнефть» ВНК)</i></p> <p><i>Область применения: (Обеспечение эксплуатационной надежности трубопроводных систем при минимальных затратах, минимизации потерь продукта в процессе его транспортировки)</i></p>
--	---

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

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p>	<p><i>РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»;</i></p> <p><i>ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы».</i></p> <p><i>ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности».</i></p> <p><i>ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность».</i></p> <p><i>ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность».</i></p> <p><i>Рабочее место расположено на открытом воздухе. Напорные нефтепроводы компании «Томскнефть» ВНК расположенные в северной части Томской области. При обслуживании нефтепровода, могут возникать порывы, вследствие коррозионного износа стенки трубы или иных других происшествий. В связи с этим имеет место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека.</i></p> <p><i>Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу)</i></p> <p><i>Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.</i></p>
<p>2. Производственная безопасность:</p>	<p><i>2.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><i>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</i></li> <li><i>– действие фактора на организм человека;</i></li> <li><i>– приведение допустимых норм с необходимой</i></li> </ul>

	<p><i>размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul> <p><i>Вредные факторы:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. <i>Превышение уровня шума</i></li> <li>2. <i>Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу</i></li> <li>3. <i>Климатические условия</i></li> <li>4. <i>Недостаток естественного света</i></li> </ol> <p><i>2.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>механические опасности (источники, средства защиты);</i></li> <li>– <i>термические опасности (источники, средства защиты);</i></li> <li>– <i>электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</i></li> <li>– <i>пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</i></li> </ul> <p><i>Опасные факторы</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. <i>Механические травмы при основных видах работ</i></li> <li>2. <i>Взрывоопасность</i></li> <li>3. <i>Пожароопасность</i></li> </ol>
<p><b>3. Экологическая безопасность:</b></p>	<p><i>3. Экологическая безопасность окружающей среды:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>защита селитебной зоны</i></li> <li>– <i>анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</i></li> <li>– <i>анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</i></li> <li>– <i>анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</i></li> <li>– <i>разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</i></li> </ul> <p><i>При обслуживании напорного нефтепровода воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения.</i></p> <p><i>Обслуживание трубопровода сопровождается:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>загрязнением атмосферного воздуха;</i></li> <li>– <i>нарушением гидрогеологического режима;</i></li> <li>– <i>загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод;</i></li> <li>– <i>повреждением почвенно-растительного покрова;</i></li> <li>– <i>изъятием земель;</i></li> </ul>

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>4. <i>Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>перечень возможных ЧС на объекте;</i></li> <li>– <i>выбор наиболее типичной ЧС;</i></li> <li>– <i>разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</i></li> <li>– <i>разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</i></li> <li>– <i>разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</i></li> </ul> <p><i>Чрезвычайные ситуации на напорном нефтепроводе могут возникнуть в результате повреждения нефтепровода механически или вследствие коррозии.</i></p>
---	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	05.02.2021 г.
--	---------------

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6А	Ивлев Алексей Александрович		

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»  
 Уровень образования бакалавриат  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года)

**Форма представления работы:**

бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН** выполнения бакалаврской работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2021 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) /вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
09.02.2021 г.	<i>Получение задания</i>	10
23.02.2021 г.	<i>Анализ основных параметров, характеризующих эксплуатационную надежность трубопроводов</i>	15
12.03.2021 г.	<i>Проверка прочности и устойчивости напорного нефтепровода АО «Томскнефть» ВНК</i>	15
27.03.2021 г.	<i>Расчетная часть</i>	10
15.04.2021 г.	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
25.04.2021 г.	<i>Социальная ответственность</i>	10
29.04.2021 г.	<i>Заключение</i>	10
11.05.2021 г.	<i>Презентация</i>	20
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Саруев А.Л.	к.т.н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП

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

## **Реферат**

Выпускная квалификационная работа 106 с., 6 рис., 27 табл., 39 источников.

Ключевые слова: напорный нефтепровод, эксплуатационная надежность, расчет, модель надежности, программа надежности, охрана труда.

Объектом исследования является напорный нефтепровод.

Цель работы – анализ методов повышения эксплуатационной надежности напорных нефтепроводов АО «Томскнефть» ВНК.

В процессе исследования проводились расчет на прочность и устойчивость, построение моделей надежности. Рассмотрены вопросы разработки программ надежности. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности строительства, охране окружающей среды, технико-экономическая часть.

В результате исследования была построена модель надежности и спрогнозирована эксплуатационная надежность в будущем. На основании полученных результатов было выявлено, что требуется составление программ надежности для увеличения эксплуатационной надежности.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: описаны методы обеспечения надежности нефтепроводов, модель надежности для напорного нефтепровода, возможные варианты повышения надежности для напорных нефтепроводов.

Область применения: для напорных нефтепроводах «Томскнефть» ВНК.

Экономическая эффективность/значимость работы позволит повысить эксплуатационную надежность, что в свою очередь приведет к меньшим потерям при транспортировке нефтепродукта.

В будущем планируется составлять программы надежности для напорных нефтепроводов «Томскнефть» ВНК, чтобы повысить эксплуатационную надежность.

## **Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки**

В данной работе приведены термины с соответствующими определениями:

**авария:** Событие, заключающееся в переходе системы из одного уровня эффективности функции на другой, более низкий

**надежность:** Свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, транспортирования и хранения.

**безотказность:** Свойство объекта непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени.

**вероятность безотказной работы:** Вероятность того, что в пределах заданной наработки отказ объекта не возникнет.

**интенсивность отказов:** Условная плотность вероятности возникновения отказа объекта, определяемая при условии, что до рассматриваемого момента времени отказ не возник.

**CAPEX:** Капитал, используемый компанией для приобретения или модернизации физических активов (жилой и промышленной недвижимости, оборудования, технологий).

**OPEX:** Повседневные затраты компании для ведения бизнеса, производства товаров и услуг.

## Оглавление

Введение.....	15
Обзор литературы.....	17
1 Анализ методов обеспечения надежности нефтепроводов.....	35
2 Проверка прочности и устойчивости напорного нефтепровода ОАО «Томскнефть» ВНК..	40
2.1 Расчет толщины стенки напорного нефтепровода.....	41
2.2 Проверка на прочность в продольном направлении напорного нефтепровода.....	43
2.3 Проверка кольцевых и эквивалентных напряжений.....	44
2.4 Проверка в продольном направлении общей устойчивости трубопровода.....	45
3 Построение моделей надежности напорного нефтепровода в среде excel.....	48
3.1 Построение модели надежности методом наименьших квадратов.....	51
3.2 Построение модели надежности методом экспоненциальной регрессии.....	55
3.3 Построение модели надежности графическим методом – построение линии тренда.....	56
4 Программы надежности.....	58
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	68
5.1 Потенциальные потребители результатов реализации проекта.....	69
5.2 Анализ конкурентных технических решений.....	70
5.3 Подбор основного оборудования для прокладки напорного нефтепровода.....	72
5.4 Затраты на амортизационные отчисления и прочие расходы.....	73
5.5 Подбор вспомогательной спецтехники.....	74
5.6 Расчет объемов и стоимости материалов, необходимых для строительства напорного нефтепровода.....	76
5.7 Затраты на оплату труда.....	78
5.8 Линейный календарный график выполнения работ.....	79
5.9 Затраты на страховые взносы.....	82
5.10 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.....	84
5.11 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	85
6 Социальная ответственность.....	88
6.1 Производственная безопасность .....	89

6.2 Экологическая безопасность.....	95
6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	97
6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	99
Заключение.....	102
Список литературы.....	103

## Введение

Нефтепроводы в экономике России находятся на одной из центральных позиций. Вопросы безопасной и надежной эксплуатации нефтепроводов охватывают не только систему нефтепроводного транспорта, но и многие другие различные отрасли, кроме этого значительно влияют на достижение задач, составленных в концепции энергетического прогресса России. Современное состояние нефтепроводов можно охарактеризовать длительным сроком эксплуатации и при увеличении объемов перекачки нефти по ним. Обеспечение эксплуатационной надежности нефтепроводов в таких условиях делается довольно актуальным. Технологическое оборудование, изделия и трубы по различным причинам имеют дефекты, прогрессирующие в ходе эксплуатации нефтепровода, техническое диагностирование нефтепроводов и анализ их технического состояния являются требуемыми составляющими обеспечения надежности.

Инциденты и аварии промысловых нефтепроводов являются причиной существенных потерь. По консервативной оценке эти потери достигают 1,5 млрд. рублей. Вследствие неблагоприятных условий эксплуатации число аварий на нефтепроводах ежегодно растет. Средние темпы роста аварийности увеличиваются, достигая 30 процентов в год, пропорционально возрастают и потери. Ранняя потеря целостности трубопроводами и их преждевременная замена делают затраты на транспорт добываемой продукции неоправданно высокими и требуют мер, направленных на снижение уровня аварийности. Снижение аварийности до уровня 0,1 шт./км\*год означало бы сокращение ежегодных потерь на 600 – 1000 млн.руб.

					Анализ методов повышения эксплуатационной надежности напорных нефтепроводов АО «Томскнефть» ВНК			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ивлеев А.А.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					15	106
Консульт.						<b>ТПУ гр. 3-2Б6А</b>		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Тема научной работы выбрана согласно Энергетической стратегии РФ (распоряжение Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р), в которой ставится целью увеличение эффективного использования природных энергетических ресурсов. Целью данной работы является исследование методов повышения эксплуатационной надежности напорных нефтепроводов ОАО "Томскнефть" ВНК. Задачи поставлены в работе следующие:

- 1) Провести обзор литературы по данной тематике;
- 2) Сделать анализ методов обеспечения надежности;
- 3) Проверить на прочность и устойчивость напорный нефтепровод ОАО "Томскнефть" ВНК;
- 4) Построить модель надежности напорного нефтепровода;
- 5) Предложить программы надежности;
- 6) Выявить наиболее перспективную программу надежности.

					Введение	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Обзор литературы

Эксплуатационная надежность трубопроводов является его свойство выполнять заданные функции в течение требуемого промежутка времени с сохранением в установленных пределах всех характерных параметров. Данная способность раскрывается через систему объективных критериев технического состояния трубопровода, которые обуславливают его нормативную работоспособность в режиме активного воздействия эксплуатационных факторов. Исходя из этого, уровень эксплуатационной надежности определяется техническим состоянием трубопровода [9].

Основные понятия надежности (безотказность, долговечность, сохраняемость, ремонтпригодность и т.д.), параметры, которые характеризуют надежность (интенсивность отказа, среднее время наработки на отказ и т.д.) представлены в ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения [17].

Ясин Э.М. «Надежность магистральных трубопроводов» впервые изложены научные основы обеспечения надежности трубопроводов.

Рекомендации и выводы, показанные в работе, сделаны по результатам анализа обширных статистических данных по фактической надежности действующих трубопроводов. В книге дан анализ надежности нефтепроводов, рассмотрены основные факторы, которые приводят к повреждениям арматуры и линейной части. Показан статистический материал по надежности основных сооружений и технологических объектов. Описаны способы оценки уровня надежности нефтепроводов, учитывая способы технического обслуживания [12]. Показаны основные результаты общесистемных способов повышения надежности по наиболее оптимальному проектированию. Такие как

					Анализ методов повышения эксплуатационной надежности напорных нефтепроводов ОАО «Томскнефть» ВНК			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ивлев А.А.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					17	106
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						<b>ТПУ гр. 3-2Б6А</b>		

резервирование переходов через реки и болота, агрегатов на станцию, переключения между параллельными нефтепроводами.

Анализируются характерные черты построения системы технического обслуживания нефтепроводов как одного из способов обеспечения требуемого уровня надежности. Авторами впервые сформулировано определение «надежность нефтепровода»: «... Надежность магистрального нефтепровода есть свойство этой технической системы в заданных условиях эксплуатации в рассматриваемый промежуток времени обеспечивать перекачку по трубопроводу нефти или нефтепродукта в установленном объеме и качестве».

В данные условия эксплуатации включают удержание безопасных режимов, регламенты обслуживания, исполнение технических ограничений по охране окружающей среды и так далее.

В работе Черняева В.Д. «Эксплуатационная надежность магистральных нефтепроводов» рассмотрена диагностика технического состояния труб к оборудованию, оперативное управление надежностью магистральных трубопроводов. Уделено внимание вопросам надежности при экстенсивных режимах эксплуатации, при реконструкции и модернизации оборудования. Приведены технико-экономические показатели повышения надежности нефтепроводов [10].

В учебном пособии С.В. Дейнеко Описываются основы теории надежности систем трубопроводного транспорта газа и нефти и их применение на практике для решения инженерных и научных задач. Показана классификация и анализ отказов нефтепроводов, и переработка статистических данных по отказам. Разбираются методы оценки надежности нефтепроводов на стадии эксплуатации и обеспечения надежности на стадии проектирования. Исследуется теория, показатели надежности и критерии восстанавливаемых и невосстанавливаемых систем. Описана методология исследования и оценки эксплуатационной надежности трубопроводных систем; методика создания моделей надежности объектов нефтепроводов; методика создания структурных схем надежности нефтепроводов; способы оценки достоверности построенных

					Обзор литературы	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

моделей надежности; методика компьютерного моделирования в Excel для решения задач надежности нефтепроводов.

В учебном пособии А.В. Рудаченко рассмотрены вопросы, связанные с повышением эксплуатационной надежности трубопроводных систем для транспортировки жидких углеводородов; теоретические основы надежности ремонтируемых объектов, принцип построения вероятностных моделей надежности трубопроводных систем, классификация вариантов отказов, приведены расчетные формулы для определения надежности линейной части. Проанализированы причины снижения надежности трубопроводных систем и возможные варианты их устранения. [6].

В работе автора Коршака А.А. «Обеспечение надежности магистральных трубопроводов» изложены основные решения по обеспечению надежной работы магистральных трубопроводов на этапах их проектирования и последующей эксплуатации. Приводятся сведения о современном уровне надежности нефтепроводов. Рассматриваются методы диагностики линейной части. Рассматривается система планово-предупредительных ремонтов, а также капитального ремонта линейной части [11].

В диссертации Гаспарянц Р.С. [3] проведен анализ методов обеспечения эксплуатационной надежности нефтепроводов. Представлены методы обеспечения безопасности и надежности нефтепроводов на стадии проектирования. Показан метод вероятностного анализа безопасности проектных решений. Анализ современных методов и средств технической диагностики нефтепроводов, изложены основные подходы по усовершенствованию диагностики и оценки технического состояния. Представлен метод расчета трубопроводов на долговечность и прочность, учитывая фактический уровень дефектности. Принципы оценки технического состояния нефтепровода, дает возможность преждевременно принять меры по обеспечению надежной эксплуатации нефтепровода. Освещены вопросы проведения, и организации оценки технического состояния линейной части нефтепровода [14].

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

В трудах Мазура И.И. «Конструктивная надежность и экологическая безопасность трубопроводов»

Проанализированы ключевые вопросы безопасности и надежности трубопроводов, в том числе показатели конструктивной надежности и общая характеристика трубопроводов, инженерный анализ надежности трубопроводов, учитывая требования их экологической безопасности. Способы оценки и расчета надежности трубопроводных конструкций, испытания трубопроводов как метод повышения их надежности и экологической безопасности, дефекты трубопроводных конструкций, техническая диагностика трубопроводов во время эксплуатации, научно-методические аспекты анализа экологической безопасности трубопроводов [13].

В лабораторном практикуме Дайнеко С.В. «Построение моделей надежности нефтепроводов методом компьютерного моделирования» описываются модели расчета надежности технологических элементов нефтепроводов. Представлены основные этапы построения моделей и этапы компьютерного моделирования для решения задач оценки надежности. Приводятся примеры использования методов компьютерного моделирования для решения инженерных задач надежности в среде Excel. Построение моделей объектов проводится на основе реальных статистических данных [15].

Автор А.В. Рудаченко «Лабораторный практикум по надежности газонефтепроводов» излагает в работе основные понятия и определения по надежности оборудования нефтепроводов, рассмотрены наиболее часто используемые модели надежности как отдельных объектов, так и систем нефтепроводов в целом. Приводится материал по практическому применению методов компьютерного моделирования для решения задач надежности нефтепроводов в среде Excel. Построение моделей объектов проводится на реальных статистических данных [16].

В диссертации Назарова Д.В. «Совершенствование проектных норм надежности магистральных трубопроводов» представлены требования к

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



Опираясь на эти понятия теории надежности, проиллюстрируем состояние нефтепровода с течением времени. Результат представлен на рисунке 1.

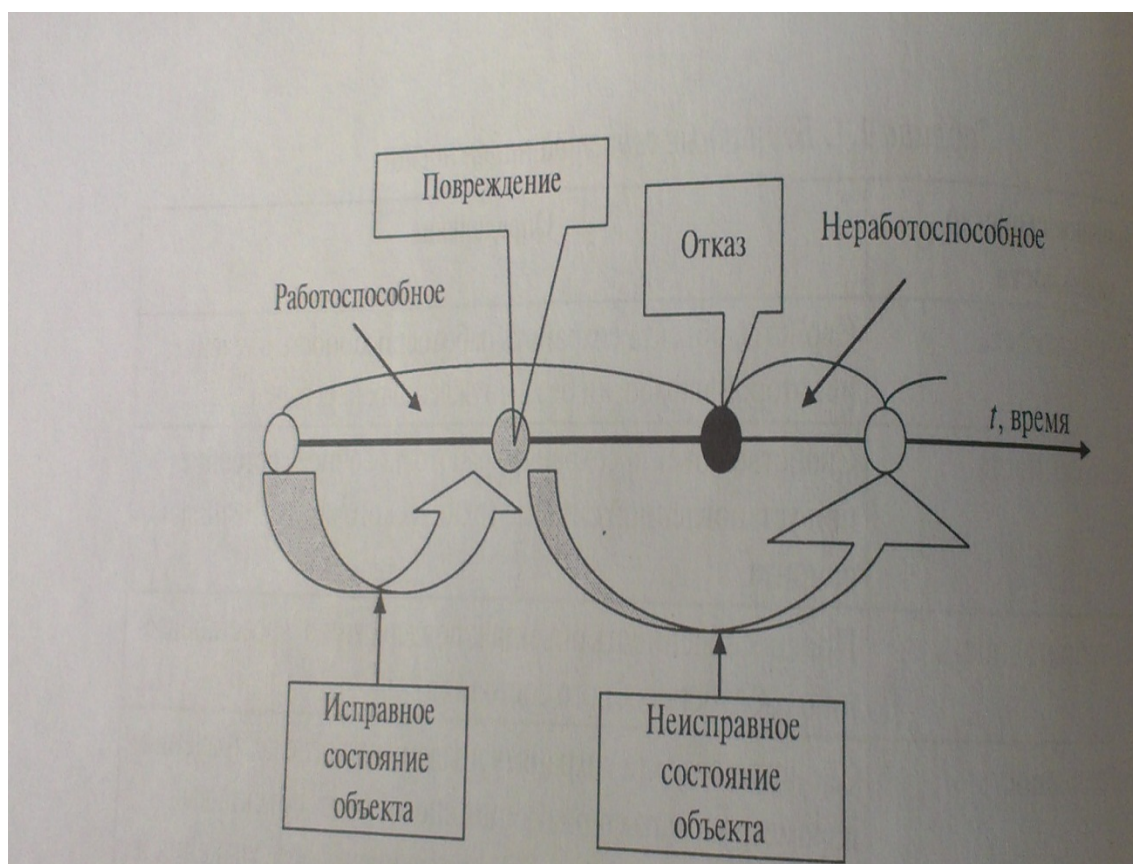


Рисунок 1 – Изменение состояния нефтепровода во времени

Из рисунка один видно, что повреждение на нефтепроводе не всегда означает его отказ. Рассмотрим, какие виды отказов могут быть.

Отказы объекта делятся на частичные, при которых есть возможность с ограничением использование объекта и на полные, которые служат причиной к потере работоспособности [4]. Полным отказом для линейной части нефтепровода, к примеру, будет его разрушение, в качестве частичных отказов может быть уменьшение сечения трубопровода из парафинов. При частичных отказах возможно использовать нефтепровод с ограничениями по давлению или по расходу.

Помимо этого, отказы можно разделить на такие группы: по времени наступления – постепенный отказ или внезапный, по взаимосвязи с другими отказами – независимый или зависимый, кроме этого по причинам

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

возникновения – конструктивный, производственный или эксплуатационный, а также по последствия – критические или не критические (существенные или не существенные). На рисунке 2 приведём структурную группы отказов и их определения.

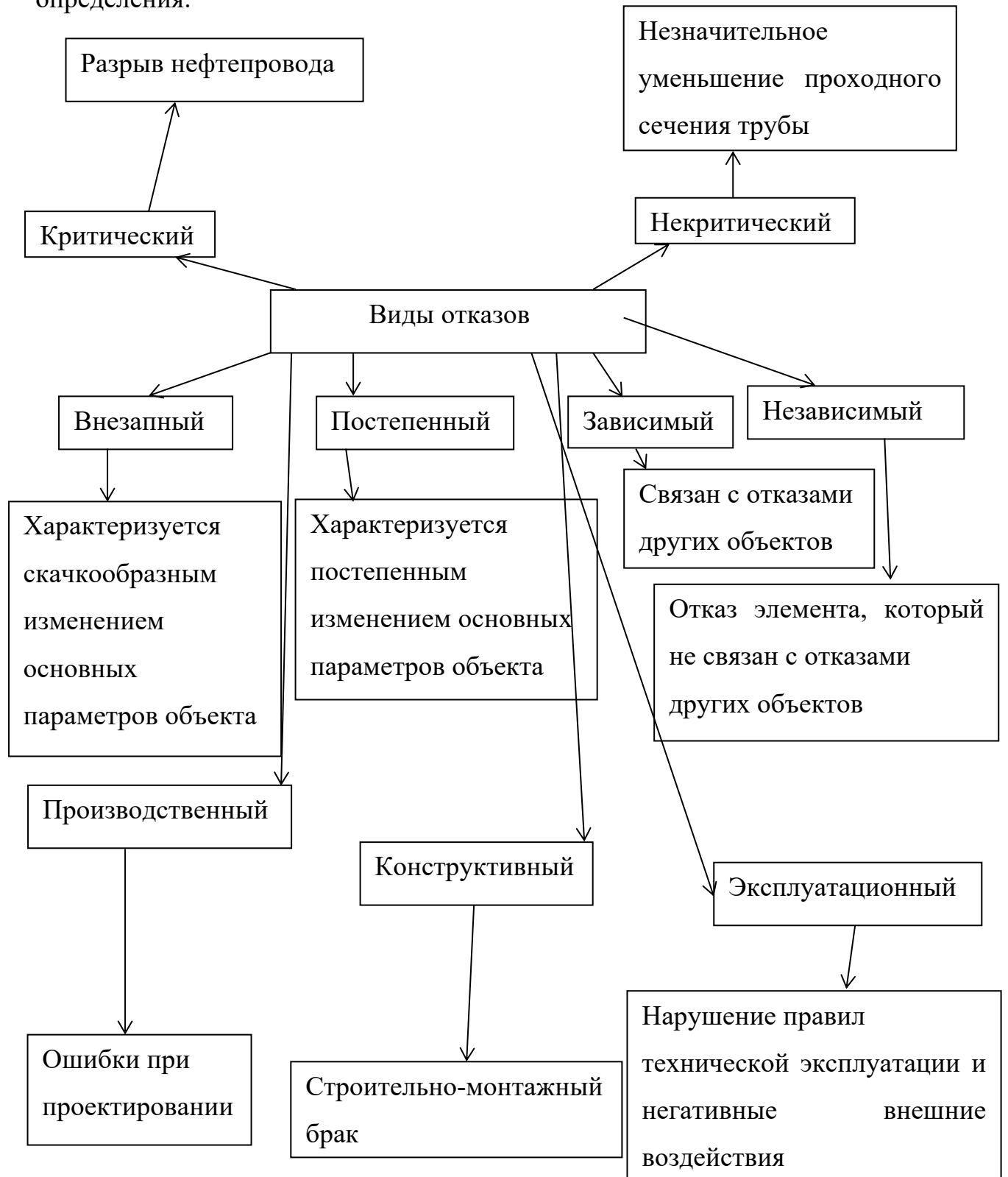


Рисунок 2 – Классификация отказов

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Для того чтобы определить состояние нефтепровода проводится техническая диагностика, которая использует методы, определяющие состояние объекта разрабатывает стратегию предупреждения и действий при аварийных ситуациях.

Уровень надежности нефтепровода при эксплуатации зависит не только использованных мер для повышения надежности в данный момент времени, но и от этапа проектирования и этапа сооружения трубопровода. Соответственно задачи и требования надежности и их выполнение осуществляется в течение всего жизненного цикла нефтепровода. Рассмотрим, какие задачи стоят перед людьми для обеспечения требуемого уровня надежности на разных этапах жизни нефтепровода.

Этап проектирования. На этой стадии задаются первоначальные показатели надежности нефтепроводов при учете линейных участков, конструктивных схем отдельных элементов и технологических особенностей [4]. Также принимаются во внимание материалы, которые используются, находятся способы повышения долговечности и безотказности нефтепроводов в присущих условиях окружающей среды. На этапе проектирования разрабатывают нормативы.

Этап сооружения. На этой стадии выполняются задачи, относящиеся к нахождению методов проведения предпусковых испытаний линейной части повышенным давлением для нахождения производственных дефектов и к разработке способов технологического контроля строительно-монтажных работ.

Этап эксплуатации. На этом этапе ищутся ответы на проблемы, которые связаны с разработкой способов и методов поддержания свойств надежности и определения технического состояния нефтепроводов, сформулированных на этапе проектирования, с разрабатыванием способов обеспечения надежности. Этап эксплуатации содержит сбор и обработку данных статистики об ущербах и отказах, о надежности работы отдельных элементов трубопроводных систем, создание моделей надежности трубопроводных систем, способов

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

расчета показателей надежности системы, исследование методов обеспечения надежности, выявление длительности восстановления и законов отказов, разработку основных критериев и прогноз [4].

Рассмотрим более подробно этап эксплуатации нефтепроводов.

Начальным этапом процесса эксплуатацией нефтепроводов по критерию надежности является этап исследований, который содержит функции прогнозирования и анализа.

В итоге анализа надежности находятся причины неудач и успехов при управлении эксплуатацией трубопроводов в прошлом и настоящем, факторы и закономерности будущего развития учитывая технологические, финансовые и технические возможности.

Прогнозирование надежности, базирующиеся на итогах предшествующего анализа, представляется последним компонентом этапа исследований. В качестве конца прогноза можно назвать составление целей и вероятных сроков их достижения (поисковое прогнозирование), кроме этого вероятностную оценку технологических, технических, и финансовых возможностей, требуемых для достижения поставленных целей различными путями или способами (нормативное прогнозирование) [19].

Поисковый прогноз обуславливает вероятность достижения цели или состояния объекта, т.е. как бы предсказывает будущее, опираясь на существующий уровень исследуемого объекта прогнозирования.

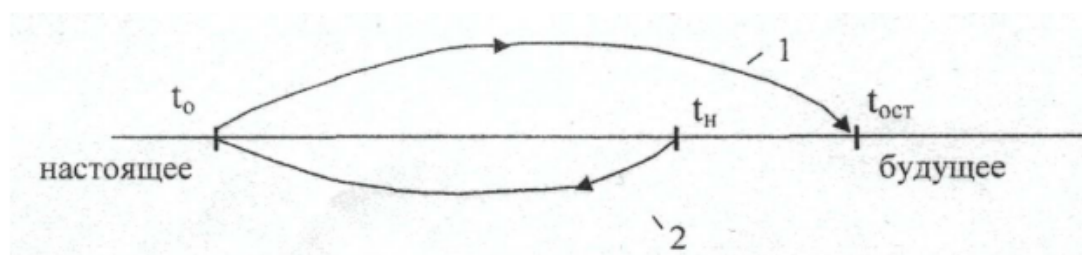
Содержанием поискового прогнозирования надежности нефтепроводов является прогнозирование остаточного ресурса нефтепровода или его участков, опираясь на существующие режимы загрузки и уровень безопасности объекта прогнозирования.

Нормативный прогноз стартует с формулировки главной цели, которая обычно определена на этапе поискового прогноза, далее в соответствии с нею последовательно планируются этапы, выполнение их должно из настоящего состояния объекта привести его к намеченной цели в будущем. Кроме этого определяются все технологические, технические, организационные и

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

финансовые ресурсы и работы, которые нужны для достижения главной цели будущего развития исследуемого объекта, с помощью различных путей. В соответствии с этим нормативный прогноз показывает необходимые потребности (ресурсы, меры и т.п.) и имеет направление из настоящего к будущему [19].

Содержанием нормативного прогноза надежности нефтепроводов является определение средств и путей, требуемых для обеспечения безопасности, надежности режимов загрузки объекта прогнозирования для достижения назначенного ресурса, определенного в качестве цели. Графическая интерпретация поискового (1) и нормативного (2) прогнозирования показана на рисунке 3.



$t_{ост}$  – остаточный ресурс,  $t_n$  – назначенный ресурс

Рисунок 3 – Графическая интерпретация поискового (1) и нормативного (2) прогнозирования

Обратим внимание, что разрыв между  $t_{ост}$  и  $t_n$  обусловлен следующими причинами:

1) остаточный ресурс оценивается приблизительно, так как ресурс в общем является случайной величиной;

2) для нефтепроводов, у которых достижение предельного состояния может сопутствоваться тяжелыми последствиями (опасностью нарушения экологического равновесия, невозполнимым материальным ущербом и т.п.), кроме этого при недостаточности методов и средств контроля технического состояния нефтепроводов и прогнозирования их остаточного ресурса задают

показатель долговечности – назначенный ресурс. Назначенный ресурс является частью остаточного ресурса.

Понятно, что отталкиваясь от научно обоснованного комплексного прогноза, который включает нормативный и поисковый этапы, возможна стыковка потребностей и возможностей. В случае конфликта потребностей в достижении цели и возможности ее осуществления, требуемым составляющим прогнозных исследований является обоснование защитных и предупредительных мер, которые представляют собой технологические, финансовые, технические и организационные программы, которые способны заполнить возникший разрыв.

На выбор метода прогнозирования ключевое воздействие оказывает срок, на который разрабатывается прогноз. Этот отрезок времени, который называется периодом упреждения прогноза, нужно связывать с назначенным ресурсом, что даст возможность взаимно увязать технические и экологические решения. В зависимости от периода упреждения прогнозы можно разделить на месячный (до 1 месяца), годовой (до 1 года), среднесрочный (до 3 лет), долгосрочный (более лет) [19].

Прогнозы предшествуют этапу принятия управленческих решений, включающие в себя планирование и разработку программ.

Программа содержит систему целей, рациональных путей их достижения и требуемых ресурсов. Количественные характеристики и сроки исполнения намеченной цели обычно носят прогнозный характер.

Исполнители, плановые задания, конкретные сроки и ограниченные ресурсы определяются на подэтапе планирования, замыкающий этап принятия решений. План носит директивный характер и не содержит никаких вероятностных оценок. Следующим этапом процесса управления эксплуатацией нефтепровода является исполнение, которое содержит функции оперативного управления и руководства в целом.

Реализация функции общего руководства состоит в основном в управлении работ по выполнению принятого плана. Оперативное управление

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

подразумевает выполнение таких действий как: контроль; учет, определения влияния текущих отклонений, которые выявлены при контроле и учете, на конечные результаты по срокам, эффективности и затратам; разработке комплекса работ по ликвидации отклонений.

Концепция организации управления эксплуатацией трубопровода на назначенный ресурс основана на следующих положениях:

- выполнения комплексного анализа надежности;
- проведение нормативного прогнозирования и определение технических стратегий для достижения назначенного ресурса;
- программно-целевое планирование путем оценочных процедур контроля показателей эффективности и безопасности;
- координация системных и локальных решений на уровне управляющей системы и управляемой системы по принципу обратной связи [19].

Этап развития и реконструкции. На данной стадии особенно важен учет надежности с наибольшей экономической эффективностью. Этап развития и реконструкции частично совмещает первые три этапа жизненного цикла нефтепроводов. На этом этапе решаются следующие основные задачи:

- определение необходимого уровня надежности нефтепроводных систем;
- обеспечение заданного уровня надежности нефтепроводных систем;
- оптимизация уровня надежности нефтепроводных систем [4].

Здесь часто применяется экономико-математические модели надежности нефтепроводов.

Вопреки успехам в обеспечении надежности, по различным причинам на нефтепроводах происходят аварии с разгерметизацией труб и выходом нефти в окружающую среду. Разливы нефти при авариях оказывают пагубное воздействие на животный и растительный мир, на почву, поверхностные и грунтовые воды. Исходя из этого нефтепроводы относят к объектам повышенной экологической опасности. Каждая авария привлекает внимание государственных органов, средств массовой информации, общественности.

						Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			28

Стоимость ликвидации последствий и штрафные санкции на сегодняшний день весьма велики и, вероятнее всего, будут повышаться в будущем. Поэтому необходимо свести к минимуму вероятность возникновения аварийных ситуаций и их последствия.

Повреждения нефтепроводов зарождаются из-за действия двух групп факторов. Первая группа связана со снижением несущей способности нефтепровода, вторая - с ростом воздействий и нагрузок.

Снижение несущей способности нефтепровода появляется из-за старения металла и дефектов в стенке труб. Дефекты труб обычно делят на четыре группы: строительные, эксплуатационные, металлургические и технологические. Дефекты металлургического происхождения возникают при выплавке металла, сварке труб и прокате листа и трубопроводов. К этим дефектам, в основном, относятся неметаллические включения (нитриды, сульфиды, оксиды и т.п.), расслоения, прожоги, непровары, и др. Технологические дефекты образуются в процессе изготовления труб и листового материала, К этим дефектам относятся вмятины, раковины, закаты, смещения кромок сварного соединения, прожоги, трещины в шве и околошовной зоне, дефекты сварных швов, отклонение геометрических размеров сварного шва, кроме этого продольные риски, заусеницы, канавки на наружной поверхности, царапины. При строительстве и ремонте часто образуются дефекты механического повреждения, а при эксплуатации - дефекты коррозионного типа (коррозионные язвы, сплошная коррозия, межкристаллитная и питтинговая коррозия). Механические повреждения стенки труб - это риски, гофры, вмятины, царапины и др. [3].

Факторы второй группы проявляются при эксплуатации действующего нефтепровода. В процессе эксплуатации на нефтепровод действует целый ряд силовых факторов. К их числу относятся внутреннее давление, напряжения от воздействий окружающего трубу грунта и температур перекачиваемой нефти, различные подвижные и статические нагрузки, давление слоя грунта над трубой, сейсмические воздействия и деформация земной поверхности. Эти

					Обзор литературы	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

факторы образуют в трубах продольные и кольцевые напряжения, которые способствуют отклонениям трубопровода от проектного положения.

Любое отклонение контролируемого параметра качества изделий и материалов, которые регламентируются нормами можно принимать как дефект. Необходимость обеспечения безопасности и надежности нефтепроводов требует преждевременного устранения дефектов [3].

Подземные стальные трубопроводы всегда подвержены коррозии. Они могут подвергаться коррозии под воздействием блуждающих токов, почвы и переменного тока электрифицированного транспорта. Коррозия на трубопроводном транспорте создает сложную проблему обеспечения безопасности и надежности.

Итоги анализа отказов говорит о том, что одной из ключевых причин повреждений подземных трубопроводов является воздействие внешних сил, которое приводит к образованию поверхностных трещин, вмятин, трещин во вмятинах, разрывов по телу трубы и в сварных швах. К внешним воздействиям на подземные трубопроводы относят возможные нагрузки при производстве различных работ около нефтепровода, землетрясения, наезды тяжелого транспорта, взрывы, оползни и др. Наиболее распространены повреждения, которые возникают в результате проведения строительных или ремонтных работ в непосредственной близости от действующего трубопровода; их относят к числу потенциально наиболее опасных [3]. Вследствие внешних воздействий на отечественных нефтепроводах происходит более 5 % аварий от общего их числа, а по наносимому ущербу они занимают одно из первых мест.

Анализ причин отказов нефтепроводов показывает, что на долю отказов, которые происходят из-за нарушения правил технической эксплуатации нефтепроводов, приходится от 2 до 7 %. Сюда входят отказы по вине эксплуатационного персонала в связи с нарушением сроков технического обслуживания и ремонта, несоблюдением правил обслуживания и ремонта нефтепроводов и т.д. К дополнительным внешним нагрузкам относятся гидравлические удары. Гидравлические удары обычно происходят из-за

					Обзор литературы	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нарушения правил эксплуатации и являются большой опасностью для нефтепроводов.

Ущерб от отказов по эксплуатационным причинам варьируется в широких диапазонах. Урон больших размеров связан с разрывами нефтепровода из-за неправильного переключения задвижек и повышения давления сверх, который указан в технологической карте, а также наездов тяжелого транспорта на нефтепровод, происходящие в основном из-за отсутствия предупредительных знаков [3].

Основными эксплуатационными воздействиями и нагрузками являются внутреннее давление продукта в трубопроводе и температурный перепад (разность между температурами металла труб при укладке и в процессе эксплуатации). Внутреннее давление, при нормальной эксплуатации нефтепроводов происходящее в соответствии с правилами технической эксплуатации существенно не меняется. Достаточно полно отработаны методы выбора оборудования, материалов и конструкций нефтепроводов, учитывая внутреннее давление. Труднее учесть температурный перепад. Влияние этого параметра на напряженно-деформированное состояние (НДС) трубопровода зависит от различных факторов.

Изменение температуры перекачиваемой нефти или нефтепродукта оказывает значительное влияние на прочность трубопровода. К примеру при понижении температуры металла трубы на 1 °С, растягивающие продольные напряжения в металле труб увеличиваются на 2,5 МПа. При возникновении в трубопроводе (из-за положительного температурного перепада) больших продольных сжимающих усилий изменяются условия деформирования материала труб, усиливаются продольно-поперечные изгибы трубопровода в грунте, а иногда разрушается засыпка и происходит полная потеря продольной устойчивости трубопровода, которая сопровождается резким нарастанием прогибов и смятием труб.

Продольные усилия меняют условия работы материала трубы, которые находятся в сложном напряженном состоянии, вызывают образование новых и

					Обзор литературы	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		





Ущерб от возможных аварий не ограничивается только указанными факторами. Существенное значение имеют также экономические показатели функционирования. Отказы основных технологических объектов, вызывая полную остановку перекачки или частичное снижение производительности на участке, отрицательно отражаются на выполнении назначенной функции - поставке нефти потребителям.

Экономическая эффективность трубопроводного транспорта нефти достигается на основе повышения степени использования сооружений и оборудования, снижения эксплуатационных и капитальных затрат [3]. Отказы сооружений и оборудования приводят к снижению степени их использования, повышают затраты на ремонтные работы. Как итог ухудшаются экономические показатели эксплуатации.

Анализ показателей эксплуатационной надежности действующих нефтепроводов показывает, что требуется дальнейшее более широкое внедрение мер по повышению надежности на основе прогрессивных и прошедших апробацию на производстве существующих средств и методов, а также разработка новых методов с учетом последних достижений техники и науки.

					Обзор литературы	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 1 Анализ методов обеспечения надежности нефтепроводов

Основной задачей безопасной и надежной эксплуатации нефтепроводов является уменьшение отказов, которые связаны с разрушением изделий и металла труб. Для ее решения нужно разработать оптимальные режимы загрузки трубопроводов и оборудования опираясь на их фактическое техническое состояние, использовать технологии с научным обоснованием и осуществлять ремонт их конструктивных элементов. Важное значение для обеспечения безопасности эксплуатации нефтепроводов представляет создание научно обоснованных способов оценки их остаточного ресурса опираясь на средства и методы технического диагностирования. На сегодняшний день в литературе накопилось приличное количество работ, которые освещают эту проблему.

Известные работы включают ряд средств и методов обеспечения надежности нефтепроводов, включая выбор подходящих материалов и изделий, этапы проектирования, строительства и эксплуатации.

Изделия и материалы, которые применяются для строительства трубопроводов, обязаны соответствовать государственным стандартам, техническим требованиям заказчика, техническим условиям изготовителя и другим нормативным документам, которые утверждены в установленном порядке.

Для сооружения трубопроводов согласно с нормативными документами требуется применять трубы спиральношовные, электросварные прямошовные, стальные бесшовные и трубы других специальных конструкций, которые изготовлены из полуспокойных и спокойных низколегированных и углеродистых сталей, диаметрами до 500 мм включительно, из полуспокойных и спокойных низколегированных сталей – диаметрами до 1020 мм

Каждое сварное соединение труб требуется полностью проверить

					Анализ методов повышения эксплуатационной надежности напорных нефтепроводов ОАО «Томскнефть» ВНК			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ивлев А.А.			1 Анализ методов обеспечения надежности нефтепроводов	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					35	105
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

физическими неразрушающими методами контроля.

Большая часть труб нефтепроводов, которая находится в эксплуатации до нынешнего времени, изготовлено из углеродистых сталей марок Ст20, Ст3 и др. и низколегированных и малоуглеродистых сталей марок 14ГН, 17ГС, 09Г2С, 14ХГС, 19Г.

Нормативные сопротивления растяжению (сжатию) сварных соединений и металла труб R<sub>n1</sub> и R<sub>n2</sub> берутся равными соответственно минимальным значениям предела текучести и временного сопротивления, которая принимается по техническим условиям и государственным стандартам на трубы.

Прочности подземного трубопровода дается оценка опираясь на сопоставление возникающих в нем усилий от действующих механических нагрузок с теми усилиями, приводящие трубопровод в предельные состояния. Ключевое в методе предельных состояний для трубопроводов состоит в том, что исследуется такое напряженное состояние трубопровода, при котором дальнейшая его эксплуатация невозможна. За предельное состояние принимается разрушение трубопровода, и по этой причине расчетное сопротивление находится исходя из временного сопротивления  $\delta_e$  материала труб. Определение усилий от расчетных воздействий и нагрузок, возникающих в отдельных элементах трубопроводов, находится способами строительной механики.

Расчетная схема трубопровода обязана отображать действительные условия его эксплуатации. Также требуется рассмотреть периоды строительства трубопровода, эксплуатации при режиме с проектной производительностью, капитального и аварийного ремонтов трубопровода.

Нахождение толщины стенки, отталкиваясь от характера напряженного состояния трубопровода считается по двум формулам. Первая позволяет определить толщину стенки при отсутствии продольных сжимающих напряжений, а другая когда присутствуют продольные сжимающие напряжения.

					1 Анализ методов обеспечения надежности	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Применение труб, у которых характеристики отвечают нормативным требованиям, при правильном выполнении требований нормативных документов по проектированию и строительству, при высококачественном проектировании и строительстве обеспечивается довольно высокая надежность нефтепровода, в особенности, если будет выполнена предпусковая диагностика.

Соединительные детали трубопроводов - отводы, переходники, тройники и днища (заглушки) – изготавливаются, отвечая отраслевым или государственным стандартам или техническим условиям из листовой стали или труб. Также в готовых соединительных деталях сталь обязана удовлетворять требованиям, которые предъявляются к металлу труб.

Конструкция регулирующей, предохранительной и запорной арматуры обязана обеспечивать герметичность, которая соответствует I классу по ГОСТ 9544-93 «Арматура трубопроводная запорная. Нормы герметичности затворов». Запорная арматура имеет опорную лапу при диаметре более 400 мм для установки на фундамент. Материалы, которые применяются для арматуры, обязаны обеспечивать безопасную и надежную ее эксплуатацию.

Научно обоснованный выбор организационных, технологических, и технических решений, которые направлены на обеспечение безопасности и надежности нефтепроводов, предоставит допустимый уровень техногенных рисков, который связан с их эксплуатацией.

Так как безопасность и надежность обуславливаются фактическим техническим состоянием сооружений и оборудования и фактическим уровнем напряженного состояния, нужно дальнейшее совершенствование их нахождения.

Также ухудшение в течение времени механических свойств металла труб эксплуатации трубопроводов оказывает отрицательное влияние на показатели надежности трубопроводов, в особенности на перенапряжённых участках, и этот фактор нужно учитывать при составлении мероприятий для повышения надежности длительно эксплуатируемых трубопроводов.

На стенках труб находятся различные дефекты, которые возникают

					1 Анализ методов обеспечения надежности	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

в процессе изготовления труб, получения листового металла, при их транспортировке и эксплуатации в условиях трассы. Мероприятия для повышения надежности нефтепровода обязаны предусматривать определение безопасных сроков эксплуатации изделий и труб с дефектами. Дефектоскопы, которые имеются в настоящее время, предоставляют возможность определить многие из известных дефектов, особенно крупных размеров. Однако на основе современных методов механики деформируемых систем не освещены вопросы классифицирования дефектов по скорости развития дефектов и степени опасности. С такими вопросами непосредственно сопряжены остаточные ресурсы нефтепроводов, надежность эксплуатации и проблемы предотвращения аварийности на них.

Показатели надежности закладываются при проектировке, обеспечиваются при изготовлении и поддерживаются в процессе эксплуатации этого объекта. Исходя из этого, образуются основные направления повышения работоспособности нефтепроводов. Решение этой трудной проблемы можно найти лишь при комплексном подходе, который охватывает все жизненные стадии объекта (проектирование, изготовление и эксплуатацию).

При эксплуатации трубы нефтепроводов по степени технического состояния переходят из работоспособного состояния в предельное и неработоспособное состояния из-за развивающихся повреждений различного рода. Переход из неработоспособного состояния в работоспособное состояние осуществляется путем восстановления несущей способности труб с недопустимыми дефектами и аварийного ремонта в случае разрушения труб.

По данным Управления по надзору в газовой и нефтяной промышленности Госгортехнадзора России, каждая четвертая авария случается из-за ошибок, которые допустили при выборе конструкции, расчете и монтаже трубопроводов. Более половины аварий на трубопроводах связаны с накоплением повреждений в сварных швах и металле трубы, которые преимущественно происходят на перенапряженных участках.

Исходя из статистики анализа аварий на линейной части

					1 Анализ методов обеспечения надежности	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нефтепроводов, использование комплексных методов внутритрубной диагностики и повышение качества и объема капитального ремонта давали результат к обеспечению надежности на достаточно высоком уровне.

Одним из способов повышения экологической безопасности и надежности является рациональное размещение запорной арматуры по трассе, за счет которых можно локализовать повреждение нефтепровода в пределах между двумя ближайшими задвижками.

Большую роль в решении проблемы снижения ущерба от аварий, повышения безопасности эксплуатации, учитывая требования сохранения окружающей среды должны сыграть современные типовые решения, система технических требований на оборудование, изделия, материалы, требования к параметрам, определяющим эксплуатационную надежность и экологическую безопасность.

Воздействие множества факторов оказывает существенное влияние на работоспособность и надежность нефтепроводов и показывает сложность оценки их технического состояния. Эта оценка образуется из данных приборного контроля (измерительные, внутритрубные приборы, акустическо-эмиссионное оборудование, приборы измерения потенциалов труба – земля и сплошности изоляционных покрытий и др.), дополнительного дефектоскопического контроля, который осуществляется выборочно в наиболее опасных или вызывающих сомнение местах, результатов обследования, анализа и испытания металла из вырезанных при аварии и на особо опасных участках нефтепровода "катушек", многолетних показаний измерений потенциала труба - земля и материалы об аварийности на тех или иных участках, сроках службы металла труб и изоляции, их марках, качестве и свойствах, цикличности работы нефтепровода и его отдельных участков и т.д.

Высокое значение имеет анализ надежности. Анализ работоспособности и надежности нефтепроводов обязан проводиться группой аналитиков из числа высококвалифицированных специалистов с привлечением сотрудников проектных и научных организаций.

					1 Анализ методов обеспечения надежности	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 2 Проверка прочности и устойчивости напорного нефтепровода ОАО «Томскнефть» ВНК

С течением времени нормативные документы обновляются, отменяются, вносятся более строгие требования и тому подобное. Поэтому проверим прочность и устойчивость одного из напорных нефтепроводов ОАО «Томскнефть» ВНК построенного в 1985 году, нефтепровод «УПСВ Оленье – ЦППН 4п. Пионерный». Расчет будет производиться по ГОСТ Р 55990-2014 Промысловые трубопроводы. Требуемые данные по напорному нефтепроводу взяты с паспорта трубопровода (Приложение А) и представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Параметры напорного нефтепровода

Параметры	Значения
$d_{нар}$ -диаметр нефтепровода наружный, мм	426
Марка стали	Вст3сп
$t^0$ - температура при сварке замыкающего стыка	-40
$t^0$ -температура эксплуатации нефтепровода	28
$\rho$ -средняя плотность нефти. т/м <sup>3</sup>	0,780
$P_1$ – рабочее давление насосной станции кгс/см <sup>2</sup>	15,7
Тип грунта	Суглинки

						Анализ методов повышения эксплуатационной надежности напорных нефтепроводов ОАО «Томскнефть» ВНК					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.	Ивлеев А.А.				2 Проверка прочности и устойчивости напорного нефтепровода ОАО «Томскнефть» ВНК			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.	Саруев А.Л.							40	105		
Консульт.								<b>ТПУ гр. 3-2Б6А</b>			
Рук-ль ООП	Брусник О.В.										

## 2.1 Расчет толщины стенки напорного нефтепровода

Расчетную толщину стенки трубопровода  $\delta$ , мм, следует определять по формуле:

$$\delta = \max(\delta_1; \delta_2) \quad (2.1)$$

$$\delta_1 = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 + n \cdot P)}, \quad (2.2)$$

где  $D_H = 0,426$  м – наружный диаметр трубы;

$P = 1,6$  МПа – рабочее давление в трубопроводе;

$n = 1,15$  – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе ([5] табл. 11);

$R_1$  – расчетное сопротивление растяжению по сжатию, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_H}, \quad (2.3)$$

где  $k_H = 1,1$  – коэффициент надежности по ответственности трубопровода, ([5] 12.1.6);

$k_1 = 1,40$  – коэффициент надежности по материалу ([5] табл. 12);

$m_0 = 0,767$  – коэффициент условий работы трубопровода ([5] табл. 13);

$R_1^H$  – нормативное сопротивление растяжению сварных соединений и металла труб, принимается равным минимальному значению временного сопротивления для стали ВстЗсп  $\sigma_{вр} = 360$  МПа ([7] табл. 3).

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_H} = \frac{360 \cdot 0,767}{1,4 \cdot 1,1} = 179,3 \text{ МПа};$$

$$\delta_1 = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P)} = \frac{1,15 \cdot 1,6 \cdot 0,426}{2 \cdot (179,3 + 1,15 \cdot 1,6)} = 0,0022 \text{ м}.$$

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

$$\delta_2 = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_2 + n \cdot P)}, \quad (2.4)$$

где  $R_2$  – расчетное сопротивление растяжению по текучести, определяется по формуле:

					2 Проверка прочности и устойчивости напорного нефтепровода ОАО «Томскнефть» ВНК нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

$$R_2 = \frac{R_2^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_n}, \quad (2.5)$$

где  $R_2^H$  – нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений, берется равным минимальному значению предела текучести  $\sigma_{тек} = 220$  МПа ([7] табл. 3).

$$R_2 = \frac{R_2^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_n} = \frac{220 \cdot 0,767}{1,4 \cdot 1,1} = 109,6 \text{ МПа};$$

$$\delta_2 = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2 \cdot (R_2 + n \cdot P)} = \frac{1,15 \cdot 1,6 \cdot 0,426}{2 \cdot (109,6 + 1,15 \cdot 1,6)} = 0,0035 \text{ м.}$$

$$\delta = 0,0035 \text{ м}$$

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения  $\delta$ , которое предусмотрено техническими условиями и государственными стандартами. Принимаем толщину стенки равную 4 мм.

Так как в паспорте трубопровода фактическая толщина стенки принята 7 мм, в последующих расчетах принимаем это значение.

## 2.2 Проверка на прочность в продольном направлении напорного нефтепровода

Проверку на прочность следует производить из условия:

$$\sigma_{npN} \leq \psi_2 \cdot R_2^H, \quad (2.6)$$

где  $\psi_2$  – расчетный коэффициент для проверки продольных напряжений, исходя из стадии «жизни» трубопровода равен 0,6 ([5] табл. 16);

$\sigma_{npN}$  – продольное осевое напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2\delta_n} - \frac{E \cdot D}{2 \cdot p}; \quad (2.7)$$

где  $E = 2,06 \times 10^5$  МПа – переменный параметр упругости (модуль Юнга [24]);

$D_n = 426$  мм – диаметр трубы;

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

					2 Проверка прочности и устойчивости напорного	Лист
					нефтепровода ОАО «Томскнефть» ВНК нефтепроводов	42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$\Delta t$  – расчетный температурный перепад;

$\mu = 0,3$  – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона [24]).

Абсолютное значение максимального положительного или отрицательного температурного перепада определяют по формулам:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 257,14}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 31,2 \text{ град}; \quad (2.8)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1-\mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,7 \cdot 257,14}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 72,8 \text{ град}. \quad (2.9)$$

К дальнейшему расчету принимаем больший перепад температуры, т.е. 72,8 градусов.

Находим величину продольных осевых сжимающих напряжений:

$$\sigma_{прN} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 72,8 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 1,6 \cdot 0,412}{2 \cdot 0,007} - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,426}{2 \cdot 1500} = -193,6 \text{ МПа}$$

$$\psi_2 \cdot R_n^2 = 0,6 \cdot 220 = 132 \text{ МПа}$$

$$|-193,6| \leq 132 \text{ МПа}$$

Выражение является не верным, следовательно, условие прочности трубопровода в продольном направлении не выполняется.

### 2.3 Проверка кольцевых и эквивалентных напряжений

Для предотвращения недопустимых кольцевых и эквивалентных напряжений напорных нефтепроводов проверку нужно выполнять по условиям:

$$\sigma_{эkv} \leq \psi_3 \cdot R_2^H; \quad (2.10)$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \min(R_1; R_2), \quad (2.11)$$

где  $\psi_3$  – коэффициент для проверки эквивалентных напряжений, равен 0,9 ([5] табл. 16),

$\sigma_{эkv}$  – эквивалентные напряжения по теории Мизеса, МПа,

$\sigma_{кц}^H$  – кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа,

определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2 \cdot \delta} = \frac{1,15 \cdot 1,6 \cdot 0,426}{2 \cdot 0,007} = 56 \text{ МПа}.$$

					2 Проверка прочности и устойчивости напорного нефтепровода ОАО «Томскнефть» ВНК нефтепроводов	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Напряжения по теории Мизеса находятся по формуле:

$$\sigma_{\text{экс}} = \sqrt{\sigma_{\text{кц}}^2 - \sigma_{\text{кц}} \cdot \sigma_{\text{нрN}} + \sigma_{\text{нрN}}^2} = \sqrt{56^2 - 56 \cdot (-193,6) + (-193,6^2)} = 226,8 \text{ МПа},$$

$$\psi_3 \cdot R_n^2 = 0,9 \cdot 220 = 198 \text{ МПа},$$

$$226,8 \leq 198 \text{ МПа},$$

$$56 \leq 109,6 \text{ МПа}.$$

Из выражений представленных выше видно, что кольцевые напряжения находятся в допустимых пределах, а напряжения по Мизесу выходят за рамки безопасных напряжений.

#### 2.4 Проверка в продольном направлении общей устойчивости трубопровода

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

$$S \leq \frac{1}{k_0} \cdot N_{\text{кр}}; \quad (2.12)$$

где S – эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, Н или МН;

$k_0$  – коэффициент запаса общей устойчивости, выбирается из условий категории трубопровода, в нашем случае равен 1,3;

$N_{\text{кр}}$  – продольное критическое усилие, Н или МН, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода.

Эквивалентное осевое продольное усилие в сечении трубопровода S следует определять от расчетных воздействий и нагрузок с учетом поперечных и продольных перемещений нефтепровода согласно с правилами строительной механики. В частности, для прямолинейных участков нефтепровода и участков, которые выполнены упругим изгибом, при отсутствии компенсации продольных перемещений, пучения и просадок грунта S находится по формуле:

$$S = \left[ (1 - 2 \cdot \mu) \cdot p \cdot n + \alpha \cdot E \cdot \Delta T \right] \cdot F, \quad (2.13)$$

$$\text{где: } \Delta T = t_s - t_{\text{зам}} = 28 - (-20) = 48^\circ; \quad (2.14)$$

F – площадь поперечного сечения трубы:

					2 Проверка прочности и устойчивости напорного нефтепровода ОАО «Томскнефть» ВНК нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2) = \frac{3,14}{4} \cdot (0,426^2 - 0,412^2) = 0,0092 \text{ м}^2; \quad (2.15)$$

$$S = [(1 - 2 \cdot 0,3) \cdot 1,6 \cdot 1,15 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 48] \cdot 0,0092 = 1,1 \text{ МН}.$$

Для прямолинейных участков подземных нефтепроводов в случае пластической связи трубы с грунтом продольное критическое усилие определяется по формуле:

$$N_{кр} = 0,372 \cdot p_0 \cdot q_{верт}, \quad (2.16)$$

где  $q_{верт}$  – предельное сопротивление вертикальным перемещениям отрезка нефтепровода;

$p_0$  – радиус кривизны оси трубопровода, прямолинейные участки берутся как изогнутые и принимается значение радиуса кривизны равным 5000 м.

$$q_{верт} = n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot D_n \cdot \left( h_0 + \frac{D_n}{2} - \frac{\pi \cdot D_n}{8} \right) + q_{тр}, \quad (2.17)$$

где  $h_0 = 0,8$  м – высота слоя засыпки от верхней образующей нефтепровода до поверхности грунта;

$\gamma_{гр} = 19$  кН/м<sup>3</sup> – удельный вес грунта;

$n_{гр} = 0,8$  – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта (Таблица 11 [5]);

$q_{тр}$  – расчетная нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемой продуктом:

$$q_{тр} = q_m + q_u + q_{пр}. \quad (2.18)$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы:

$$q_m = n_{св} \cdot \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2), \quad (2.19)$$

где  $n_{св} = 0,95$  – коэффициент надежности по нагрузкам при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения (Таблица 11 [5]);

$\gamma_m$  – удельный вес металла, из которого изготовлены трубы, для стали ВстЗсп  $\gamma_m = 78500$  Н/м<sup>3</sup> [25].

					2 Проверка прочности и устойчивости напорного нефтепровода ОАО «Томскнефть» ВНК нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

$$q_m = 0,95 \cdot 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,426^2 - 0,412^2) = 686,8 \text{ Н/м.}$$

Нагрузка от собственного веса изоляции для подземных нефтепроводов:

$$q_u = n_{св} \cdot \pi \cdot D_n \cdot g \cdot (K_{ин} \cdot \delta_{ин} \cdot \rho_{ин} + K_{об} \cdot \delta_{об} \cdot \rho_{об}); \quad (2.20)$$

$$\text{или } q_u = 0,1 \cdot q_m, \quad (2.21)$$

где  $K_{ин} = K_{об} = 2,30$  – коэффициент, учитывающий величину нахлеста для двухслойной изоляции [26];

$q_n = 0,635$  мм,  $\rho_{ин} = 1046 \text{ кг/м}^3$  – соответственно толщина и плотность изоляции [26];

$\delta_{об} = 0,635$  мм;  $\rho_{об} = 1028 \text{ кг/м}^3$  – соответственно толщина и плотность оберточных материалов [26].

$$q_u = 0,95 \cdot 3,14 \cdot 0,426 \cdot 9,81 \cdot (2,3 \cdot 0,000635 \cdot 1046 + 2,3 \cdot 0,000635 \cdot 1028) = 37,75 \text{ Н/м;}$$

$$q_u = 0,1 \cdot q_m = 0,1 \cdot 686,8 = 68,68 \text{ Н/м;}$$

Принимаем большее значение.

По напорному нефтепроводу процент обводненности примем в среднем 3 процента.

Нагрузка от веса нефти, находящейся в трубе единичной длины:

$$q_{нр} = \rho_p \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{вн}^2}{4} = 780 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,412^2}{4} \cdot 0,97 = 989 \text{ Н/м.} \quad (2.22)$$

Нагрузка от веса воды, находящейся в трубе единичной длины:

$$q_{нрс} = \rho_v \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{вн}^2}{4} = 1000 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,412^2}{4} \cdot 0,03 = 39,2 \quad (2.23)$$

Нормативный вес транспортируемого газа в 1 м трубопровода, Н/м, следует определять по формуле:

$$q_{газ} = 0,215 \cdot \rho_{газ} \cdot g \cdot \frac{P \cdot D_{вн}^2}{z \cdot T}, \quad (2.24)$$

где  $\rho_{газ}$  – плотность газа, кг/м (при 0 °С, 1013 гПа);

$g$  – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с<sup>2</sup>;

$P_a$  – абсолютное давление газа, МПа;

					2 Проверка прочности и устойчивости напорного	Лист
					нефтепровода ОАО «Томскнефть» ВНК нефтепроводов	46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$D_{вн}$  – внутренний диаметр трубы, см;

$z$  – коэффициент сжимаемости газа;

$T$  – абсолютная температура, ( $T = 273 + t$ , где  $t$  – температура газа, °С).

Для природного газа допускается принимать

$$q_{газ} = 10^{-2} \cdot P \cdot D_{вн}^2 = 0.0027, \quad (2.25)$$

где  $P$  – рабочее (нормативное) давление, МПа;

$$q_{тр} = 68,68 + 686,8 + 989 + 39,2 + 0,0027 = 1783,7 \text{ Н/м.}$$

$$q_{верт} = 0,8 \cdot 19000 \cdot 0,426 \cdot \left( 0,8 + \frac{0,426}{2} - \frac{3,14 \cdot 0,426}{8} \right) + 1783,7 = 7260,4 \text{ Н/м;}$$

$$N_{кр} = 0,372 \cdot 5000 \cdot 7260 = 13,5 \text{ МН;}$$

$$\frac{1}{k_0} \cdot N_{кр} = \frac{1}{1,3} \cdot 13,5 = 10,4 \text{ МН;}$$

$$S = 1,1 \text{ МН} < \frac{1}{k_0} \cdot N_{кр} = 10,4 \text{ МН}$$

Выражение является верным, следовательно, общая устойчивость нефтепровода в продольном направлении обеспечена.

					2 Проверка прочности и устойчивости напорного	Лист
					нефтепровода ОАО «Томскнефть» ВНК нефтепроводов	47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### 3 Построение моделей надежности напорного нефтепровода в среде

excel

Модели надежности будем строить для напорного нефтепровода УПСВ-5 – ЦППН-4 Оленьего н.м.р. (Приложение А). В приложении Б представлены данные о ремонте напорного нефтепровода УПСВ-5 - ЦППН-4 Оленьего н.м.р. С помощью них сделаем таблицу 3.1 представленную ниже.

Таблица 3.1 – Данные об отказах

Номер отказа	Дата отказа	Интервал между отказами, сут.
1	27.09.2014	—
2	06.10.2014	9,5
3	03.05.2015	209,25
4	16.07.2015	74,47
5	20.07.2015	3,58
6	21.07.2015	0,47
7	30.07.2015	3,16
8	28.08.2015	29,17
9	02.09.2015	5,16
10	14.09.2015	11,69
11	01.10.2015	17,17
12	27.10.2015	26,39
13	12.11.2015	16,6
14	04.12.2015	21,56
15	14.12.2015	10,16
16	19.02.2016	67,26
17	19.05.2016	91,25
18	31.05.2016	11,56
19	20.06.2016	20,6
20	21.06.2016	0,67

					Анализ методов повышения эксплуатационной надежности напорных нефтепроводов ОАО «Томскнефть» ВНК			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ивлев А.А.			3 Построение моделей надежности напорного нефтепровода в среде excel	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					48	105
Консульт.						<b>ТПУ гр. 3-2Б6А</b>		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

По данным таблицы 3.1 посчитаем вариационный ряд суммарной наработки к моменту (элементы ряда получают суммированием наработок за период от окончания восстановления до ближайшего отказа объекта) по формуле 3.1.

$$V_n = \sum_{i=1}^n m_i, \quad (3.1)$$

где  $n$  – количество наблюдений;

$m_i$  – элемент статистического временного ряда, по результатам наблюдений.

Вариационный ряд суммарной наработки к моменту: 9,5; 218,75; 293,22; 296,8; 297,27; 300,43; 329,6; 334,76; 346,45; 363,62; 390,01; 406,61; 428,17; 438,33; 505,59; 596,84; 608,4; 629; 629,67.

Чтобы построить модели надежности в среде excel потребуются данные из статистической модели. Для статистической модели надежности определим: число интервалов  $k$ , ширину интервала  $\Delta t$  (в сутках), середину интервала  $t$ , число отказов в интервале  $n$  – эмпирическая частота отказов в интервале, эмпирическую частоту отказов к моменту  $n(t)$  – суммарное число отказов в текущем интервале, вычисленное для середины интервала), эмпирическую вероятность отказов  $F_c(t)$ , функцию распределения времени безотказной работы  $P_c(t)$ .

Число интервалов определяем по формуле Стерджесса:

$$k = 1 + 3,322 * \lg N, \quad (3.2)$$

где  $N$  – количество наработок между отказами.

$$k = 1 + 3,2 * \lg 19 = 5,24 \approx 5$$

Далее рассчитываем величину интервала  $\Delta t$ :

$$\Delta t = (t_{\max} - t_{\min}) / k, \quad (3.3)$$

где  $t_{\max}$  – максимальное значение в вариационном ряду;

$t_{\min}$  – минимальное значение в вариационном ряду.

$$\Delta t = 629,67 - 9,5 / 5 = 124,034 \approx 150 \text{ сут.}$$

Число отказов в интервале  $n$  считаем по вариационному ряду исходя из интервала.

					3 Построение моделей надежности напорного нефтепровода в среде excel	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

Частоту отказов к моменту определяем по формуле:

$$n_i(t) = n_{i-1} + n_i/2 \quad (3.4)$$

Эмпирическая вероятность отказов рассчитываем по формуле:

$$F_{ci}(t) = n_i(t)/N \quad (3.5)$$

Исходя из того что сумма вероятности безотказной работы и вероятности отказов равна 1. Эмпирическая вероятность безотказной работы находим по формуле:

$$P_{ci}(t) = 1 - F_{ci}(t) \quad (3.6)$$

Результаты расчётов представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Результаты обработки статистических данных и расчетов по отказам напорного нефтепровода УПСВ-5 - ЦППН-4 Оленьего н.м.р.

Интервал Δt, сут	Середина интервала t, сут.	Эмпирическая частота отказов в интервале n, шт.	Эмпирическая частота отказов к моменту (середина интервала) n(t), шт.	Эмпирическая вероятность отказа (для середины интервала) F <sub>c</sub> (t)	Эмпирическая вероятность безотказной работы P <sub>c</sub> (t)
0-150	75	1	0,5	0,0263	0,9737
150-300	225	4	3	0,1579	0,8421
300-450	375	9	9,5	0,5000	0,5000
450-600	525	2	15	0,7895	0,2105
600-750	675	3	17,5	0,9211	0,0789

### 3.1 Построение модели надежности методом наименьших квадратов

Метод наименьших квадратов математический метод, применяемый для решения различных задач, основанный на минимизации суммы квадратов отклонений некоторых функций от искомым переменных. В основном функция распределения времени безотказной работы линейной части нефтепровода довольно точно описывают два закона распределения: Вейбулла-Гнеденко и экспоненциальный. Для нашей модели будем считать, что закон распределения экспоненциальный. Поэтому предполагаем, что вероятность

безотказной работы нефтепровода рассчитывается по формуле:

$$P_i(t) = e^{-\lambda \cdot t}, \quad (3.7)$$

где  $P_i(t)$  – вероятность безотказной работы нефтепровода;

$t$  – время (середина интервала), сут.;

$\lambda$  – интенсивность отказов, 1/сут.

Нужно аппроксимировать статистические данные экспоненциальной кривой, теоретические значения которой  $P_i(t)$  в заданных точках  $t_i$  максимально совпадали со статистическими данными. То есть минимизировать отклонения теоретических значений от статистических. Теоретические значения можно вычислить по формуле 3.7. Чтобы учесть все отклонения при заданных пяти значениях  $t_i$  нужно рассчитать сумму квадратов разности отклонений  $F$  по формуле:

$$F = \sum_{i=1}^5 (P_{ci}(t) - e^{\lambda \cdot t})^2 \quad (3.8)$$

В формуле 3.8 остается неизвестный параметр интенсивность отказов  $\lambda$ . Как итог нужно найти оптимальное значение интенсивности отказов, при котором  $F$  стремится к минимуму.

$$\lambda = \sum_{i=1}^5 (P_{ci}(t) - e^{\lambda \cdot t})^2 \rightarrow \min \quad (3.9)$$

Для решения таких задач в Excel есть команда «Поиск решения». Итог расчётов представлен в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Результат расчета функции надежности методом наименьших квадратов

t, сут.	$P_c(t)$	Сумма квадратов разности F	Интенсивность потока отказов, $\lambda$	$P_i(t)$
75	0,973684211			0,853316293
225	0,842105263			0,621341145
375	0,5	0,105526279	0,002114887	0,452428744
525	0,210526316			0,3294354
675	0,078947368			0,239877956

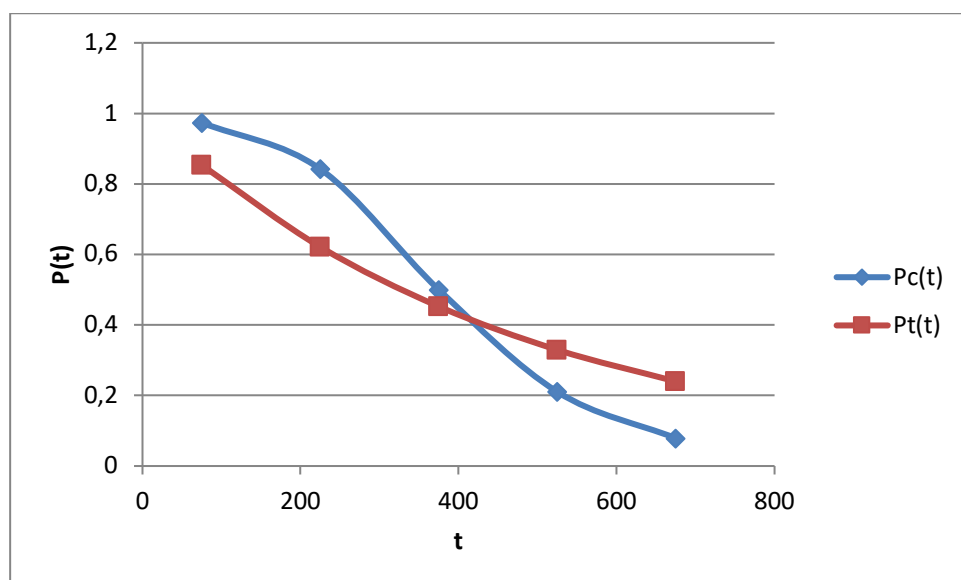


Рисунок 3.1 – Графики теоретической и экспериментальной модели надежности нефтепровода

Для проверки достоверности построенной модели надежности рассчитаем коэффициент корреляции, который позволит судить о ее правдивости.

Рассчитывается по формуле:

$$r_{xy} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x}) * (y_i - \bar{y})}{(n-1) * \delta_x * \delta_y}, \quad (3.10)$$

где  $x_i$  и  $y_i$  – статистические и теоретические значения наработок между отказами;

$r_{xy}$  – коэффициент корреляции;

$n$  – объем парной выборки;

$\bar{x}$  и  $\bar{y}$  – среднее значение наработок между отказами;

$\delta_x$  и  $\delta_y$  – средние квадратичные отклонения, определяются по формулам:

$$\delta_x = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{(n-1)}; \quad (3.11)$$

$$\delta_y = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}{(n-1)}. \quad (3.12)$$

Данные для расчета берем из таблицы 3.3 колонок  $P_c(t)$  и  $P_t(t)$ .

Объем парной выборки  $n = 5$ .

$x = P_c(t) = (0,973684211; 0,842105263; 0,5; 0,210526316; 0,078947368)$ .

$y = P_t(t) = (0,853316293; 0,621341145; 0,452428744; 0,3294354; 0,239877956).$

$\bar{x} = \bar{P}_c = 0,521052632; \bar{y} = \bar{P}_t = 0,499279908; \delta_x = 0,387387728 \delta_y = 0,244219301.$  В результате по формуле 3.10 получим результат  $r_{xy} = 0,972032853.$

Также этот коэффициент корреляции можно было рассчитать в excel с помощью команды КОРЕЛЛ. Результат, полученный данным способом, получился такой же.

Теснота связи коррелируемых величин может быть оценена с помощью шкалы Чеддока (рисунок 3.2) исходя из значения коэффициента корреляции.

Теснота связи	Значение коэффициента корреляции при наличии:	
	Прямой связи	Обратной связи
Слабая	0,1–0,3	(-0,3)–(-0,1)
Умеренная	0,3–0,5	(-0,5)–(-0,3)
Заметная	0,5–0,7	(-0,7)–(-0,5)
Высокая	0,7–0,9	(-0,9)–(-0,7)
Весьма высокая	0,9–1	(-1)–(-0,9)

Рисунок 3.2 – Шкала Чеддока

По рисунку 3.2 можно определить, что теснота связи весьма высокая, следовательно, полученная модель надежности адекватна.

Теперь проверим корректность коэффициента корреляции, которая гарантируется выражением  $r_{xy} \geq r_n.$  Для малых статистик, где выборка составляет менее 50,  $r_n$  находится по критерию Фишера:

$$r_n = \frac{A * e^{\frac{2 * \beta}{\sqrt{n-3}} - 1}}{A * e^{\frac{2 * \beta}{\sqrt{n-3}} + 1}}, \quad (3.13)$$

где  $r_n$  – нижняя граница надежности связи;

$\beta$  – коэффициент доверия, который задается, примем равным 0,95;

$n$  – общее количество наблюдений (равно 19 (таблица 3.1));

$$A = (1 + r_{\min}) / (1 - r_{\min}), \quad (3.14)$$

$$r_{\min} = (\sqrt{n + 36} - \sqrt{n}) / 6 \quad (3.15)$$

$$r_{\min} = (\sqrt{19 + 36} - \sqrt{19})/6 = 0,50955$$

$$A = 3,077887022$$

$$r_n = \frac{3,077887 * e^{\frac{2*0,95}{\sqrt{19-3}}-1}}{3,077887 * e^{\frac{2*0,95}{\sqrt{19-3}}+1}} = 0,663825207$$

0,972032853  $\geq$  0,663825207 условие выполняется. Исходя из этого можно сказать, что линейная связь выборки надежно установленной и корректность коэффициента корреляции.

### 3.2 Построение модели надежности методом экспоненциальной регрессии

Много статистических моделей описывается экспоненциальным законом распределения случайной величины, поэтому в Excel существует метод для построения и анализа таких моделей – с помощью статистической функции ЛГРФПРИБЛ. Модель в этот методе описывается уравнением:

$$Y = m^x, \tag{3.16}$$

где Y – соответствует P<sub>t</sub>(t);

x – соответствует t.

Параметр m находится формулой:

$$m = e^{-\lambda}, \tag{3.17}$$

где  $\lambda$  – интенсивность потока отказов.

Из формулы 3.17 можно вывести параметр  $\lambda$ :

$$\lambda = -\ln(m) \tag{3.18}$$

Метод выводит полную статистику экспоненциальной регрессии, представляющуюся в виде таблицы, которая состоит из пяти строк и двух колонок (таблица 3.4).

Таблица 3.4 – Массив данных дополнительной статистики

0,996952876	1
0,000446749	#Н/Д
0,921047942	0,430394338
46,66365727	4
8,643942546	0,740957143

Из таблицы 3.4 0,99695 – это значение параметра  $m$ . С помощью формулы 3.12 вычислим значение интенсивности потока отказов.

$$\lambda = -\ln(0,99695) = 0,00305$$

Далее по формуле 3.16 найдем значения  $P_t(t)$ . Результат расчета представлен в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты расчетов функции надежности методом экспоненциальной регрессии

t, сут.	$P_c(t)$	$P_t(t)$
75	0,973684211	0,795421414
225	0,842105263	0,557321754
375	0,5	0,377436004
525	0,210526316	0,255611657
675	0,078947368	0,173108338

Если возвести в квадрат значение 0,921 из таблицы 3.4, можно будет судить о правомерности использования экспоненциального уравнения регрессии. Если он находится от 0,9 до 1 то эту зависимость можно использовать для предсказания результата.  $0,921^2 = 0,848$  (коэффициент детерминации) следовательно, эту модель нельзя использовать для предсказания результатов. Данная модель регрессии будет не достоверной.

### 3.3 Построение модели надежности графическим методом – построение линии тренда

Метод построения моделей регрессии основан на построении линии тренда. Имеются экспериментальные величины:  $x_i$  – независимые переменные (в нашем случае  $t$ ) и  $y_i$  – зависимые переменные ( $y$  нас это  $P_c(t)$ ). В excel строим график по экспериментальным величинам, затем добавляем линии тренда, чтобы отображалось уравнение и достоверность аппроксимации. По данным таблицы 3.6 строим график с линией тренда и уравнением. Результат представлен на рисунке 3.3.

Таблица 3.6 – Экспериментальные величины

t, сут.	Pc(t)
75	0,973684211
225	0,842105263
375	0,5
525	0,210526316
675	0,078947368

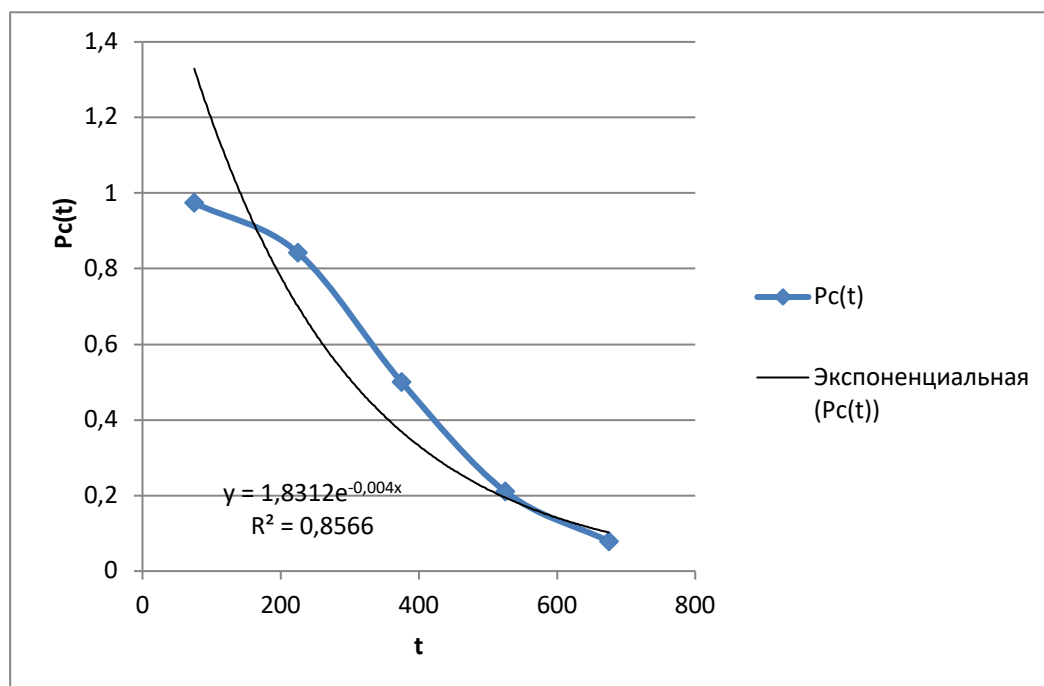


Рисунок 3.3 – График с линией тренда с экспоненциальной зависимостью

Из графика представленном на рисунке 3.3 получили уравнение  $y = 1,8312e^{-0,004x}$  по которому можно спрогнозировать вероятность безотказной работы нефтепровода в будущем. Вместо  $x$  будем подставлять время и результат  $y$  будет отображать предполагаемые значения  $Pc(t)$ .  $R^2 = 0,9325$  – коэффициент детерминации, если он находится от 0,9 до 1 то эту зависимость можно использовать для предсказания результата, чем ближе к 1 тем точнее будет результат. В нашем случае он находится нужных пределах и можно использовать данную зависимость для прогнозирования. Результат представлен в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Прогнозирование вероятности безотказной работы напорного нефтепровода по уравнению экспоненциальной зависимости

t, сут	Pc(t)
825	0,067540456
975	0,037066988
1125	0,020342794
1275	0,011164362
1425	0,006127132
1575	0,003362641
1725	0,001845457
1875	0,001012808

По результат прогнозировать можно наблюдать что при работе нефтепровода в течении 5 лет вероятность его безотказной работы составит всего 0,1 процента.

#### 4 Программы надежности

В целях снижения аварийности ежегодно формируются традиционные программы надежности трубопроводов. Они, как правило, предусматривают замену аварийных участков на аналогичные из углеродистой стали и ингибирование. Эти программы являются реактивными мерами на высокий уровень аварийности, т.к. не предотвращают аварийность, а только откладывают ее на более поздние периоды времени. Тем самым не обеспечивается необходимый уровень защиты. Для остановки роста аварийности трубопроводного парка, ее последующего устойчивого снижения и действительного предотвращения, необходимы долгосрочные программы, устанавливающие конечные цели и реалистичные сроки их достижения. В основе этих программ должны лежать меры, обеспечивающие обязательное использование трубопроводов в защищенном исполнении. К таковым относятся трубопроводы с полным защитным покрытием, футеровкой, трубопроводы из стеклопластиковых и гибких полимерно-металлических труб, трубопроводы из углеродистой стали с ингибиторной защитой, обеспеченной специальными методами контроля коррозии и эффективности ингибирования. Выбор конкретных мер, обеспечивающих защиту трубопроводов, должен основываться на оценке их технической и экономической целесообразности.

Для формирования программы надежности нужно рассмотреть несколько аспектов:

- оценить масштабы требуемых мер по обеспечению надежности напорных нефтепроводов;
- общую стратегию обеспечения надежности;
- выработать практические решения для реализации стратегической цели;
- формирование годовой программы мероприятий в составе

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ методов повышения эксплуатационной надежности напорных нефтепроводов ОАО «Томскнефть» ВНК			
Разраб.		Ивлев А.А.			4 Программы надежности	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев.А.Л.					58	106
Консульт.						<b>ТПУ гр. 3-2Б6А</b>		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

долгосрочной программы обеспечения надежности нефтепроводов.

По напорным нефтепроводам нефть транспортируется со средним содержанием обводнённости 3 %, поэтому для обеспечения эксплуатационной надежности нужно решить главную проблему, которая связана с коррозией линейной части трубопровода.

Для оценки масштабов проблемы, связанной с коррозией нефтепроводов, и для определения полного объема мероприятий будем проводить анализ текущей аварийности трубопроводов. С учетом протяженности напорных нефтепроводов определяется индивидуальная удельная аварийность (шт./км\*год) каждого из них.

В существующих условиях эксплуатации напорные нефтепроводы компании имеют высокую удельную аварийность.

По определенным уровням удельной аварийности определяются напорные трубопроводы, которые подвержены коррозионному износу в наибольшей степени и потребуют концентрации антикоррозионных мероприятий.

Возможные варианты защиты от коррозии. Выбор методов (способов защиты) от коррозии.

1) Замена материала трубопроводов.

В качестве альтернативы углеродистым сталям могут использоваться трубы с внутренним покрытием, с футеровкой, трубы из неметаллических или композитных материалов. Опыт их применения различными нефтяными компаниями показывает, что каждый тип обладает своими достоинствами и недостатками, которые определяют область их наиболее эффективного применения. Длительный опыт эксплуатации в условиях российских месторождений отсутствует. Выявленные преимущества, недостатки и связанные с ними риски показаны ниже.

2) Ингибирование коррозии.

Все возможные технологии ингибиторной защиты от коррозии представляют собой комбинации следующих вариантов по месту и

									Лист
									59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

периодичности подачи реагента: постоянное (непрерывное) дозирование ингибитора; периодическая подача ингибитора.

Их преимущества и недостатки, определяющие рекомендуемые области применения, будут рассмотрены ниже. Опыт применения различных технологий и в условиях Западной Сибири подтверждает высокую эффективность ингибирования при условии их соблюдения и правильного выбора типов ингибиторов.

Для полного анализа преимуществ и недостатков вариантов защиты от коррозии и выбора наиболее подходящего к конкретным условиям эксплуатации, необходимо дополнительно рассмотреть и сравнить их экономические показатели и возможные риски. Оценочные затраты на материалы и строительство трубопроводов

Усредненная стоимость 1 километра трубопровода из углеродистой стали Ø 426 мм с толщиной стенки 9 мм составляет 5 млн. руб.

Усредненная стоимость 1 километра аналогичного трубопровода с полным покрытием или футеровкой принимается равной 6,8 млн. руб.

Поскольку цены на сталь, изолирующие материалы, СМР и т.п. не являются фиксированными, для разработки действительных программ рекомендуется пользоваться фактическими цифрами для каждого типоразмера трубы на текущий период времени.

Затраты на постоянное дозирование ингибитора. В случае постоянного дозирования полные затраты складываются из затрат на: дозирующие устройства; оборудование для Узлов Контроля Коррозии (УКК) коррозии; услуги по контролю (мониторингу) скорости коррозии; собственно ингибиторы коррозии (ИК); услуги по закачке ингибиторов.

Для формирования долгосрочной и годовой программ необходимо пользоваться цифрами по перечисленным статьям затрат, исторически сложившимися на предприятиях. Типичные цифры, полученные из анализа данных нефтяных компаний Западной Сибири, даны ниже в таблице 4.1.

					4 Программы надежности	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4.1 – Типичные цены на различные статьи ингибирования  
(Постоянное дозирование)

Оборудование/Материалы	Затраты, руб.
Дозатор на скважинах (типа УД)	350 000
Дозатор на ГЗУ (типа БРХ или УДХ)	1 000 000
Монтаж дозатора	50 000
Оборудование мониторинга коррозии (1 УКК)	15 000
Услуги по обслуживанию 1 УКК при частоте 1 раз в месяц	15 000
Средняя стоимость 1 тонны ИК	60 000
Стоимость обслуживания 1 дозатора в год	75 000

Затраты на ингибирование при периодической подаче (таблица 4.2)

Таблица 4.2 – Типичные цены на различные статьи ингибирования  
(Периодическое дозирование)

Оборудование/Материалы	Затраты, руб.
Средняя стоимость 1 тонны ИК	60 000
Годовая стоимость услуг 1 единицы спецтехники (Закачка, техническое обслуживание, ремонт)	1 200 000

При расчете полных затрат на ингибирование необходимо учитывать ожидаемую дозировку при постоянном дозировании; при периодическом дозировании – повышенный расход ингибитора, частоту обработок, процент времени использования спецтехники (Коэффициент использования). Для этого рекомендуется пользоваться технологическими параметрами, приведенными в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Технологические параметры для расчета затрат на ингибирование

Параметр	Значение
Дозировка при постоянном дозировании без очистки полости трубопровода, г/м.куб. жидкости	35
Дозировка при постоянном дозировании с очисткой полости трубопровода, г/м.куб. жидкости	25
Коэффициент расхода при периодической подаче	2
Частота обработок на кустах (не зависимо ГЗУ или скважина), раз в месяц	2
Коэффициент использования спецтехники, %	75

Выбор базовых методов защиты при составлении программ надежности трубопроводов должен делаться в первую очередь на основе их практической

осуществимости в конкретных условиях с учетом их достоинств и недостатков. Методы, которые практически нереализуемы, из дальнейшего рассмотрения исключаются. Оставшиеся методы подлежат экономической оценке для сравнения и выбора оптимального.

Основные характеристики применяемых методов приведены в сводной таблице.

Таблица 4.4 – Сравнительная таблица технических решений/затрат

Способ защиты	Преимущества	Недостатки	Остаточные риски	CAPEX	OPEX
Упреждающая замена трубопровод из углеродистой стали	Простота монтажа	Множественная замена	«Отложенная» аварийность.	Очень высокие	Низкие
Замена материала. Стеклопластик	Не требует ИК	Высокие требования к строительно-монтажным работам	Неясна длительность эксплуатации	Очень высокие	Низкие
Замена материала. Труба с внутренним покрытием	Не требует ИК	Требуется защита стыковых соединений.	Подтверждена 10-летняя длительность эксплуатации	Высокие	Низкие
Ингибирование. Постоянная подача	Высокая защита	Большое число дозаторов	Низкие	Высокие	Высокие
Ингибирование. Периодическая подача	Средняя защита	Быстрый унос ИК	Средние	Низкие	Высокие

Содержание таблицы 4.4 показывает, что ни один отдельный метод (способ защиты) не способен решить проблемы коррозии напорных нефтепроводов без потерь в каком-нибудь из аспектов. Отдельно взятые решения могут иметь: высокие капитальные затраты; высокие эксплуатационные затраты; высокие остаточные риски; практическую сложность реализации.

Таким образом, для достижения поставленной цели необходим подход, комбинирующий описанные методы оптимальным способом. В этом случае формируемая программа надежности напорных нефтепроводов будет

оптимизировать затраты; давать практическое решение для осуществления стратегии.

При формировании программ надежности трубопроводов, как долгосрочных, так и годовых, рекомендуется использовать комбинированное решение, которое использует преимущества отдельных методов в тех областях применения, где их преимущества используются наиболее полно. Учитывая, что стеклопластик и другие неметаллические материалы пока не имеют широкого применения в российской практике, наиболее распространенной комбинацией методов будет сочетание ингибиторной защиты и внутреннего защитного полимерного покрытия. С технической и технологической точек зрения оба этих метода отработаны наилучшим образом и поэтому могут гарантировать достаточно высокий уровень надежности решения на основе их комбинации.

Поэтому более рентабелен способ защиты трубопроводов, сочетающий применение внутреннего эпоксидного покрытия с ингибиторной защитой.

Ингибиторную защиту будем рассматривать методом постоянного дозирования. Этот метод наилучшим образом поддается регулированию и дает наилучшие результаты, особенно в сочетании с очисткой внутренней поверхности трубопроводов.

Дополнительно, метод постоянного дозирования рассматривается в двух вариантах – с очисткой полости трубопровода и без нее. Необходимость очистки влечет за собой дополнительные капитальные затраты на камеры пуска-приема скребков, и операционные затраты на расходные материалы и выполнение операций очистки. В зависимости от цен, действующих на момент формирования программ, все исходные ценовые параметры могут корректироваться.

Учитывая, что при очистке эффективность защиты увеличивается, удельная дозировка ингибитора, достаточная для обеспечения защиты, снижается в случае очистки.

Оптимальным способом защиты является тот, который требует

					4 Программы надежности	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

минимальных суммарных затрат на протяжении периода времени, равного времени до окончания эксплуатации месторождения, т.е. определяется экономическими показателями. Суммарные затраты складываются из капиталовложений и операционных затрат на установленный период эксплуатации.

В зависимости от способа защиты капитальные затраты представляют собой либо затраты на собственно замену трубопроводов, либо затраты на оборудование для закачки ингибитора, его монтаж и средства контроля коррозии. Операционные затраты складываются из затрат на ингибитор коррозии, его закачку и мониторинг коррозии для оценки эффективности ингибирования. При этом допускается, что строительство трубопроводов с внутренним (полным) защитным покрытием делает ненужными дальнейшие эксплуатационные затраты на обеспечение его целостности.

Капитальные затраты на замену трубопровода пропорциональны его типоразмерам – длине, диаметру и толщине стенки. Затраты на замену увеличиваются с ростом этих параметров. Операционные затраты на ингибитор и его закачку пропорциональны объему перекачиваемой жидкости. Рост производительности трубопровода влечет рост расходов на ингибирование.

Наименее затратный способ защиты будет зависеть от его действительной длины и действительного объема транспортируемых по нему жидкостей. Чем меньше длина и диаметр участка и чем выше его производительность, тем вероятнее, что более предпочтительной окажется замена стального трубопровода на трубопровод с защитным покрытием по сравнению с ингибированием. И наоборот, чем он длиннее и чем меньше по нему транспортируется жидкостей, тем более экономичным может стать ингибирование по сравнению с заменой.

Аналогично, для целой системы трубопроводов оптимальный (наименее затратный) вариант зависит от соотношения действительных типоразмеров участков и их действительной загруженности. Вероятно, что оптимальный вариант может оказаться сочетанием замены части участков на трубопровод

					4 Программы надежности	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

с покрытием и ингибирования оставшейся части.

При работе с системой необходимо учитывать, что нельзя получить оптимальное сочетание ингибируемых участков и участков с покрытием в составе целой системы простым сложением результатов, получаемых при определении оптимального способа защиты каждого из индивидуальных участков, составляющих эту систему.

На основании остаточных извлекаемых запасов и прогнозов добычи устанавливается срок вывода месторождения из эксплуатации.

Делается предположение, что эксплуатация реконструированной напорных нефтепроводов обеспечивает отсутствие отказов на протяжении всего оставшегося срока службы независимо от способа защиты. В соответствии с этим предположением в течение всего периода времени обеспечивается замена участков системы, упреждающая их аварийность, и соответствующие эксплуатационные операции. Частота (или кратность) замены определяется сроком безотказной службы участков, и зависит от наличия защиты и от эффективности ее принятых способов.

Срок службы трубопровода из углеродистой стали зависит от условий конкретных месторождений. При наличии статистических данных в расчетах следует принимать известный срок службы. Если таковые отсутствуют или статистический срок службы превышает 15 лет, рекомендуется принимать исходный срок службы участка из углеродистой стали равным 7 – 8 годам.

На основании имеющихся данных о способах защиты трубопроводов на месторождениях Западной Сибири для расчетов принимаются следующие условия. Срок службы трубопровода из углеродистой стали удваивается при использовании ингибиторной защиты без очистки полости, но не может превышать 15 лет. Срок службы трубопровода из углеродистой стали утраивается при использовании ингибиторной защиты с очисткой полости, но не может превышать 20 лет. Срок службы трубопровода из углеродистой стали утраивается при использовании защитного полимерного покрытия, но не может превышать 20 лет.

					4 Программы надежности	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Рассчитывается кратность замены, необходимая для упреждения отказов, для следующих вариантов: а) замена на участки из углеродистой стали, б) замена на участки из углеродистой стали с ингибированием без очистки полости, в) замена на участки из углеродистой стали с ингибированием и очисткой полости, г) замена на участки с полным защитным покрытием.

Определяются годы, на которые приходится повторные замены для каждого варианта.

Производится гидравлический расчет системы для определения оптимальных типоразмеров (диаметр, толщина стенки) трубопроводов на оставшийся период до завершения эксплуатации месторождения. Рекомендуются делать этот расчет с учетом расхода жидкостей, полученного на основании прогноза добычи на весь оставшийся период. Эти типоразмеры и расходы используются для расчетов.

Определяются капитальные затраты на замену каждого индивидуального участка существующей системы на аналогичные участки из углеродистой стали, оптимизированные по диаметрам.

Определяются капитальные затраты на оборудование, которое необходимо для организации очистки, ингибирования и мониторинга коррозии для защиты всей системы трубопроводов из углеродистой стали.

Определяются ежегодные операционные затраты, которые необходимы для реализации ингибиторной защиты системы из углеродистой стали с мониторингом эффективности в вариантах с очисткой полости и без нее.

Определяются капитальные затраты на замену каждого индивидуального участка на участки из стали с защитным полимерным покрытием, оптимизированные по диаметрам и толщине стенки. Запас толщины на коррозию не делается.

После всех подсчетов сравниваются затраты и эффективность защиты от коррозии различных методов и выбирается наиболее перспективный.

					4 Программы надежности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Составление таких программ надежности для напорных нефтепроводов позволит значительно повысить эксплуатационную надежность с минимальными затратами.

					4 Программы надежности	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

В данном разделе произведен расчет стоимости прокладки напорного нефтепровода «УПСВ Оленье – ЦППН 4 п. Пионерный», рассчитанной на трехэтапный процесс (разработка траншеи – спуск трубы – засыпка), расчет затраченных материалов и техники при сооружении этого участка.

Длина прокладываемого напорного нефтепровода «УПСВ Оленье – ЦППН 4 п. Пионерный» составляет 23,8 км. Прокладку трубопровода будет подземная с глубиной залегания 0,8 м. и диаметром 426\*9 мм. Плановая скорость прокладки трубы 1,08 км/день. Работы при прокладке напорного нефтепровода «УПСВ Оленье – ЦППН 4 п. Пионерный» будем вести круглосуточно в 2 смены по 12 часов.

Общее время выполнения монтажа трубопровода

$$T_{\text{общ}} = \frac{L_{\text{общ}}}{V_{\text{монт}}} = \frac{23,8}{1,08} \approx 22 \text{ дня}, \quad (5.1)$$

где  $L_{\text{общ}}$  – длина прокладываемого трубопровода, км;

$V_{\text{монт}}$  – плановая скорость прокладки трубы, км/день.

### **5.1 Потенциальные потребители результатов реализации проекта**

Для анализа потребителей результатов реализации проекта необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка.

В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

					Анализ методов повышения эксплуатационной надежности напорных нефтепроводов ОАО «Томскнефть» ВНК			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Ивлев А.А.			<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев .Л.					68	106
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр. 3-2Б6А</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга).

Для данного проекта целевой рынок – нефтегазодобывающие компании, такие как АО «Томскнефть», ПАО «НК «Роснефть».

Целесообразно выбрать два наиболее значимых критерия: размер компании и отрасль. По этим критериям будет производиться сегментирование рынка.

Размер предприятия важен, так как в крупных компаниях чаще внедряют новые технологии, так как в дальнейшем они могут окупить риски внедрения.

На рисунке 5.0 представлена карта сегментирования рынка предоставляемых услуг для крупных и средних нефтегазодобывающих предприятий.

Рис. 5.0 Карта сегментирования рынка

		Отрасль	
		Нефтегазодобывающие предприятия	
Размер	Крупные		
	Средние		

<span style="display: inline-block; width: 20px; height: 15px; background-color: #FFFF00; border: 1px solid black;"></span> АО «Томскнефть» ВНК	<span style="display: inline-block; width: 20px; height: 15px; background-color: #00AEEF; border: 1px solid black;"></span> ПАО «НК «Роснефть»
---	--

По рисунку 5 можно сделать вывод, что основными наиболее перспективными сегментами нефтегазодобычи являются предприятия всех размеров.

### 5.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянной динамике. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, а также реализацию проектов, чтобы успешнее конкурировать со своими конкурентами. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. С этой целью может быть использована вся

имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Целесообразно проводить данный анализ с помощью карты, представленной в таблице 5.

					5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5 Оценочная карта для сравнения конкурентных решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		проект	Кон-т 1	Кон-т 2	проект	Кон-т 1	Кон-т 2
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Способствует росту производительности труда	0.1	5	4	5	0.5	0.4	0.5
2. Удобный в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0.06	5	4	4	0.3	0.24	0.24
3. Коррозиестойчивый	0.05	4	4	3	0.2	0.2	0.15
4. Энергосберегающий	0.1	4	5	3	0.4	0.5	0.3
5. Надежный	0.1	5	4	4	0.5	0.4	0.4
6. Безопасный	0.1	4	4	4	0.4	0.4	0.4
7. Простота эксплуатации	0.06	4	4	5	0.24	0.24	0.3
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0.07	4	4	3	0.28	0.28	0.21
2. Уровень проникновения на рынок	0.06	1	4	4	0.06	0.24	0.24
3. Цена	0.1	4	1	3	0.4	0.1	0.3
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0.2	5	4	3	1	0.8	0.6
Итого	1	45	42	41	4.28	3.8	3.64

### 5.3 Подбор основного оборудования для прокладки напорного нефтепровода

Для экономии времени работы по разработки траншеи и монтаж трубопровода будет проводить параллельно.

Подбор оборудования для разработки траншеи.

Для разработки траншеи обычно используются одноковшовые экскаваторы. Скорость разработки траншеи одноковшовым экскаватором колеблется от 5м/ч до 30м/ч в зависимости от грунта, процент промерзания и т.д. В нашем случае примем  $V_{\text{разр.}} = 15 \text{ м/ч}$ .

Расчетный период разработки траншеи, должен вестись одновременно с

					5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

прокладкой трубопровода. Для обеспечения разработки  $L=1080$  метров траншеи в сутки необходимо использовать:

$$n_{\text{экск}} = \frac{L}{V_{\text{разр}} \cdot 24}, \text{ ед.} \quad (5.2)$$

$$n_{\text{экск}} = \frac{1080}{15 \cdot 24} = 3 \text{ ед.}$$

Кроме этого нам потребуется, трубоукладчики для заноса плети в траншею. Скорость одного трубоукладчика  $V_{\text{укл.}} = 50$  м/ч.

$$n_{\text{труб}} = \frac{L}{V_{\text{укл.}} \cdot 24}, \text{ ед.} \quad (5.3)$$

$$n_{\text{труб}} = \frac{1080}{50 \cdot 24} = 0,9 \approx 1 \text{ ед.}$$

Для засыпки траншеи потребуется одноковшовые экскаваторы. Скорость засыпки  $V_{\text{зас.}} = 25$  м/ч

$$n_{\text{экск}} = \frac{L}{V_{\text{зас.}} \cdot 24}, \text{ ед.} \quad (5.4)$$

$$n_{\text{экск}} = \frac{1080}{25 \cdot 24} = 1,8 \approx 2 \text{ ед.}$$

Таблица 5.1 – Требуемое основное оборудование

Объект	Вид работ	Количество, ед.
Экскаватор	Разработка и засыпка траншеи для напорного нефтепровода.	5
Трубоукладчик	Занос плети в траншею	1

#### 5.4 Затраты на амортизационные отчисления и прочие расходы

Затраты определяются исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Нормы амортизации для экскаватора и трубоукладчика выбираем согласно Приказ Минфина России от 30.03.2001 №26н (ред. от 16.05.2016) «Об утверждении Положения по бухгалтерскому учету «Учет основных средств» ПБУ 6/01 (Зарегистрировано в Минюсте России 28.04.2001 № 2689).

Выбираем значения норм в процентах в зависимости от объема разработки.  
Расчет амортизационных отчислений сведен в таблицу 5.2

Таблица 5.2 – Расчет амортизационных отчислений

Объект	Стоимость (руб.)	Норма амортизации (%)	Норма амортизации в год (руб.)	Норма амортизации в час (руб.)	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Экскаватор	9700000	12,5	1212500	138,413	5	528	365410,3
Трубоукладчик	2000000	10,0	2000000	1030,822	1	528	120547,9
Итого	485958,2 руб.						

### 5.5 Подбор вспомогательной спецтехники

Рассчитаем число трубопроводов для транспортировки до места строительства.

Определим среднее расстояние до места прокладки:

$$S_{\text{ср}} = \frac{S_{\text{нач}} + S_{\text{кон}}}{2} = \frac{30 + 53,8}{2} = 41,9 \text{ км}, \quad (5.5)$$

где  $S_{\text{нач}}$  – расстояние до места начала прокладки от базы хранения труб;  
 $S_{\text{кон}}$  – расстояние до конечной точки строительства от базы хранения труб.

Для транспортировки возьмем трубопровод на базе урала грузоподъемностью 12,5 тонн ( $Q_{\text{труб}}$ ).

Скорость движения трубопровода полного – 30 км/ч, пустой – 45 км/ч.

Время прохождения до базы хранения:

$$t_{\text{путь}} = \frac{S_{\text{ср}}}{0,5 \cdot (U_{\text{пуст}} + U_{\text{полн}})} = \frac{41,9}{0,5(30 + 45)} = 1,12 \text{ ч}, \quad (5.6)$$

где  $U_{\text{пуст}}$  – скорость пустого трубопровода, идущего на базу хранения труб;

$U_{\text{полн}}$  – скорость трубопровода, идущего в район прокладки.

Для определения количества труб  $n_{\text{тр}}$ , погружаемых на трубопровод определим вес стальной трубы по формуле:

$$W_{\text{тр}} = L_{\text{тр}} \cdot q \quad (5.7)$$

где  $L_{\text{тр}}$  – длина трубы, м;

$q$  – вес 1 метра трубы в кг. (для трубы с толщиной стенки 9 и диаметром 426 мм значение будет равно 92,56 кг)

$$W_{\text{тр}} = 12 \cdot 92,56 = 1,111 \text{ т.}$$

Входное количества труб:

$$n_{\text{тр.}} = \frac{Q_{\text{труб}}}{W_{\text{тр}}} = \frac{12,5}{1,111} = 11 \text{ тр.} \quad (5.8)$$

Время, затрачиваемое на операцию разгрузки-погрузки:

$$t_{\text{погр.}} = n_{\text{тр.}} / t_{\text{тр.}}, \quad (5.9)$$

где  $t_{\text{тр}}$  – скорость погрузки–разгрузки 1 трубы, в среднем будем брать – 0,5 тр/мин.

$$t_{\text{погр.}} = 11 / 0,5 = 22 \text{ мин} = 0,37 \text{ ч.}$$

Время одного цикла трубовоза, включающего в себя одну разгрузку в месте прокладки, загрузку трубами на базе хранения и езда по дороге от базы хранения до места прокладки и обратно составит:

$$T_{\text{цикл.}} = 2 \cdot (t_{\text{погр.}} + t_{\text{путь}}), \quad (5.10)$$

$$T_{\text{цикл.б}} = 2 \cdot (1,12 + 0,37) = 2,98 \text{ часа}$$

Скорость строительства напорного нефтепровода,  $V_{\text{монт}} = 1080$  м/сутки.

Запас труб, перевозимых трубовозом:

$$Q_{\text{тр}} = l_{\text{тр}} \cdot n_{\text{тр.}}, \text{ м} \quad (5.11)$$

$$Q_{\text{тр}} = 12 \cdot 11 \cdot 8 = 1056 \text{ м.}$$

Необходимое количество трубовозов:

$$n_{\text{трубов.}} = \frac{V_{\text{монт}}}{Q_{\text{тр}}}, \text{ шт.}; \quad (5.12)$$

$$n_{\text{трубов.}} = \frac{1080}{1056} = 1,023 \text{ ед.}$$

Требуемое количество трубовозов – 2 ед.

Для перевоза людей посчитаем требуемое количество техники УАЗ-3741. Количество пассажирских мест в нем 5. Человек в смене: 1 мастер, 3 трубопроводчика, 3 слесаря, 1 сварщик, 5 водителей экскаваторов, 1 водитель трубоукладчика.

					5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$n_{\text{чел}} = 1+3+3+1+5+1 = 14 \text{ чел.};$$

$$n_{\text{уаз}} = n_{\text{чел}}/5 = 2,8 \approx 3 \text{ ед,} \quad (5.13)$$

Где  $n_{\text{чел}}$  – количество людей в смене;

$n_{\text{уаз}}$  – количество уаз-3741.

Вся вспомогательная техника берется в аренду, поэтому необходимо рассчитать затраты на контрагентные услуги на период строительства длительностью – 22 дней. Стоимость аренды:

Трубовоз на базе урала – 36000 руб/сутки.

УАЗ-3741 – 2400 руб/сутки;

Стоимость аренды указана в таблице 5.3 за весь период монтажа.

Таблица 5.3 – Затраты на контрагентные услуги

Аренда техники	Количество	Арендная плата, руб/сут.	Всего, руб
Трубовоз на базе урала	2	36000	1584000
УАЗ-3741	3	2400	158400
Итого			1742400

## 5.6 Расчет объемов и стоимости материалов, необходимых для строительства напорного нефтепровода

При строительстве трубопровода расходными материалами являются: электроды УОНИ-13/45 и УОНИ-13/65 для сварки труб в нитку, рулонный армированный материал «РАМ», грунт для засыпки траншеи (при обычном способе заглубления)

Определяем необходимое количество электродов, УОНИ-13/45 идут на корень – 30% стыка, а УОНИ-13/65 – на заполнение, 70 %. Определяем длину свариваемого стыка трубы:

$$L_{\text{стык}} = 2 \cdot \Pi \cdot r_{\text{т}} \text{ м,} \quad (5.14)$$

где  $r_{\text{т}}$  – радиус трубы, 426 мм.

$$L_{\text{стык}} = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,426 = 2,675 \text{ м.}$$

Норма электродов типа УОНИ на 1 стык составит:

$$Q_{эл} = L_{стык} \cdot W_{эл}, \quad (5.15)$$

где  $W_{эл}$  – норма расхода электродов на 1 м трубы.

Этот тип электродов относится к четвертой группе, с коэффициентом расхода 1,7. Норма на 1 м шва при толщине стенки 9 мм – 2,52 кг.

$$Q_{эл} = 2,675 \cdot 2,52 = 6,741 \text{ кг},$$

Количество труб требуемого для прокладки напорного нефтепровода:

$$Q_{труб} = \frac{L_{общ}}{l_{ТП}}, \quad (5.16)$$

где  $l_{ТП}$  – стандартная длина трубы, 12 м.

$$Q_{труб} = \frac{23800}{12} = 1983,33 \approx 1984 \text{ шт.}$$

Необходимое количество электродов по всей длине трассы:

$$Q_{эл.общ} = (n_{труб} - 1) \cdot Q_{эл} = (1984 - 1) \cdot 6,741 = 13367,4 \text{ кг} \quad (5.17)$$

Стоимость электродов 4 мм марки УОНИ-13/45 ЛЭЗ – 80790 руб/т, 4 мм марки УОНИ-13/65 ЛЭЗ – 89740 руб./т. Стоимость УОНИ-13/45:

$$C_{уони45} = Q_{эл.общ} \cdot 40 \% \cdot 80790 = 13,367 \cdot 0,4 \cdot 80790 = 431968 \text{ руб.} \quad (5.18)$$

Общая стоимость УОНИ-13/65:

$$C_{уони65} = Q_{эл.общ} \cdot 60 \% \cdot 89740 = 13,367 \cdot 0,6 \cdot 89740 = 719732,7 \text{ руб.} \quad (5.19)$$

Стоимость всех электродов:

$$C_{эл.общ} = C_{уони45} + C_{уони65} = 431968 + 719732,7 = 1151701 \text{ руб.} \quad (5.20)$$

Чтобы не создавать очаг развития коррозии необходимо после сварки стыка трубопровода заизолировать это место путем намотки рулонного армированного материала «РАМ». На стык трубопровода требуется однослойная намотка рулона «РАМ». Охват стыка составляет  $L_{стык}$  – 2,675 м., следовательно, на 1 стык требуется:

$$L_{рам} = 1 \cdot L_{стык} = 1 \cdot 2,675 = 2,675 \text{ м.} \quad (5.21)$$

Армированная изоляция продается рулонами по  $l_{рам}$  – 60 м. и весом в  $m_{рам}$  – 50 кг. Стоимость одного рулона  $C_{рул}$  – 10439 руб. Требуемое количество рулонов:

$$Q_{рам} = \frac{(Q_{труб} - 1) \cdot L_{рам}}{l_{рам}} = \frac{(1984 - 1) \cdot 2,675}{60} = 89 \text{ рул.} \quad (5.22)$$

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

Стоимость изоляции:

$$C_{\text{общ.рам.}} = Q_{\text{рам.}} \cdot C_{\text{рул}} = 89 \cdot 10439 = 929071 \text{ руб.} \quad (5.23)$$

Согласно каталогу трубозаготовительного комбината НН, цена одной трубы – 38000 р.

Стоимость всей нитки напорного нефтепровода:

$$C_{\text{труб}} = Q_{\text{труб}} \cdot C_{\text{труб}} = 1984 \cdot 38000 = 75,392 \text{ млн. руб.} \quad (5.24)$$

Таблица 5.4 – Затраты на материалы

Материал	Стоимость, руб.
Изоляционный рулон	929071
Электроды УОНИ-13/45	431968
Электроды УОНИ-13/65	719733
Труба 426х9	75392000
Итого	77472772

Таблица 5.5 – Затраты топлива для оборудования и техники

Наименование	Время работы (ч) в сутки	Расход топлива (л/ч)	Цена 1 л. (руб.)	Затраты на топливо за все время руб.
Экскаватор (5)	24	Д/т,15	35,4	1362240
Трубоукладчик (1)	24	Д/т,18		336442
Трубовоз (2)	12,5	Д/т, 20		389400
УАЗ-3741(3)	6	Д/т, 15		210276
Итого				2298358

### 5.7 Затраты на оплату труда

Расчет суммы, начисленной по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации

продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда.

Таблица 5.6 – Надбавки и доплаты к заработной плате работника

районный коэффициент	1,5
доплата за вредность	1,15
компенсационная выплата за время нахождения в пути на вахту/с вахты	1,1
компенсационная выплата за вахтовый метод работы	1,1

Таким образом, с учетом показателей в таблице 5.6, рассчитаем необходимые для прокладки напорного нефтепровода затраты на заработную плату работников, занесем результаты в таблицу 5.7.

Таблица 5.7 – Расчет затрат на ЗП работников

	Мастер	Слесарь	Трубопроводчик	Сварщик	Водитель экскаватора и трубоукладчика	Водитель трубовоза и Уаз-3741
Часовая тарифная ставка	250	130	125	170	110	85
Районный коэффициент, руб.	375	195	187,5	255	165	127,5
Доплата за вредность, руб.	287,5	149,5	143,75	195,5	126,5	97,75
Время нахождения в пути, руб.	275	143	137,5	187	121	93,5
Вахтовый метод работы, руб.	275	143	137,5	187	121	93,5
Итого, руб./час	1462,5	760,5	731,25	994,5	643,5	497,25
Время работы	264	264	264	264	264	120
Итого, руб. за работу 1-го работника	386100	200772	193050	262548	169884	59670

## 5.8 Линейный календарный график выполнения работ

Рассмотрим пример формирования линейного графика выполнения работ для прокладки напорного нефтепровода. Вахта работает тридцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем тридцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Исполнительная бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

- Мастер - 2 чел.
- Трубопроводчик - 6 чел.
- Слесарь - 6 чел.
- Сварщик - 2 чел.
- Машинист экскаватора - 10 чел.
- Машинист трубоукладчика - 2 чел.
- Водитель трубовоза - 4 чел.
- Водитель а/м УАЗ-3741 - 6 чел.

Монтажные работы согласно календарного плана составляют 528 часов или 22 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству напорного нефтепровода «УПСВ Оленье – ЦППН 4 п. Пионерный» приведен в таблице 5.8.

					5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5.8 – Линейный календарный график проведения работ по строительству напорного нефтепровода

Вид работ	Дни																					
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	18	20	21	22
Разработка траншеи	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■									
Прокладка трубопровода			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Доставка трубы	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■											
Засыпка траншеи														■	■	■	■	■	■	■	■	■

Таблица 5.9 – Расчет общей суммы затрат на работников

	Мастер	Слесарь	Трубопроводчик	Сварщик	Водитель экскаватора	Водитель трубоукладчика	Водитель трубопровода	Водитель Уаз - 3741
Количество работников	2	6	6	2	10	2	4	6
Итого, руб.	772200	1204632	1158300	525096	1698840	339768	238680	358020
Общая сумма ЗП	6295536 руб							

### 5.9 Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования представлены в таблице 5.9. Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс VIII с тарифом 0,9 для производства общестроительных работ по прокладке местных трубопроводов.

Таблица 5.10 – Расчет страховых взносов в государственные внебюджетные фонды

	Мастер	Слесарь	Трубопроводчик	Сварщик	Водитель экскаватора	Водитель трубоукладчика	Водитель трубопровода	Водитель Уаз - 3741
Количество работников	2	6	6	2	10	2	4	6
ЗП, руб.	772200	1204632	1158300	525096	1698840	339768	238680	358020
ФСС (2,9%)	22393,8	34934,3	33590,7	15227,8	49266,4	9853,3	6921,7	10382,6
ФОМС (5,1%)	39382,2	61436,2	59073,3	26779,9	86640,8	17328,2	12172,7	18259
ПФР (22%)	169884	265019	254826	115521,1	373744,8	74749	52509,6	78764,4
Страхование от несчастных случаев (тариф 0,9%)	15289,56	23851,7	22934,34	10396,9	33637	6727,4	4725,9	7088,8
Всего, руб.	246949,6	385241,3	370424,3	167925,7	543289	108658	76329,9	114494,8
Общая сумма, руб.	2013312							

Все рассчитанные показатели можно свести в общую таблицу расходов, которая представлена ниже (таблица 5.11).

Таблица 5.11 – Общая сумма затрат при прокладке напорного нефтепровода

№	Расходы	Стоимость (руб.)	Источник
1	Амортизационные отчисления	485958,2	Таблица 5.2
2	Затраты на контрагентные услуги	1742400	Таблица 5.3
3	Затраты на материалы	77472772	Таблица 5.4
4	Затраты на топливо	2298358	Таблица 5.5
5	Оплата труда	6295536	Таблица 5.8
6	Страховые взносы	2013312	Таблица 5.9
7	Всего затрат	88565936,2	
8	Накладные расходы (15%)	13284890,4	
9	Итого	101850826,6	

### 5.10 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведено в таблице 5.12.

Таблица 5.12 - Бюджет затрат на реализацию проекта

Наименование статьи	Сумма, руб. (исполнение 1)	Сумма, руб. (исполнение 2)	Сумма, руб. (исполнение 2)
Материальные затраты	77472772,0	84735221,0	97214733,5
Специальное оборудование	1742400,0	0,0	0,0
Основная заработная плата	6295536,0	8742239,0	8742239,0
Дополнительная заработная плата	114160,5	139289,3	139289,3
Страховые взносы	2013312,0	2115987,3	2115987,3
Накладные расходы	13284890,4	21198278,7	22388850,6
Итого:	101850826,6	116931015,3	130601099,7

Бюджет затрат на прокладку напорного нефтепровода по первому варианту составил 101850826,6 рублей, что ниже затрат по второму и третьему варианту. Наибольшие затраты приходятся на приобретение технологического транспорта и спец. техники.

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

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

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

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

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

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

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

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

Для 1-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{101850826,6}{130601099,7} = 0,78$$

Для 2-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{116931015,3}{130601099,7} = 0,90,$$

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

Для 3-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{130601099,7}{130601099,7} = 1.$$

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

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

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

$a_i$  – весовой коэффициент разработки;

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

Таблица 5.13 - Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности пользователя труда	0.2	5	4	2
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0.25	5	3	2
3. Коррозиестойчивость	0.1	5	3	3
4. Энергосбережение	0.15	4	3	3
5. Надежность	0.1	4	4	4
6. Материалоемкость	0.2	4	4	4
<b>ИТОГО:</b>	<b>1</b>	<b>27</b>	<b>21</b>	<b>18</b>

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_p - \text{исп1} = 0,2 \cdot 5 + 0,25 \cdot 5 + 0,1 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 = 4,55.$$

$$I_p - \text{исп2} = 0,2 \cdot 4 + 0,25 \cdot 3 + 0,1 \cdot 3 + 0,15 \cdot 3 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 = 3,5.$$

					5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

$$I_{p-исп3} = 0,2 \cdot 2 + 0,25 \cdot 2 + 0,1 \cdot 3 + 0,15 \cdot 3 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 = 2,85.$$

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

$$I_{финр}^{тек.проект} = \frac{I_{тек.проект}}{I_{ф}^p} = \frac{4,55}{0,78} = 5,8,$$

$$I_{финр}^{исп1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{ф}^{a1}} = \frac{3,5}{0,90} = 3,89,$$

$$I_{финр}^{исп2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{ф}^{a2}} = \frac{2,85}{1} = 2,85.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Сравнительная эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{ср_i}$ )

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{финр}^{тек.проект}}{I_{финр}^{исп1}} = \frac{5,8}{5,8} = 1,$$

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{финр}^{тек.проект}}{I_{финр}^{исп2}} = \frac{5,8}{3,89} = 1,49$$

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{финр}^{тек.проект}}{I_{финр}^{исп3}} = \frac{5,8}{2,85} = 2,04.$$

Таблица 5.14 - Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0.78	0.90	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4.55	3.5	2,85
3	Интегральный показатель эффективности	5.8	3.89	2,85
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	2,04	1.49	1

В ходе выполнения данного раздела выпускной квалификационной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения. Таким образом, для прокладка нового напорного нефтепровода «УПСВ Оленье – ЦППН 4 п. Пионерный» необходимо 101850826,6 руб.

					5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

## 6 Социальная ответственность

Объект исследования: Рабочей зоной являются напорные нефтепроводы, которые соединяют между собой установки предварительного сброса воды (УПСВ) и установку подготовки нефти (УПН). Тип прокладки трубопровода – подземный, а сама труба уложена в траншею. Вся рабочая зона находится под охраной. На территории объекта находятся металлические ограждения, знаки, обозначающие опасный производственный объект, схема объекта, его название и предприятие обслуживающее данный объект. На рабочую зону допускается только уполномоченный персонал компании.

### 6.1 Производственная безопасность

#### 6.1.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования

Вредные и опасные производственные факторы, возникающие при проведении обслуживании напорных нефтепроводов, приведены в таблице 6.1 [30].

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ методов повышения эксплуатационной надежности напорных нефтепроводов ОАО «Томскнефть» ВНК			
Разраб.		Ивлев А.А.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					88	105
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Таблица 6.1 – опасные и вредные факторы при обслуживании напорного нефтепровода

Наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Обслуживание напорного нефтепровода (осмотр, объезд, устранение утечек нефти, сбор нефтешлама)	1. Повышенный шум; 2. Вредные вещества; 3. Недостаток естественного света; 4. Отклонение показателей климата;	1. Механические травмы при основных видах работ; 2. Пожаровзрывоопасные; 3. Взрывоопасность;	РД 153-39.4-114-01 [28] РД-13.100.00-КТН-306-09 [38] РД 13.100.00-КТН-225-06 [39]

### 6.1.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникать на рабочем месте при проведении исследований.

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

#### Повышенный шум.

Источниками шума являются звуки, вызванные в результате производственной деятельностью мотопомпы, автомобилями, экскаваторами, бульдозерами, привлеченными для необходимых работ обслуживанию напорного нефтепровода. Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и нервную систему.

Громкость ниже 80 дБ обычно не влияет на органы слуха.

Длительное действие шума > 85 дБ в соответствии с нормативными документами СН 2.2.4/2.1.8.562-96 и ГОСТ 12.1.003-83, приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления.

## Вредные вещества.

Источником утечки токсичных и вредных веществ является поврежденный напорный нефтепровод.

Действие аварийного разлива нефти на человека определяется влиянием на дыхательную систему человека и на многие другие органы и системы организма, т.е. вызывает головокружение и тошноту, острые и хронические отравления, развиваются вегетативные расстройства, расстройства нервной системы, бессонница, мышечные судороги и т.д.

Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны приведены в таблице 6.2 [34].

При попадании углеводородов в жидкой фазе оказывает пагубное влияние на кожу, вызывая дерматиты и экземы.

Таблица 6.2 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ

№ п/п	Наименование	Агрегатное состояние	Класс опасности	Характеристика токсичности	Предельно допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны производственных помещений, мг/м <sup>3</sup>
1	Нефть	жидкость	3	Наркотический нервный яд	10
2	Нефтяной газ	газ	4	Наркотический яд, учащается пульс, увеличивается объем дыхания, ослабляется внимание	300

### **Отсутствие или недостаток естественного света.**

Обслуживание напорного нефтепровода непрерывно не зависимо от времени суток и времени года. Освещенность необходима для обеспечения нормальных условий работы на открытых площадках.

### **Отклонение параметров климата.**

Климат представляет комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления. Максимальная температура для Томского района составляет + 40 °С, минимальная – 50 °С.

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

### **Механические травмы при основных видах работ.**

При обслуживании напорного нефтепровода возможность получения механических травм высока. Это может быть воспламенение нефтепродукта или взрыв его паров, падение тяжелого предмета, порезы, ушибы. Повреждения могут быть разной степени тяжести вплоть до летального исхода. Для предотвращения повреждений необходимо соблюдать технику безопасности [28].

### **Пожароопасность.**

В процессе испарения разлившихся нефтепродуктов образуется облако топливно-воздушной смеси (ТВС). Наличие источника зажигания в пределах облака ТВС может повлечь за собой воспламенение. Основным поражающим фактором при возгорании нефти является тепловое излучение. Предельно допустимые значения интенсивности теплового излучения пожаров проливов нефти, представлены в таблице 6.3 [35].

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

Таблица 6.3 – Предельно допустимые значения интенсивности теплового излучения

Степень поражения	Интенсивность, кВт/м <sup>2</sup>
Безопасно для человека в брезентовой одежде	4,2
Непереносимая боль через 20—30 с Ожог 1-й степени через 15—20 с Ожог 2-й степени через 30—40 с	7,0
Воспламенение хлопка-волокна через 15 мин Непереносимая боль через 3—5 с Ожог 1-й степени через 6—8 с Ожог 2-й степени через 12—16 с	10,5
Воспламенение древесины с шероховатой поверхностью (влажность 12 %) при длительности облучения 15 мин	12,9

### **Взрывоопасность.**

В процессе испарения разлившихся нефтепродуктов образуется облако топливно-воздушной смеси (ТВС). Наличие источника зажигания в пределах облака ТВС может повлечь за собой воспламенение и взрыв облака ТВС. Таким образом, необходимо убрать источники искрообразования с рабочей зоны. Предельно допустимые значения избыточного давления представлены в таблице 6.4 [35].

Таблица 6.4 – Предельно-допустимые значения избыточного давления

Степень поражения	Избыточное давление, кПа
50 %-я вероятность разрыва барабанной перепонки	103
Полное разрушение зданий	100
50 %-ное разрушение зданий	53
Нижний порог разрыва барабанной перепонки	34,5
Средние повреждения зданий	28
Умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам, дверей и т.п.)	12
Нижний порог повреждения человека волной давления	5

## **6.1.3 Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов**

### **Повышенный шум.**

Основные методы борьбы с шумом:

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

- Средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;
- Соблюдение режима труда и отдыха;
- Коллективные средства защиты: укрытие источников шума в кожухи, кабины, создание шумозащищенных зон, применение малошумных технологических процессов и машин, оснащение шумных машин средствами дистанционного управления и автоматического контроля и т.д.

### **Вредные вещества.**

Основные методы борьбы с токсическим влиянием паров нефти на человека:

- Средства индивидуальной защиты (СИЗ): противогазы, респираторы;
- Соблюдение техники безопасности;
- Соблюдение режима труда и отдыха.

### **Отсутствие или недостаток естественного света.**

Средства нормализации освещения рабочих мест – искусственное освещение – при работах в ночное время. В ночное время освещение должно осуществляться прожекторами или светильниками во взрывобезопасном исполнении.

Для местного освещения необходимо применять светильники напряжением не более 12 В, или аккумуляторные фонари (включать и выключать их следует за пределами взрывоопасной зоны).

### **Отклонение параметров климата.**

Работающие в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами. Делать непродолжительные перерывы в работе с согреванием в теплом месте. Продолжительность зависит от температуры воздуха и скорости ветра. При температуре воздуха  $-40^{\circ}\text{C}$  и ниже необходима защита органов дыхания и лица.

В летний период работающие должны быть обеспечены головными уборами исключаящие перегрев головы от солнечных лучей.

### **Механические травмы при основных видах работ.**

Организационные и технические меры по обеспечению безопасности, применяемые средства коллективной и индивидуальной защиты, режим проведения работ, а также по оборудованию мест отдыха, приема пищи и санитарно–гигиенических норм до начала работ:

- Оформить наряд–допуск на проведение работ повышенной опасности;
- Провести внеплановый инструктаж всем членам бригады по выполнению работ повышенной опасности, а также по правилам поведения во взрыво и пожароопасной обстановке и других опасных условиях и обстоятельствах с росписью в журнале инструктажей на рабочем месте и наряд-допуске;
- Установить наличие и обозначить знаками расположение всех коммуникаций в радиусе проведения работ;
- Проверить исправность используемого оборудования.

На весь период работ в зоне производства работ ограничить доступ лиц, не задействованных в производстве работ. Весь персонал, задействованный в работах, должен находиться в спецодежде [28].

### **Пожароопасность.**

На месте производства работ устанавливается противопожарный режим. Места для курения разрешается устраивать на расстоянии, не ближе 300 м от места производства работ.

Автомобили, спецтехника, оборудование и механизмы, а также технические средства, не используемые при работе, следует расположить за территорией проведения работ. Выхлопные трубы от двигателей внутреннего сгорания машин и механизмов должны быть оборудованы искрогасителями.

После прибытия пожарной части руководитель тушения пожара делает выбор способов и приемов прекращения горения, которое зависит от обстановки на пожаре, а также от наличия технических средств подачи огнетушащих веществ.

					6 Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

Основным средством тушения пожаров нефтепродуктов являются воздушно-механические пены. Огнетушащие порошковые составы применяют для тушения небольших проливов, локальных очагов горения на задвижках и фланцевых соединениях, а также в комбинации с пенными средствами (с применением порошковых огнетушителей на отдельных очагах горения) [28].

### **Взрывоопасность.**

Для проведения замеров состояния воздушной среды должны использоваться газоанализаторы АНТ-2М предназначенные для определения предельно допустимых концентраций (ПДК) веществ в воздухе рабочей зоны (в весовых (мг/м<sup>3</sup>) или объемных величинах (% об.)).

Контроль воздушной среды проводится до и после выполнения всех подготовительных мероприятий, предусмотренных нарядом-допуском.

При выборе точек контроля необходимо учитывать место и характер проведения работ, а также метеорологические условия (температуру воздуха, направление и скорость ветра).

Результаты замеров заносятся в наряд-допуск и журнал контроля. Результаты анализа газовоздушной среды сообщаются ответственным лицам и заносятся в «Журнал контроля состояния воздушной среды».

## **6.2 Экологическая безопасность**

### **6.2.1 Анализ возможного влияния объекта исследования на окружающую среду**

При возникновении аварийной ситуации и локализации и ликвидации аварийного разлива нефти на напорном нефтепроводе происходит негативное воздействие на почвенно-растительный покров и рельеф местности [28]. Тип воздействия – механическое разрушение. Источниками воздействия являются: разрыв поверхности земли; земляные работы при разработке котлованов; создание временных отвалов грунта, при разработке котлована; передвижение техники; загрязнение отходами производства.

С разрушением почвенного покрова, а вместе с этим и ландшафта, нарушается круговорот веществ и энергии, изменяется газовый состав

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

атмосферы, ухудшаются санитарно-гигиенические условия. Поэтому при разрушении почвенного покрова природной среде и человеку наносится экологический ущерб, причем в большей степени, чем экономический [28].

### **6.2.2 Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду**

Обслуживание напорного нефтепровода на приземный слой атмосферы будет связано с неорганизованными и организованными выбросами загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу. Выбросы являются неизбежными [28]. Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух являются:

- автотранспорт при перевозке строительных материалов, рабочих, питания;
- машины и механизмы;
- работы при резке трубы;
- сварочные работы;
- изоляционные работы.

При проведении ремонтных плановых или неплановых работ на напорном нефтепроводе: 1) При выполнении сварочных работ при замене катушки в атмосферу выделяется сварочный аэрозоль, в состав которого входят: железа оксид, марганец и его соединения, пыль неорганическая. 2) При осуществлении изоляционных работ выделяются: бензол, толуол, ксилол, этилбензол, углеводороды. 3) При резке трубы выделяется железа оксид, марганец и его соединения, диоксид азота, оксид углерода.

### **6.2.3 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды**

Для снижения воздействия на поверхность земли необходимо выполнить следующие мероприятия: рекультивация нарушенных земель; для исключения разлива горюче-смазочных материалов (ГСМ) заправка техники должна осуществляться только на временной площадке с твердым покрытием; для исключения загрязнения территории отходами производства должно быть предусмотрена своевременная уборка мусора; запрещение использования неисправных пожароопасных транспортных и строительно-монтажных средств

					6 Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

и т.д.; При выполнении вышеуказанных мероприятий воздействие на земельные угодья и растительность будет минимальным.

### **6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

#### **6.3.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований**

При обслуживании напорного нефтепровода могут произойти различные чрезвычайные ситуации: взрыв или возгорание паров нефти и нефтепродуктов, разрушение нефтепровода, вылет герметизаторов.

#### **6.3.2 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований**

При проведении работ на напорном нефтепроводе может произойти чрезвычайная ситуация в виде падения в котлован техники.

#### **6.3.3 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка действия в случае возникновения ЧС**

Инженерно-технический персонал и рабочие, занятые в обслуживании напорных нефтепроводов, проходят обучение по своей специальности и правилам техники безопасности. Проверку знаний оформляют соответствующими документами согласно действующим отраслевым положениям о порядке проверки знаний норм, инструкций и правил, по охране труда. Вновь поступающие на работу допускаются к выполнению своих обязанностей после прохождения ими вводного инструктажа по технике безопасности и охране труда непосредственно на рабочем месте.

При производстве ремонтных работ на напорных нефтепроводах нужно строго соблюдать правила техники безопасности, руководствуясь нормативными документами. Все производственные инструкции предусматривают разделы по технике безопасности, которые составлены в соответствии с требованиями действующих правил для каждого конкретного условия с учетом специфики проводимых работ. С данными инструкциями знакомят технический и рабочих персонал, с выдачей на руки инструкций по профессиям.

					6 Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

Для предупреждения появления ЧС огневые работы на трубопроводе следует производить в соответствии с требованиями п.8 РД 39-00147105-015-98.

Для каждого из участков трассы необходима разработка планов ликвидации возможных аварий, определяющие порядок и обязанности действия персонала аварийных служб и ответственных должностных лиц. Эти планы позволяют более организованно и оперативно принять экстренные меры по восстановлению трубопровода, защите окружающей среды, обеспечению безопасности близко расположенных объектов народного хозяйства и тем самым значительно уменьшить последствия и сократить ущерб возможных аварий.

Планы ликвидации возможных аварий разрабатываются и рассматриваются специальной комиссией, включающую старшего диспетчера, начальника отдела эксплуатации, главного энергетика, главного механика, инженера по технике безопасности, начальника пожарной части, начальника аварийно-восстановительной службы, подписываются членами комиссии и утверждаются главным инженером.

Планы ликвидации возможных аварий должны разрабатываться в соответствии с наличием кадров и фактическим состоянием аварийной техники, линейной части трубопровода, подъездных путей. В случае изменения фактического состояния подъездных путей, аварийной техники, наличия кадров и т.д. в план в течение месяца должны быть внесены соответствующие дополнения и изменения.

Планы ликвидации возможных аварий должны находиться у диспетчера управления, главного инженера управления, начальника аварийно-восстановительной службы.

К плану, находящемуся у диспетчера, прилагается оперативный журнал аварий. План ликвидации возможных аварий необходимо тщательно изучить всем инженерно-техническими работникам и членам бригады аварийной службы.

					6 Социальная ответственность	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## **6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

### **6.4.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства**

Эксплуатация и ремонт основных сооружений, устройств и оборудования напорных нефтепроводов должны производиться в соответствии с действующими нормативными документами.

Запорная арматура должна быть снабжена ограждёнными площадками обслуживания, надписями в виде номеров в соответствии с технологической схемой, а также указателями направления вращения на закрытие и положений «закрыто» и «открыто». Все подземные контактные соединения установки электрохимической защиты должны иметь надёжную и долговечную изоляцию.

Запрещается выполнение работ на токоведущих частях, находящихся под напряжением, независимо от его величины. Катодные станции и дренажные установки должны иметь ограждения, предупредительные надписи, плакаты, порядковые номера и закрываться на замок. Перед выходом на трассу линейный обходчик должен проверить исправность средств связи, взять с собой укомплектованную медицинскую аптечку, запас продуктов питания на одни сутки, термос с горячим чаем. Линейный обходчик должен одеть спецодежду и спецобувь в соответствии с погодными и местными условиями.

При нарушении целостности и герметичности трубопровода и запорной арматуры, выхода нефтепродукта на поверхность земли, следует: прекратить обход трассы, выйти на пункт связи или сообщить по радиации на ЛПДС об аварии, вернуться на место выхода нефтепродукта, выставить знаки безопасности и охранять участок до прибытия аварийной бригады.

Ликвидация аварий осуществляется в соответствии с инструкцией по ликвидации аварий и повреждений РД 153-112-014-97 и действующими НТД по организации и производству аварийно-восстановительных работ на нефтепродуктопроводах.

					6 Социальная ответственность	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Перед началом земляных работ на нефтепродуктопроводе необходимо уточнить глубину его заложения.

Во избежание повреждения трубопровода ковшом экскаватора, не приспособленным для полного вскрытия, необходимо разрабатывать грунт на расстоянии 0,15-0,20 м до верхней и боковых образующих трубы.

Если при вскрытии нефтепродуктопровода или в процессе ремонтных работ появилась (обнаружена) течь нефтепродукта, необходимо прекратить работы, заглушить двигатели экскаватора и работающих вблизи места выхода нефтепродукта механизмов, персоналу уйти из опасной зоны, доложить о случившемся руководителю работ, диспетчеру, вызвать аварийную бригаду, привести в готовность средства пожаротушения. Место разлива нефтепродукта должно быть ограждено сигнальными флажками и указателями: «С огнем не приближаться», «Не курить», «Опасно, нефтепродукт», а в ночное время - обозначено сигнальными фонарями.

Должны быть приняты срочные меры по локализации и предотвращению растекания нефтепродукта путем рытья котлованов, траншей, сооружения обвалований и плотин.

Ремонт следует проводить в светлое время суток. На время длительных остановок и в конце смены ремонтируемый участок нефтепродуктопровода должен опираться на лежки.

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

Особое внимание уделяется обеспечению безопасности персонала и населения в случае возникновения ЧС. Персонал, который не принимает участие в ликвидации разлива нефти, произошедшего в зоне чрезвычайной ситуации, связанной с нефтью, должен быть незамедлительно удален (эвакуирован) в безопасные места. Работы по ликвидации чрезвычайных ситуаций, связанных с аварийными разливами нефти, должны всегда проводиться в соответствии с процедурами «Томскнефть» ВНК по технике безопасности, охране труда и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций.

					6 Социальная ответственность	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Тем не менее, в условиях чрезвычайной ситуации могут возникнуть новые опасности, такие, как токсичные пары, выделяющиеся разлитыми нефтепродуктами, скользкие поверхности, загрязненные нефтью, факторы, связанные с усталостью и др. В связи с этим, члены аварийно-спасательных формирований должны соблюдать дополнительные правила безопасности, соответствующие условиям, характерным для данной конкретной чрезвычайной ситуации.

Перед началом работ по ликвидации АРН проводится анализ воздушной среды. В случае концентрации паров нефти в воздухе свыше предельно допустимой концентрации (ПДК) работа в этой зоне без средств защиты органов дыхания не допускается. Участники работ должны быть ознакомлены с особенностями местности, расположением технических средств, средствами связи, противопожарного инвентаря и постов медицинской помощи. Все участники работ обеспечиваются спецодеждой, соответствующей сезону и конкретным видам работ, и необходимыми средствами индивидуальной защиты.

					6 Социальная ответственность	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Заключение

В данной работе были рассмотрены методы обеспечения эксплуатационной надежности. Рассчитан на прочность и устойчивость один из напорных нефтепроводов «Томскнефть» ВНК, который был построен в 1985 году. Они показали, что нефтепровод не удовлетворяет современным нормативным документам.

Также была построена модель надежности одного из напорных нефтепроводов «Томскнефть» ВНК с прогнозирование его дальнейшей надежности. Как итог эксплуатационная надежность этого напорного нефтепровода оказалась низкой. Следовательно, для увеличения показателей надежности, необходимо составить программу надёжности для напорных нефтепроводов и следовать выбранному плану действий.

При выборе программы надежности необходимо учитывать ее эффективность, а также затраты на реализацию программы, т.е. нужно подсчитать и сравнить затраты и эффективность повышения надежности различными методами и выбирать наиболее перспективный.

Составление таких программ надежности для напорных нефтепроводов позволит значительно повысить эксплуатационную надежность с минимальными затратами.

Кроме этого требуется строгое выполнение нормативно-технической документации эксплуатации нефтепровода, а также своевременное выполнение действий намеченных составленными программами надежности.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ методов повышения эксплуатационной надежности напорных нефтепроводов ОАО «Томскнефть» ВНК			
Разраб.		Иглев А.А.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					102	106
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

## Список литературы

1. СП 20.13330.2011 Нагрузки и воздействия. Москва: Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт), 2011.
2. Тугунов П.И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепродуктопроводов. Учебное пособие для вузов / П.И. Тугунов, В.Е. Губин, В.Ф. Новоселов – М.: Изд-во «Недра». 2002. – 154 с.
3. Гаспарянц Р.С. Организационно-технологическая система обеспечения эксплуатационной надежности магистральных нефтепроводов: диссертация на соиск. учен. степ. доктора техн. наук (25.00.19) / Гаспарянц Рубен Саргисович; открытое акционерное общество ВНИИСТ. – Москва, 2008. – 24-32 с.
4. Дейнеко С.В. Обеспечение надежности систем трубопроводного транспорта нефти и газа. – М.: Издательство «Техника», ТУМА ГРУПП, 2011.
5. ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования. – Москва: Техническим комитетом по стандартизации ТК 23 "Техника и технологии добычи и переработки нефти и газа", 2014.
6. Рудаченко А.В. Эксплуатационная надежность трубопроводных систем: учебное пособие / А.В. Рудаченко, С.С. Байкин – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008.
7. ГОСТ 10705-80 Трубы стальные электросварные. – Москва: ИПК издательство стандартов, 1980.
8. Авторский Коллектив Эксплуатация оборудования и объектов газовой промышленности. Том I. – М.: Издательство Инфа – Инженерия, 2008. – 96 с.

					Анализ методов повышения эксплуатационной надежности напорных нефтепроводов ОАО «Томскнефть» ВНК			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Иелев А.А.			Список литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					103	106
Консульт.						<b>ТПУ гр. 3-2Б6А</b>		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

9. Дубинский Н.М. Надежность систем газоснабжения. – Киев: Техника, 1970. – 96 с.
10. Черняев В.Д. Эксплуатационная надежность магистральных нефтепроводов. – М.: Недра, 1992.
11. Коршак А.А. Обеспечение надежности магистральных трубопроводов / А.А. Коршак, Г.Е. Коробков, В.А. Душин, Р.Р. Набиев. – Уфа: ООО «ДизайнПоли-графСервис», 2004.
12. Ясин Э.М. и др. Надежность магистральных трубопроводов / Э.М. Ясин, В.Л. Березкин, К.Е. Ращепкин. – М.: Недра, 1972. – 184 с.
13. Мазур И.И. Конструктивная надежность и экологическая безопасность трубопроводов / И.И. Мазур, О.М. Иванцов, О.И. Молдованов. – М.: Недра, 1990.
14. Гаспарянц Р.С. Организационно-технологическая система обеспечения эксплуатационной надежности магистральных нефтепроводов: автореф. дис. на соиск. учен. степ. доктора техн. наук (25.00.19) / Гаспарянц Рубен Саргисович; открытое акционерное общество ВНИИСТ. – Москва, 2008. – 10, 12, 23, 28, 32, 39 с.
15. Дайнеко С.В. Построение моделей надежности газонефтепроводов методом компьютерного моделирования. Лабораторный практикум. – М.: Издательство «Техника», ТУМА ГРУПП, 2007. – 56 с.
16. Рудаченко А. В. Лабораторный практикум по надежности газонефтепроводов / А.В. Рудаченко, С.В. Дайнеко, Н.В. Чухарева, С.С. Байкин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 2, 6, 13, 17 с.
17. ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения. – Москва: государственный комитет СССР по управлению качеством продукции и стандартам, 1989. – 3-15 с.
18. СНиП 2.05.06-85\* Магистральные трубопроводы. – М.: Минстрой России ГУП ЦПП, 1997. – 51 с.

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

19. Назаров Д.В. Совершенствование проектных норм надежности магистральных трубопроводов: диссертация на соиск. учен. степ. кандидата техн. наук (05.26.03) / Назаров Дмитрий Владимирович; Государственное унитарное предприятие «Институт проблем транспорта энергоресурсов». – Уфа, 2015. – 16-21 с.

20. Мустафин Ф.М. Обзор методов защиты трубопроводов от коррозии изоляционными покрытиями // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2003. №1. URL: [http://ogbus.ru/authors/Mustafin/MustaMus\\_3.pdf](http://ogbus.ru/authors/Mustafin/MustaMus_3.pdf).

21. Все о коррозии. URL: <http://www.okorrozii.com/ingibitor-korrozii.html>

22. Рыжкин А.А. Основы теории надежности: Учеб. Пособие / Рыжкин А.А., Слюсарь Б.Н., Шучев К.Г. – Ростов н/Д: Издательский центр ДГТУ, 2002.

23. Мороз А.А. Оценка технического состояния и остаточного ресурса нефтепроводов по результатам диагностики: дис. на соиск. учен. степ. доктора техн. наук (25.00.19): / Мороз Александр Александрович; Государственное унитарное предприятие «Институт проблем транспорта энергоресурсов». – Уфа, 2003.

24. Технический справочник. URL: [http://razvitie-pu.ru/?page\\_id=2587](http://razvitie-pu.ru/?page_id=2587).

25. Марочник стали и сплавов / Антон Серго. URL: [http://www.splav-kharkov.com/mat\\_start.php?name\\_id=103](http://www.splav-kharkov.com/mat_start.php?name_id=103).

26. ВСН 008-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция. – Москва: Всесоюзным научно-исследовательским институтом по строительству магистральных трубопроводов, 1990.

27. Постановление от 22 октября 1990 года N 1072 О единых нормах амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР. – Москва: Совет Министров СССР, 1990.

28. РД 153-39.4-114-01 Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах. – М.: Госгортехнадзор, 2001.

					Список литературы	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

29. ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. – Москва: Совет Министров СССР, 1974.

30. ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования безопасности. – Москва: Совет Министров СССР, 1984.

31. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования. – Москва: Госстандарт России, 2004.

32. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. – Москва: Государственный комитет СССР по управлению качеством продукции и стандартам, 1991.

33. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Москва: Государственный комитет СССР по стандартам, 1988.

34. ГОСТ Р 12.3.047-2012 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля. – Москва: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2012.

35. Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – Москва: Госкомсанэпиднадзор России, 1996.

36. РД 153-112-014-97 Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепродуктопроводах. – Москва: Госгортехнадзор России, 1997.

37. РД 39-00147105-015-98 Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов. – Москва: Госгортехнадзор России, 1998.

38. РД-13.100.00-КТН-306-09. Руководящий документ. Система организации работ по промышленной безопасности на нефтепроводном транспорте. – Москва: ОАО "АК "Транснефть", 2009.

39. РД 13.100.00-КТН-225-06 Система организаци работ по охране труда на нефтепроводном транспорте. – Москва: ОАО "АК "Транснефть", 2000.

					Список литературы	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		