

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

Инженерная школа неразрушающего контроля и безопасности
Направление подготовки 20.04.01 Техносферная безопасность
Отделение контроля и диагностики

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Уменьшение риска эксплуатации нефтепроводов в местах переходов через водные объекты за счет применения скринингового контроля
УДК 502.51:504.5:622.692.4.076

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1ЕМ71	Пацук Антон Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ларионова Е.В.	к.х.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Фадеева В.Н.	к.ф.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП 20.04.01 Техносферная безопасность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Перминов В.А.	д.ф.-м.н.		

Томск – 2019 г.

**Результаты освоения образовательной программы по направлению
20.04.01 Техносферная безопасность**

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Профессиональные компетенции</i>		
Р1	<i>Использовать на основе глубоких и принципиальных знаний необходимое оборудование, инструменты, технологии, методы и средства обеспечения безопасности человека и окружающей среды от техногенных и антропогенных воздействий в условиях жестких экономических, экологических, социальных и других ограничений</i>	Требования ФГОС (ПК-3–7; ОПК-1–3, 5; ОК-4–6) ¹ , Критерий 5 АИОР ² (пп.5.2.1, 5.2.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р2	Проводить <i>инновационные</i> инженерные исследования опасных природных и техногенных процессов и систем защиты от них, включая <i>критический анализ данных из мировых информационных ресурсов, формулировку выводов в условиях неоднозначности</i> с применением <i>глубоких и принципиальных знаний и оригинальных методов</i> в области современных информационных технологий, современной измерительной техники и методов измерения.	Требования ФГОС (ПК-8–13; ОПК-1–3, 5; ОК-4, 9, 10, 11, 12), критерии АИОР Критерий 5 АИОР (пп. 5.2.2, 5.2.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р3	Организовывать и руководить деятельностью подразделений по защите среды обитания и безопасному размещению и применению технических средств в регионах, осуществлять взаимодействие с государственными службами в области экологической, производственной, пожарной безопасности, защиты в чрезвычайных ситуациях, находить и принимать управленческие решения с соблюдением профессиональной этики и норм ведения <i>инновационной</i> инженерной деятельности с учетом юридических аспектов в области техносферной безопасности	Требования ФГОС (ПК-4, 6, 14–18; ОПК-1–5; ОК-1, 7, 8), Критерий 5 АИОР (пп.5.2.5, 5.3.1–2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р4	Организовывать мониторинг в техносфере, составлять краткосрочные и долгосрочные прогнозы развития ситуации на основе его результатов с использованием <i>глубоких фундаментальных и специальных знаний, аналитических методов и сложных моделей в условиях неопределенности</i> , анализировать и оценивать потенциальную опасность объектов экономики для человека и среды обитания и разрабатывать рекомендации по повышению	Требования ФГОС (ПК-2, 19, 21, 22; ОПК-1–5; ОК-2), Критерий 5 АИОР (п.5.2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

¹ Указаны коды компетенций по ФГОС ВО (направление 20.04.01 – Техносферная безопасность).

² Критерии АИОР (Ассоциации инженерного образования России) согласованы с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI

	уровня безопасности	
P5	Проводить экспертизу безопасности и экологичности технических проектов, производств, промышленных предприятий и территориально-производственных комплексов, аудит систем безопасности, осуществлять мероприятия по надзору и контролю на объекте экономики, территории в соответствии с действующей нормативно-правовой базой	Требования ФГОС (ПК-20, 23–25; ОПК-1–3, 5), Критерий 5 АИОР (пп.5.2.5–6), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
<i>Общекультурные компетенции</i>		
P6	Работать в интернациональной профессиональной среде, включая разработку документации, презентацию и защиту результатов <i>инновационной инженерной деятельности с использованием иностранного языка</i>	Требования ФГОС (ОК-5, 6, 10–12; ОПК-3), Критерий 5 АИОР (п.5.3.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P7	Эффективно работать индивидуально, а также в качестве <i>руководителя группы</i> с ответственностью за работу коллектива при решении инновационных инженерных задач в области техносферной безопасности, демонстрировать при этом готовность следовать профессиональной этике и нормам, понимать необходимость и уметь <i>самостоятельно учиться</i> и повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1-3, 5, 8, 11, 12, ОПК 1-4, ПК-18) Критерий 5 АИОР (пп.5.3.3–6), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

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

Инженерная школа неразрушающего контроля и безопасности
 Направление подготовки 20.04.01 Техносферная безопасность
 Отделение контроля и диагностики

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 20.04.01 Техносферная безопасность
 _____ В.А. Перминов
 04.02.2019 г.

**ЗАДАНИЕ
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

	ФИО
1ЕМ71	Пацуку Антону Владимировичу

Тема работы:

Уменьшение риска эксплуатации нефтепроводов в местах переходов через водные объекты за счет применения скринингового контроля	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	27.05.2019 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Паспорта безопасности нефтепроводов, проходящих через водные преграды. Методика оценки риска аварии на нефтепроводах.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Литературный обзор 2. Расчет риска аварии на подводном переходе нефтепровода 3. Расчет объема истечения нефти при аварии на подводном переходе нефтепровода 4. Расчет ущерба при аварии на подводном переходе нефтепровода 5. Социальная ответственность 6. Финансовый менеджмент

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Фадеева Вера Николаевна
Раздел магистерской диссертации, выполненный на иностранном языке	Ажель Юлия Петровна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Литературный обзор (Literature review)	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	04.02.2019 г.
---	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ларионова Е.В.	к.х.н.		04.02.2019 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1EM71	Пацук Антон Владимирович		04.02.2019 г.

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

Инженерная школа неразрушающего контроля и безопасности
 Направление подготовки 20.04.01 Техносферная безопасность
 Уровень образования магистратура
 Отделение контроля и диагностики
 Период выполнения весенний семестр 2018/2019 учебного года

Форма представления работы:

магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	27.05.2019 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
18.02.2019 г.	Анализ литературных источников, изучение методики оценки риска, анализ паспортов безопасности подводных нефтепроводов Томской области	10
04.03.2019 г.	Определение характеристик модельного нефтепровода, проходящего через водные преграды	10
18.03.2019 г.	Определение сценария развития аварии на модельном нефтепроводе	10
01.04.2019 г.	Оценка риска аварии на модельном нефтепроводе в зависимости от его различных характеристик	10
15.04.2019г.	Оценка объема истечения нефти на модельном нефтепроводе в зависимости от его различных характеристик	10
29.04.2019г.	Оценка ущерба от аварии на модельном нефтепроводе в зависимости от его различных характеристик	10
13.05.2019 г.	Разработка разделов «Социальная ответственность» и «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение», раздела на английском языке	10
27.05.2019 г.	Оформление и представление ВКР	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ларионова Е.В.	к.х.н.		04.02.2019

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП 20.04.01 Техносферная безопасность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Перминов В.А.	д.ф.-м.н.		04.02.2019

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

Студенту:

Группа	ФИО
1EM71	Пацуку Антону Владимировичу

Школа	ИШНКБ	Отделение школы (НОЦ)	ОКД
уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	20.04.01 «Техносферная безопасность»

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

<ol style="list-style-type: none"> 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования 	<p><i>Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статистических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование; опрос, наблюдение.</i></p>
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<ol style="list-style-type: none"> 1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ 2. Разработка устава научно-технического проекта 3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок 4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности 	<p><i>Проведение предпроектного анализа: оценка потенциальных потребителей, SWOT-анализ.</i></p> <p><i>Снижение ущерба за счет своевременного определения возможных поврежденных участков подводного перехода</i></p> <p><i>Планирование этапов работы, определение календарного графика и трудоемкости выполнения работ, расчет бюджета научно - технического исследования.</i></p> <p><i>Оценка сравнительной эффективности проекта.</i></p>
---	--

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<ol style="list-style-type: none"> 1. «Портрет» потребителя результатов НТИ 2. Сегментирование рынка 3. Оценка конкурентоспособности технических решений 4. Диаграмма FAST 5. Матрица SWOT 6. График проведения и бюджет НТИ 7. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ 8. Потенциальные риски

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Фадеева Вера Николаевна	к.ф.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1EM71	Пацук Антон Владимирович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
1ЕМ71	Пацуку Антону Владимировичу

Школа	ИШНКБ	Отделение (НОЦ)	Отделение контроля и диагностики
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	Техносферная безопасность

Тема ВКР:

Уменьшение риска эксплуатации нефтепроводов в местах переходов через водные объекты за счет применения скринингового контроля

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Объектом исследования является уменьшение риска эксплуатации нефтепроводов через водные объекты за счет применения скринингового контроля (рабочее место кабинет предупреждения чрезвычайных ситуаций)</i>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	- рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<i>Проанализировать потенциально возможные вредные и опасные факторы при разработке методики уменьшения риска эксплуатации нефтепроводов через водные объекты за счет применения скринингового контроля</i> - микроклимат; - шум; - освещение. - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью; - предлагаемые средства защиты; - пожаро- и электробезопасность;
3. Экологическая безопасность:	- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	- анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. - пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1ЕМ71	Пацук Антон Владимирович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 134 с., 11 рис., 43 табл., 37 источников, 2 прил.

Ключевые слова: **подводные переходы, оценка риска, оценка ущерба, аварии, разгерметизация, скрининговый контроль.**

Объектом исследования являются нефтепроводы.

Предметом исследования: подводные переходы нефтепроводов Томской области.

Цель работы – разработать методику управления риском аварий на подводных переходах нефтепровода

В процессе исследования проводились аналитический обзор информации, знакомство с нормативно-правовой базой, выявление возможных аварий и причин аварий на подводных переходах Томской области, изучение методических рекомендаций для выполнения расчетов риска, ущерба, объемов истекающей нефти из дефектных отверстий различных диаметров

В результате исследования рассмотрены виды и причины аварий, выполнен расчеты риска, ущерба, объемов истекающей нефти из дефектных отверстий различных диаметров, предложено мероприятие для их снижения, произведен расчет окупаемости предлагаемого мероприятия.

Область применения: ГУ МЧС России по Томской области, организации, имеющие подводные переходы через водоемы.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ПП – подводный переход

ГОСТ – Государственный стандарт

ЛЧ – линейная часть

МН – магистральный нефтепровод

МЧС России – Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий

ООС – охрана окружающей среды

РД – руководящий документ

РНУ – районное нефтепроводное управление

СИЗ – средства индивидуальной защиты

СНиП – строительные нормы и правила

ЧС – чрезвычайная ситуация

ФЗ – Федеральный закон

ОПО – Опасный производственный объект

МН и МНПП – Магистральный нефтепровод и нефтепродуктопровод

ННБ – наклонно - направленное бурения

СОУТ – специальная оценка условий труда

НПС – нефтеперекачивающая станция

СРМ – Строительно-монтажные работы

ЭХЗ – Электрохимическая защита

ПАУ – Полициклические ароматические углеводороды

ПДК – Предельно допустимая концентрация

ПЛАРН – План ликвидации аварийного разлива нефти

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	14
1. Литературный обзор	16
1.1. Понятие о подводных переходах и их применение в нефтяной промышленности.....	16
1.2. Технология строительства подводных переходов.....	19
1.3. Подводные переходы Томской области, анализ существующей проблематики.....	23
1.4. Основные подходы, применяемые к оценке риска на ОПО МН и МНПП	26
1.5. Методы определения нефтепродуктов в воде.....	28
1.6. Использование скринингового подхода в контроле объектов окружающей среды.....	31
Вывод.....	32
2. Расчет показателей риска аварий на ОПО МН и МНПП.....	34
2.1. Описание модели подводного перехода нефтепровода в условиях севера Томской области	35
2.2. Применение бальной оценки при определении состояния подводного перехода с учетом факторов оказывающих влияние на степень риска аварий.....	38
2.2.1. Оценка частоты утечек нефти (нефтепродукта) на участке линейной части ОПО МН и МНПП.....	41
2.2.2. Оценка частоты образования дефектного отверстия в МН и МНПП в зависимости от его размеров	44
2.3. Расчет показателей риска аварий в зависимости от размера дефектного отверстия для модельных переходов нефтепровода	45
Вывод.....	47
3. Расчет объема истечения нефти при аварии на подводном переходе нефтепровод.....	48
Вывод.....	52
4. Снижение значений риска за счет применения скринингового контроля	53
4.1. Флуориметрический скрининг оценки нефтезагрязнения с применением измерительной ячейки.....	53

4.2. Применение скринингового контроля и его влияние на показатели риска	54
4.3. Оценка ущерба от аварий на подводных переходах	55
4.3.1. Косвенный ущерб	56
4.3.2. Социально-экономические потери.....	58
4.3.3 Затраты на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии	60
4.3.4 Расчет экологического ущерба.....	61
Вывод.....	65
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	66
5.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования.....	66
5.1.2. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	67
5.1.3. SWOT- анализ	68
5.1.4. Оценка готовности коммерциализации.....	75
5.1.5. Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования	77
5.2. Инициация проекта	78
5.2.1. Цели и результат проекта.....	78
5.2.2. Организационная структура проекта	80
5.2.3. Ограничения проекта.....	80
5.3. Планирование научно-исследовательских работ	81
5.3.1. Структура работ в рамках научного исследования.....	81
5.3.2. Определение трудоемкости выполнения работ.....	81
5.3.3. Разработка графика проведения научного исследования.....	82
5.4. Расчет материальных затрат НИ	86
5.4.1. Основная и дополнительная заработная плата исполнителей темы ...	87
5.4.2. Отчисления на социальные нужды	89
5.4.3. Накладные расходы	90
5.4.4. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	90
5.4.5. Оценка сравнительной эффективности исследования.....	91
Вывод.....	93

6. Социальная ответственность	94
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	95
6.1.1 Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства.....	96
6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя	98
6.2 Производственная безопасность	99
6.2.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования	99
6.2.2 Анализ вредных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте	100
6.2.3 Анализ опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте	105
6.2.4 Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов	107
6.3 Экологическая безопасность.....	107
6.3.1 Анализ воздействия объекта на литосферу.....	108
6.3.2 Анализ воздействия объекта на гидросферу.....	109
6.3.3 Анализ воздействия объекта на атмосферу	109
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	109
6.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований.....	110
6.4.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС	110
Вывод.....	112
Заключение	114
Список используемой литературы	115
Приложение А	119
Приложение Б.....	134

ВВЕДЕНИЕ

Нефтепродукты – самый распространенный антропогенный загрязнитель, который оказывает негативное воздействие на биоту и окружающую среду в целом при аварийном разливе нефти. Для поставщиков нефтепродуктов главной задачей является поиск наиболее выгодных способов передачи нефти к его потребителю с наименьшим ущербом для окружающей среды.

Одним из основных критериев при выборе способа транспортировки углеводорода является цена. Развитие трубопроводной системы обусловлено низкой стоимостью. Именно поэтому подводные переходы магистральных нефтепроводов превосходят такие способы транспортировки как: транспортировка железнодорожным, автомобильным и морским транспортом. Подводные переходы являются наиболее практичным, экономически выгодным и безопасным методом поставки нефти к его потребителям.

Актуальность работы обусловлена необходимостью совершенствования методологического и инструментального обеспечения, отвечающего современным условиям и региональным особенностям, что является одной из фундаментальных задач, стоящих перед системами мониторинга и контроля состояния объектов окружающей среды.

Одной из основных задач для современного мира является поиск решений по снижению риска загрязнения окружающей среды нефтепродуктами.

Цель разработать методику управления риском аварий на подводных переходах нефтепровода. Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

1. Определить наиболее вероятный сценарий аварии на подводных переходах нефтепроводов.
2. Рассчитать риск, объем утечки нефти, ущерб аварий на модельных подводных переходах нефтепроводов.

3. Показать эффективность введения скринингового контроля путем расчета окупаемости.

1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

1.1. Понятие о подводных переходах и их применение в нефтяной промышленности

Этапы развития трубопроводного транспорта имеют свои специфические особенности, которые зависят от длины линейных участков, характеристики района, объема транспортируемой нефти с характерными для нее свойствами. Именно эти особенности могут повлиять на продолжительность эксплуатируемого трубопровода. Трубопроводы, применяемые для транспортировки нефти, бывают надземными и подземными. Подземные трубопроводы применяются для строительства подводных переходов с целью передачи добываемого углеводорода поставщику через водные преграды.

Понятие подводные переходы включает в себя систему гидротехнических сооружений, предназначенной для преодоления водных преград, состоящей из основной и резервных нитей, которые укладываются по дну или ниже отметки дна водоема. При выполнении строительно-монтажных работ на подводном переходе соблюдаются специальные методы производства подводно-технических мероприятий.

К подводным переходам так же можно отнести трубопроводы, которые прокладываются на пойме реки, так как во время паводка их эксплуатация будет производиться под водой, поэтому при разработке проекта и при выполнении строительно-монтажных работ необходимо соблюдать требования, применяемые для сооружения подводных переходов. Специальное подводно-техническое оборудование при выполнении строительно-монтажных, ремонтных работах не требуется при выполнении данных работ на участках, прокладываемых через ручьи или реки шириной до 10 м и глубиной менее 1,5 метров, т.к. они не относятся к подводным переходам.

Для разработки проекта подводного перехода необходимо проводить многолетние гидрологические, геологические и топографические исследования, учитывая условия эксплуатации. Так же учитываются ранее введенные в эксплуатацию на данном участке подводные переходы, влияние установленных гидротехнических сооружений, способные оказать воздействие на режим водной преграды в местах их пересечения или при выполнении возможных дноуглубительных и других работ [1]. Водные преграды в природе имеют свои индивидуальные особенности. Они отличаются рельефами в геологическом строении дна, ледовыми режимами, показателями скорости течения и другими факторам. Поэтому для безопасности подводных переходов на каждом водном объекте требуется разработка индивидуальных программ с рекомендуемыми мероприятиями по проведению ремонтных работ, модернизации и предупреждению аварий.

Недостаточное заглубление подводных переходов или его полное отсутствие, допущенное в проекте, при выполнении СМР может усугублять условия эксплуатации. Они так же усложняются в результате возможных эрозионных процессов, ветроволновой абразии берегов, на реках -воздействиям на ПП вызванными русловыми и пойменными процессами, на береговых склонах и водосборах – оползневыми явлениями.

В границе русловой части на береговых участках трубопровода профиля подводного перехода имеет искривления в вертикальной плоскости. Именно эти места чаще всего подвержены образованию дефектных отверстий, образованию разрыва трубопровода по причине увеличения напряжения в стенках трубопровода в местах изгиба. Объяснить это можно тем, что на данных участках опасность повреждения трубопровода подводного перехода в значительной степени больше вследствие воздействия гидродинамического потока, во время ледохода, волокушами и якорями судов и плотов. Существует проблема размыва трубопровода подводных переходов по причине глубинных деформаций в створе перехода, они зависят от скорости течения водоема, его размеров, от типа руслового процесса [2].

Для подводных переходов характерно наличие трудностей проведения регулярного контроля за его техническим состоянием и производство ремонтно-восстановительных работ на поврежденных участках. Выполнение ремонтно-восстановительных работ подводных переходов по сложности и трудоемкости сопоставимо со строительством нового ПП [2].

На ликвидацию аварийной ситуации на ПП требуется значительно больше времени, чем на выполнение ремонтных работ на линейной части трубопровода, именно поэтому при выполнении строительно-монтажных работ предъявляются повышенные требования к качеству выполнения работ, к технологии, к конструкции ПП. Разлив нефти на водных объектах имеет более крупные масштабы, чем на суше. Площадь разлива нефти увеличивается под действием течения, что пагубно сказывается на экологическом состоянии водного объекта и оказывает негативное воздействие на ее обитателей.

Подводные переходы магистральных нефтепроводов (далее по тексту ППМН) относятся к взрыво- и пожароопасным объектам. Для безопасной эксплуатации ППМН требуется знание и применение большого объема нормативно-технической документации. При строительстве линейных частей ППМН необходимо учесть множество факторов, таких как изменение русла реки по ширине, глубина и течение водоема для прокладки подводного перехода, климатические условия характерные для региона. Поддержание нефтепровода, проложенного по дну реки или под дном реки (метод наклонно-направленного бурения) в рабочем состоянии, невозможно без регулярных работ по его обслуживанию. В настоящее время в России происходит развитие трубопроводной системы транспорта нефти, как наиболее прогрессивного вида транспорта.

Практически все существующие в РФ нефтепроводы имеют переходы через водные преграды, такие как реки, озера и водохранилища.

Переходы нефтепроводов через водные объекты являются наиболее потенциально опасными, что в свою очередь требует тщательного контроля за

их техническим состоянием. Опасность заключается в том, что при возникновении аварийной ситуации на подводных переходах происходит неконтролируемое распространение нефти - это приводит к загрязнению водных объектов и, в свою очередь, оказывает отрицательное воздействие на их биоту и окружающую среду в целом. Подобные аварийные ситуации наносят экономический урон предприятиям, эксплуатирующим нефтепроводы, так как на ликвидацию их последствий тратятся значительные средства.

Для Томской области основными источниками возникновения ЧС техногенного характера в нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности, являются потенциально опасные участки пересечения нефтепроводов большим количеством ручьев, малых и больших рек, оврагов и других водостоков создает опасность быстрого стока нефти в крупные реки (Обь, Васюган, Парабель, Чая, Шуделька, Ильяк) с причинением значительного ущерба рыбному хозяйству, особую опасность в этом смысле представляют аварии на подводных переходах через указанные реки. К примеру, в одном из своих Госдокладов АО «Транснефть – Центральная Сибирь» указала, что для ликвидации чрезвычайных ситуаций на объектах АО «Транснефть – Центральная Сибирь» создан 100% аварийный запас труб. Расходы на восполнение ущерба, (страховая сумма) в случае аварии составит 5 890 490 001 руб. [4].

1.2. Технология строительства подводных переходов

Методы строительства подводных переходов Траншейный метод - это один из наиболее распространённых методов строительства подводных переходов магистральных нефтепроводов. При пересечении с водной преградой строительство проводится с заглублением в дно реки. Все работы, выполняемые, под водой при глубине более 3 м проводятся с помощью специальной техники (земснарядов, грунтососов, гидромониторов, скреперов и др.) [5]. Землесосные снаряды всасывают грунт вместе с водой через трубу, грунтозаборный наконечник располагается в близи разрабатываемого участка

дна[6]. Пример землесосных снарядов приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Землесосный снаряд

Землечерпательные снаряды это механический способ отделения и подъема грунта с помощью черпаков. На рисунке 2 изображен землечерпательный снаряд. Бывают одночерпаковые и многочерпаковые[6].

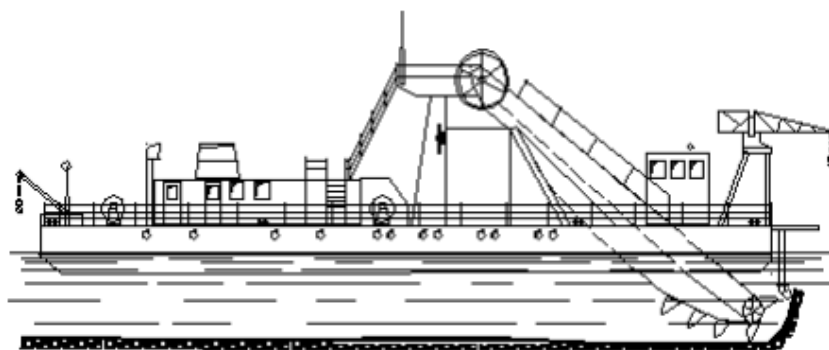


Рисунок 2 – Землечерпательный снаряд

Пример 1. При строительстве подводного перехода на участке «ЗаполярьеПурпе» магистрального нефтепровода было проложено 14 км резервной нитки через реку Пур, выполненного традиционным траншейным способом. Выбранный метод строительства на данном участке характеризуется небольшой шириной и глубиной реки [6].

Наклонно – направленное бурение [6], так же является распространенным способом строительства ПП. Строительство данной технологии выполняется несколькими этапами: для начала бурится пилотная скважина меньшим диаметром с одной стороны на другую. На втором этапе скважина расширяется для протаскивания дюкера. На последнем этапе протаскивается дюкер через скважину с одной стороны на другую.

Преимущество такой технологии:

- наносится минимальный ущерб окружающей среде;
- уменьшение финансовых затрат на обследование водолазами;
- сохранность естественного ландшафта.

Пример прокладки способом наклонно – направленного бурения приведен на рисунке 3.



Рисунок 3 – Метод прокладки способом наклонно - направленного бурения

Метод наклонно-направленного бурения зависит от характеристики водных преград, технических характеристик используемых буровых установок, технология бурения скважины [6]. Во многом, данный метод будет определяться твердостью породы, длиной разрабатываемого участка и, соответственно, стоимостью.

К распространенным методам строительства относится и метод тоннелирования с использованием щитовой проходки, основанный на строительстве тоннеля с помощью дистанционного управляемого проходческого щита [6]. При строительстве таким методом существует ряд преимуществ: - полное отсутствие воздействия на русловые процессы пересекаемой водной преградой; - строительство в самых сложных гидрологических условиях; - строительства тоннелей большой протяженностью. Недостатками такого метода по сравнению с методом наклонно - направленного бурения, является высокая стоимость оборудования и выполняемых работ. Метод тоннелирования с использованием проходческого щита изображен на рисунке 4.



Рисунок 4 – Метод тоннелирования с использованием проходческого щита

Основное требование при строительстве и эксплуатации подводных переходов это надежность эксплуатации и безопасность экологии. Повреждение подводного перехода с разгерметизацией и выходом нефти ведет к экологической катастрофе и большим финансовым затратам. В зарубежной практике так же встречаются подводные переходы магистральных нефтепроводов. Примером такого трубопровода является нефтепровод, эксплуатируемый на территории Канады в провинции Онтарио [7–9]. Этот трубопровод находится на территории парка Национального значения (парк Джаспер). Особенность этого объекта является то, что он преодолел 80 рек, 20 из которых являются судоходными.

Водные преграды характеризовались меняющимися руслами. Это создавало ряд проблем в процессе проектирования и в процессе строительства. Подводные переходы в указанном проекте были выполнены с применением разных технологий (сочетание метода ННБ и метода микротоннелирования), что позволило решить проблему сильно изменяющегося русла рек.

Альтернативной технологией при строительстве подводного перехода является прокладка по принципу труба в трубе, в которой внешняя труба на ПП является защитным кожухом, основным требованием которого является герметичность. На рисунке 5 изображена схема оборудования линейной части на пересечении с водной преградой методом «труба в трубе» [10].

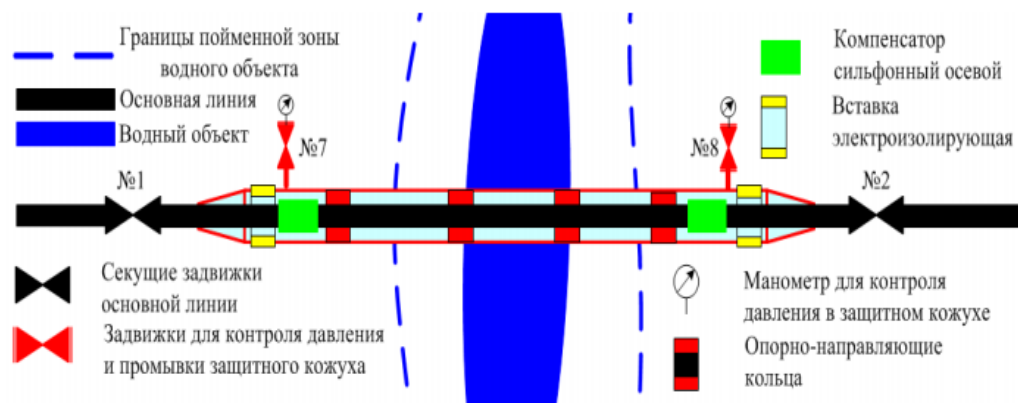


Рисунок 5 – Схема оборудования линейной части на пересечении с водной преградой методом «труба в трубе»

Пространство между внешней и внутренней трубой по данной технологии должно быть заполнено водой с добавленным в нее ингибирующим веществом для снижения риска образования коррозии. Это позволит предотвратить выброс нефтепродукта в водную среду при разгерметизации за счет выравнивания давления между рабочей трубой и полостью внешней трубу исполняющей роль защитного кожуха.

Подобную технологию можно применить как на уже эксплуатируемом подводном переходе, при выполнении его реконструкции (модернизации), так и на стадии проектирования системы трубопроводов подводных переходов[6].

1.3. Подводные переходы Томской области, анализ существующей проблематики

На территории Томской области разработкой нефтяных месторождений, ее транспортировкой с применением трубопроводных технологий занимается 6 основных предприятий, такие как: ООО «Томская нефть», ООО «Газпромнефть-Восток», ООО «Альянснефтегаз», ОАО «Востокгазпром» и др.

В Томской области функционирует порядка 143 подводных переходов осуществляющих транспортировку нефти через водные объекты с протяжностью трубопровода в 11 тысяч км. Одним из крупнейших предприятий на в области с протяжностью МНП в 1221,7 км является

нефтедобывающая компания АО «Транснефть-Центральная Сибирь». Данное предприятие для транспортировки нефти к поставщику имеет 49 подводных переходов, в эксплуатации ОАО «Томскнефть» ВНК - 27 подводный переход, ООО «Томская нефть» 15 подводных переходов, ООО «ННК- Восточная транснациональная компания» 5 подводных переходов, «Газпромнефть-Восток» 17 подводных переходов, «Альянснефтегаз» 14 подводных переходов, «Востокгазпром» 16 подводных переходов [11]. Основными районами являются РНУ Парабель, РНУ Стрежевой и Томское РНУ, таблица с характеристиками подводных переходов приведена в приложении Б.

Чаще всего аварии на подводных переходах происходят по причине поломки или неисправности запорной арматуры, вантузов, нарушения герметичности магистральных нефтепроводов, нарушений в узлах отбора давления и т.д. Аварии на подводных переходах, приводящих к разгерметизации трубопровода и разливам нефти в водоем могут произойти в результате ошибки допущенной персоналом при запуске или остановке насосов, нарушение последовательности переключений магистральных трубопроводов, запорной аппаратуры, отказ электрооборудования, приборов контроля и сигнализации, снижение напряжения. Аварии на подводных переходах случаются из-за несоблюдения требуемых организационно-технических работ, не качественного выполнения строительно-монтажных работ, при наличии заводских дефектов. Возможны механические повреждения (якорями, волокушами). Так ошибки допущенные персоналом в штатной и не в штатной ситуации могут привести к возможным гидравлическим ударам и к разгерметизации трубопровода.

На подводные переходы возможно прямое антропогенное воздействие с целью несанкционированного хищения нефти, разрушения подводного перехода (теракт). В таблице 1 указаны основные причины аварий на магистральных нефтепроводах с указанием весового коэффициента каждой причины аварии [11].

Таблица 1 – Основные причины аварий на магистральных нефтепроводах

Причины аварий	% от общего числа аварий за весь период
1.Коррозия	14,3
2.Заводской дефект	17,3
3.Брак СМР	28,6
4.Механические повреждения трубопроводов	27,6
5.Ошибки эксплуатации и прочее	46,7

Проанализировав % от общего числа аварий за весь период, с наибольшим весовым коэффициентом является возникновение аварий вследствие ошибочных действий при эксплуатации подводного перехода, а так же при не качественном выполнении строительно-монтажных работ, нанесения механических повреждений при выполнении ремонтных работ строительной техникой сторонних организаций. В качестве наиболее значимых причин, способных привести к аварийному отказу магистральных нефтепроводов подводных переходов с выбросом большого объема нефти, можно отнести:

- нанесенные при строительстве царапины, вмятины. Выброс нефти через некачественно выполненные монтажные и сварные стыки;

- образование сквозных пробоин, нарушение конструкции подводного перехода строительно-ремонтной техникой, повреждения запорной арматуры, приборов для определения давления, повреждение вантузов;

- коррозия в теле трубы в виде язв, образованных свищей при перекачке обводненной нефти, нефти с агрессивными компонентами, внешняя коррозия тела трубы;

- при нарушении технологии перекачки в результате допущенной ошибки оперативно-ремонтным персоналом, при исчезновении напряжения электроснабжения.

Эти причины так же могут привести к прорыву трубопроводов и истечению нефти в больших объемах. В таблице 2 приведена статистика аварий, которые были зафиксированы органами управления [11].

Таблица 2 – статистика аварий на трубопроводе Томской области

Год	2011	2012	2013	2014	2015
Количество аварий на нефтепроводах	480	402	166	122	105
Количество разлитой нефти, т	8,4625	8,279	5,2072	4,417	12,78
Площадь загрязнения, кв. м	11591,1	16173,5	13006	13055,5	19895

В данной таблице собраны данные полученные из отчетов предприятий, которые свидетельствуют о ежегодном уменьшении аварий, при этом площадь загрязнения и количество излившейся нефти увеличивается, что свидетельствует о необходимости обращения внимания на существующую проблему. Существует потребность в поиске методов предупреждения возникновения аварийных разливов нефти на подводных переходах.

Последствия аварий на подводных переходах очень существенны, так как распространение нефти по течению намного легче, чем на суше. При аварии на подводном переходе происходит разлив нефти, при этом будет значительно загрязнена река и нанесен вред ее обитателям. Вследствие этого будут потрачены значительные средства на ликвидацию аварии, а также экономические потери организации. Последствия можно разделять на экономические и экологические. Экономические: простой организации, затраты на ликвидацию и восстановление, потеря вылившейся нефти в денежном эквиваленте. К экологическим можно отнести загрязнение водоема, уничтожение флоры и фауны этого водоема, загрязнение прибрежной зоны [12].

1.4. Основные подходы, применяемые к оценке риска на ОПО МН и МНПП

Выполнение оценки риска возможных аварийных ситуаций на производится с применением 4 основных подходов: инженерный, модельный, экспертный и социальный. Для нефтяной промышленности наиболее

актуальными и чаще всего применяемыми, являются 3 подхода, применяемые к оценке риска. В их число не входит социальный подход.

Инженерный подход основан на статистике аварийных ситуаций, возможных поломок во время строительного-монтажных, ремонтных работ, во время эксплуатации подводных переходов [13]. Так же при инженерном подходе нередко прибегают к вероятностному анализу безопасности, который основан на построении и выполнении расчета деревьев событий, деревьев отказов. Деревья событий используются для выполнения предсказания того или иного отказа техники. Деревья отказов предназначены для отслеживания всех причин, которые впоследствии могут привести к неблагоприятному событию, после чего рассчитывается вероятность реализации отображенных в деревьях сценариев, каждой его ветви, после чего высчитывается общая вероятность аварии на объекте.

В модельном подходе учитываются вредные факторы, оказывающие негативное воздействие на человека и окружающую среду в целом, выстраивается возможная модель, они описывают возможные последствия от эксплуатации ОПО МН и МНПП возможный ущерб от аварий на трубопроводе подводного перехода. Для первых двух подходов характерно выполнение расчетов, но их выполнения не всегда хватает исходных данных[13].

Именно поэтому на ОПО МН и МНПП часто прибегают к третьему подходу – экспертному. В данном подходе вероятность возможного неблагоприятного события, последствия возможных аварийной ситуаций определяются без выполнения расчетов, а с проведением опроса опытных экспертов. Социальный подход не применяется при оценке риска на ОПО МН и МНПП. Суть данного подхода заключается в исследовании отношения населения к возможным рискам при эксплуатации ОПО МН и МНПП при помощи проведения социологического опроса. Данный подход является предположительным и не точным в виду отсутствия компетенций у опрашиваемых лиц. При определении риска существует множество

неопределенностей, именно поэтому существует такое понятие как анализ неопределенностей, который является составной частью оценки риска [13].

Отсутствие точной информации по надежности оборудования, допущения применяемые при разработке модели аварийного процесса, человеческие ошибки являются основными источниками неопределенности.

Анализ неопределенности - это перевод неопределенности исходных параметров и предложений, использованных при оценке риска, в неопределенность результатов. Источники неопределенности должны по возможности идентифицироваться. Основные параметры, к которым анализ является чувствительным, должны быть представлены в результатах.

Для выполнения расчетов риска в диссертации используется два подхода оценки риска, такие как инженерный с применением статистических данных по аварийным разливам, построено дерево событий, в свою очередь вероятность реализации неблагоприятного события будет определена с помощью экспертного подхода. Выполнение расчета рисков в данной работе основано на методических рекомендациях по проведению количественного анализа риска аварии на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и магистральных нефтепродуктопроводов.

Подобный расчет был произведен в одном из исследований оценки риска антропогенного фактора на основных нефтяных трубопроводах Куенка в Эквадоре, в котором была исследована трубопроводная инфраструктура стран Латинской Америки включая Эквадор. Расчет риска производился путем рассмотрения 5 основных групп, таких как внешние антропогенные воздействия, коррозия, климатические и природные факторы, конструктивные и технические факторы, дефекты в корпусе трубы и сварных швов, которые в свою очередь имеют множество различных факторов.

1.5. Методы определения нефтепродуктов в воде

Для определения нефтепродуктов на уровне ПДК применяют гравиметрический, спектрофотометрические (в ИК и УФ областях спектра),

люминесцентные и газохроматографические методы [14, 15]. Наибольшее применение получили методы флуоресценции и пламенной-ионизации с испарителем. Флуоресцентный метод, также как и его предшественник УФ-фотометрический метод, применим для определения ароматических углеводородов. Это связано с тем, что только ароматические углеводороды, входящие в состав нефти и ряда нефтепродуктов имеют эффект флуоресценции, в то время как у легких углеводородов и олефинов свойств флуоресценции не обнаружено. Поэтому основным применением для УФ-анализаторов является определение сырой нефти в воде и таких нефтепродуктов, как бензин, дизельное топливо, керосин и мазут. Для контроля содержания легких углеводородов, таких как метан, пропан или синтетических масел, а также когда тип углеводородов в воде неизвестен или постоянно меняется, то используют универсальный пламенно-ионизационный метод измерения с испарением исследуемой пробы.

Флуориметрический метод основан на извлечении нефтепродуктов гексаном, при необходимости выполнение очистки экстракта с его последующим измерением интенсивности флуоресценции, отклик которой достигается в результате оптического возбуждения. Отличительной чертой данного метода является высокая чувствительность, нижняя граница диапазона измерений (0,005 мг/дм³), экспрессностью, малыми объемами анализируемой пробы и отсутствием значимых мешающих влияний липидов. Данный метод является одним из самых чувствительным к определению нефтепродуктов, такая чувствительность анализа обусловлена интенсивностью флуоресценции ароматической фракции, позволяющей обнаружить присутствие нефтепродуктов при концентрации менее 10⁻⁹ г/мл [16]. Полициклические ароматические углеводороды (ПАУ) после их облучения ультрафиолетовым светом испускают свечение в более длинноволновой области (флуоресценция). Этот метод более чувствителен, чем измерение поглощения или светорассеяния. ПАУ входят в состав абсолютного большинства

нефтепродуктов. Содержание ПАУ может быть использовано для расчета суммарного содержания нефтепродуктов в воде [17].

Хроматографические методы целесообразны для определения качественного и количественного состава нефтепродуктов, но их чувствительность в значительной степени зависит от типа прибора. При определении суммарного содержания, что предусмотрено гигиеническими нормативами, более удобны гравиметрический и оптические методы, обладающие достаточной чувствительностью.

Методом газовой хроматографии определяется сумма неполярных и малополярных углеводородов в воде (питьевой, природной, сточной), с массовой концентрацией нефтепродуктов не менее 0,02 мг/дм³. Основные этапы метода заключается в экстрагировании нефтепродуктов из пробы воды органическим растворителем (четырёххлористый углерод или гексан), а затем удалении полярных соединений из экстракта с помощью сорбента (оксид алюминия), непосредственно самом анализе полученного элюата на газовом хроматографе. Аналитический сигнал получают в виде суммы площадей пиков углеводородов (начиная с пика н-декана (C₁₀H₂₂) и заканчивая пиком н-тетраконтана (C₄₀H₈₂)) на хроматограмме с учетом времени удерживания, содержание нефтепродуктов определяется по градуировочной зависимости, которая проводится с использованием смеси дизельного топлива и смазочного масла. [18].

Метод тонкослойной хроматографии, не учитывающий летучие компоненты нефтезагрязнений в водах, рекомендуют применять при анализе низких концентраций нефтепродуктов. Так, используя в качестве сорбента окись алюминия, а в качестве элюента - смесь растворителей (гексан, четыреххлористый углерод, ледяная уксусная кислота), можно эффективно и достаточно быстро разделить углеводороды (отдельно ПАУ), смолы и асфальтены. Таким образом, метод тонкослойной хроматографии при высокой чувствительности и за достаточно короткое время дает возможность получения дополнительной информации о степени загрязнения воды.

Гравиметрический метод основан на извлечении нефтепродукта из исследуемой пробы, очистке экстракта от полярных веществ, удаления экстрагента с применением выпаривания и высушивания остатка. Этот метод можно применять при проведении анализа проб со значительным содержанием нефтепродукта многократно превышающих уровень ПДК.

Метод ИК-спектроскопии основан на экстракции нефтепродуктов из пробы различными неполярными растворителями (гексан, пентан, петролейный эфир, четыреххлористый углерод и др.) [19], очистке экстракта от полярных соединений методом колоночной хроматографии на оксиде алюминия и последующей регистрации поглощения излучения в области спектра 2700-3200 см^{-1} , обусловленного валентными колебаниями CH_3 и CH_2 групп алифатических и алициклических соединений и боковых цепей ароматических углеводородов, а также связей CH ароматических соединений. Метод инфракрасной спектроскопии учитывает алифатические и нафтеновые углеводороды, содержание которых в нефти достигает 70 – 90% [20].

УФ-абсорбционный метод используется только для анализа нефти в воде, когда концентрация нефти незначительна. Принцип работы метода аналогичен принципу работы фотометрических анализаторов. Проба (вода) непрерывно протекает через измерительную ячейку, через которую проходит луч ультрафиолетового света. Молекулы ароматических соединений, имеющие кольцеобразную структуру, поглощают УФ излучение, и по интенсивности излучения, поступающего на детектор, оценивается концентрация нефти.

1.6. Использование скринингового подхода в контроле объектов окружающей среды

Применение скринингового подхода для оценки техногенного влияния на объекты окружающей среды является особо актуальным в современных условиях всё возрастающей антропогенной нагрузки. При попытке охватить всё больше объектов контроля и мониторинга и обеспечить всё большее количество анализов проб сложного состава. В таких реалиях химический

анализ сталкивается с экономическими проблемами, так как в большинстве случаев анализ на содержание тех или иных компонентов в пробах требует дорогостоящее и громоздкое лабораторное оборудование, временные затраты, а также квалифицированных сотрудников для проведения анализа. Кроме того, известны ситуации, когда затруднительно добраться до места отбора проб или нет времени для отправки пробы в лабораторию, в таких случаях прибегают к экспрессным, относительно доступным по стоимости тест-методам, т.е. скрининговым методам. В большинстве случаев такие методы служат для оценки присутствия и содержания анализируемого компонента на месте (on site) [21].

Основными дистанционными методами контроля природных вод являются радиояркостной, радиолокационный, флуоресцентный. Радиояркостной метод использует диапазон зондирующих волн от видимого до метрового для одновременного контроля волнения, температуры и солёности. Радиолокационный (активный) метод заключается в приёме и обработке (амплитудной, энергетической, частотной, фазовой, поляризационной, пространственно-временной) сигнала, отражённого от взволнованной поверхности. Для дистанционного контроля параметров нефтяного загрязнения водной среды (площадь покрытия, толщина, примерный химический состав) используется лазерный отражательный, лазерный флуоресцентный методы и фотографирование в поляризованном свете. Флуоресцентный метод основан на поглощении оптических волн нефтью и различии спектров свечения легких и тяжёлых фракций нефти. Оптимальный выбор длины возбуждающей волны позволяет по амплитуде и форме спектров флуоресценции идентифицировать типы нефтепродуктов [22].

Вывод

Аварии на подводных переходах не редкое явление, существует множество методов определения дефектного отверстия, из которого происходит истечение нефти, к сожалению, существующие методы не

позволяют определить утечку на ранней стадии. Применение скринингового контроля позволит сократить время на поиски дефектного отверстия в трубопроводе подводного перехода даже при его незначительных размерах, что позволит сократить объемы разливаемой нефти, воспрепятствует увеличению дефектного отверстия, сократит затрат на ликвидацию возможной утечки, снизит негативное воздействие на окружающую среду. Применение данной технологии позволит производить более качественный контроль эксплуатируемых подводных переходов, снизить риск возможных аварийных ситуаций.

2. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РИСКА АВАРИЙ НА ОПО МН ИМНПП

В соответствии с методическими указаниями [23] величину потенциального риска год⁻¹, без учета количества жертв определяем по формуле:

$$R = \lambda Q, \quad (1)$$

где $\lambda(x)$ – удельная частота разгерметизации подводного перехода нефтепровода, год⁻¹ · км⁻¹;

Q_k – условная вероятность реализации сценария развития аварий;

Условная вероятность рассчитывается из дерева событий, в котором каждому событию присваивается условная вероятность в соответствии с методическими указаниями.

Для оценки частоты аварий на участке подводного перехода можно применять методику, использующую принцип корректировки среднестатистической удельной частоты аварий с помощью системы коэффициентов и балльных оценок, учитывающих неравнозначное влияние факторов в соответствии с [23]. При расчете используется принцип корректировки среднестатистической удельной частоты аварий на объектах нефтепроводов с помощью специально выстроенной системы из пяти групп факторов влияния с установленными экспертным путем весовыми коэффициентами и шкалами балльных оценок факторов, которую можно применять для подводных переходов нефтепроводов.

Для моделирования ситуации управления рисками в работе использовали модель подводного перехода, описав необходимые условия и характеристики, которые оказывают влияние на эксплуатацию подводного перехода, а так же способные привести к неблагоприятному событию.

2.1. Описание модели подводного перехода нефтепровода в условиях севера Томской области

Модель подводного перехода для выполнения дальнейших расчетов строится исходя из характеристик принятых из паспортов безопасности опасного промышленного объекта магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов Томской области.

Сибирский регион характеризуется суровым климатом со своими характерными климатическими особенностями (характеристиками территории), они учитываются при разработке проектов подводных переходов, паспортов безопасности, способны оказывать влияние на техническую эксплуатацию.

На территории томской области преобладает южное, юго-западное направление ветра. Среднегодовое значение направления ветра 6-8 румбов. Скорость ветра достигает 3,5 м/сек. Максимальное значение скорости ветра в теплый период достигает от 2 до 5 м/сек, в холодный период до 15 м/сек. В метель скорость ветра достигает до 40 м/с. Относительная влажность достигает 75%. Среднегодовое количество атмосферных осадков составляет 685 мм, в безморозный период – 206 мм, в холодный период – 180 мм. Среднегодовая температура – 1,5 оС. В летний период максимальная температура достигает +35 С°, в зимний – –56 С° [24].

Для составления модели подводного перехода был проеден анализ паспортов безопасности эксплуатируемых подводных переходов, результаты которого приведены в сводной таблице приложения Б.

Описания модели следующие. Протяженность подводного перехода через водный объект составляет 3000 м. Диаметр трубопровода составляет 1220 мм. Подводный переход имеет 2 насоса НПС- 1 и НПС-2. НПС-1 расположен на высоте 150 метров, НПС-2 на высоте -100 метров от нулевой отметки. Подводный переход оснащен задвижками с ручным приводом, необходимы для отсечения поврежденного участка и снижения скорости истечения нефти за счет снижения давления в трубопроводе при отсечении

участка от НПС. Задвижки располагаются на прибрежной части водоема с обеих сторон. Подробные характеристики модели подводного перехода описаны в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристика моделей подводных переходов

Фактор		Характеристика				
		1	2	3	4	5
1.	Внешние антропогенные воздействия (Гр₁)					
1.1.	Минимальная глубина заложения подземного ОПО МН и МНП (F ₁₁)	Информация о реальном состоянии подводного перехода отсутствует. При наличии данных условий в соответствии с методическими указаниями, данному фактору присваивается бальное значение равное 6				
1.2.	Уровень антропогенной активности (F ₁₂)	1. Плотность населения в среднем в трехкилометровой полосе вдоль трассы меньше 50 человек на км ² 2. Активность проведения строительных и иных работ на момент проведения количественного анализа риска аварий высокая (указанные работы, как правило, ведутся более трех месяцев в году). 3. Вневедомственные коммуникации отсутствуют. 4. В пределах охранной зоны отсутствуют автомобильные и железные дороги. 5. Интенсивность судоходства низкая (менее пяти судов в сутки).				
1.3.	Опасность диверсий и врезок с целью хищения неги и нефтепродуктов (F ₁₃)	На эксплуатируемом участке ранее фиксировали попытки хищения нефти (нефтепродуктов), но меры защиты не принимали.				
2.	Коррозия (Гр₂)					
2.1.	Коррозионная активность грунта (F ₂₁)	Отсутствуют данные о свойствах грунта				
2.2.	Наличие подземных металлических сооружений и энергосистем вблизи ОПО МН и МНП (F ₂₂)	В пределах 50 м от трассы на анализируемом участке отсутствуют металлические сооружения и энергосистемы постоянного и переменного тока				
2.3.	Защищенность ОПО МН средствами ЭХЗ (F ₂₃)	Ввод ЭХЗ в эксплуатацию через 2 года после начала эксплуатации ОПО МН и МНП				
2.4.	Контроль защищенности ОПО МН и МНП (F ₂₄)	Измерения с помощью выносного электрода проводились больше 10 лет назад.				
3.	Природные воздействия (Гр₃)					
3.1.	Вероятность перемещения грунта (F ₃₁)	Низкая вероятность. Перемещения грунта наблюдаются редко. Смещения и повреждения ОПО МН и МНП практически исключены. Подводный переход относится к типу 1. Участок ОПО МН и МНП расположен вне сейсмически опасных зон				

Продолжение таблицы 3

3.2.	Несущая способность грунта(F ₃₂)	Средняя (суглинки полутвердые тугопластичные, твердомерзлые малольдистые и льдистые, суглинки с включениями гравия и гальки, полутвердые тугопластичные глины; мелкие плотные влажные и водонасыщенные пески)				
3.3.	Наличие на участке линейной арматуры надземных технологически трубопроводов (F ₃₃)	Надземные сооружения отсутствуют				
3.4.	Проведение превентивных мероприятий (F ₃₄)	1.Меры по ослаблению напряжений в ОПО МН и МНПП не имели места; 2. Мероприятия по изменению свойств грунта не проводятся; 3. Мониторинг деформаций грунта и перемещений ОПО МН и МНПП не проводится				
4	Конструктивно-технологические факторы (Г₄)					
4.1.	Отношение фактической толщины стенки трубы к требуемой (F ₄₁)	Отсутствуют данные				
4.2.	Усталость металла(F ₄₂)	Амплитуду перепада давления достоверно оценить невозможно, балльную оценку данного фактора влияния на трехкилометровых участках вблизи НПС принимаем = 9				
4.3.	Возможность возникновения гидравлических ударов (F ₄₃)	Высокая вероятность гидравлических ударов				
4.4.	Системы телемеханики (F ₄₄)	Отсутствует система обнаружения утечек				
5.	Дефекты тела трубы и сварных швов (Г₅)					
5.1.	Количество дефектов с предельным сроком эксплуатации не более 1 года на участке трассы (F ₅₁)	Более 10	от 1 до 10	от 0,1 до 1	менее 0,1	Дефектов с предельным сроком эксплуатации не более 1 года не обнаружено
5.2.	Количество дефектов с предельным сроком эксплуатации от 1 до 6 лет на участке трассы (F ₅₂)	от 30 до 50				
5.3.	Диагностика (F ₅₃)	Участок подводного перехода эксплуатируют с не устраненными дефектами с предельным сроком эксплуатации не более 1 года сверх лимитированного срока				

Образец профиля подводного перехода изображен на рисунке 6.

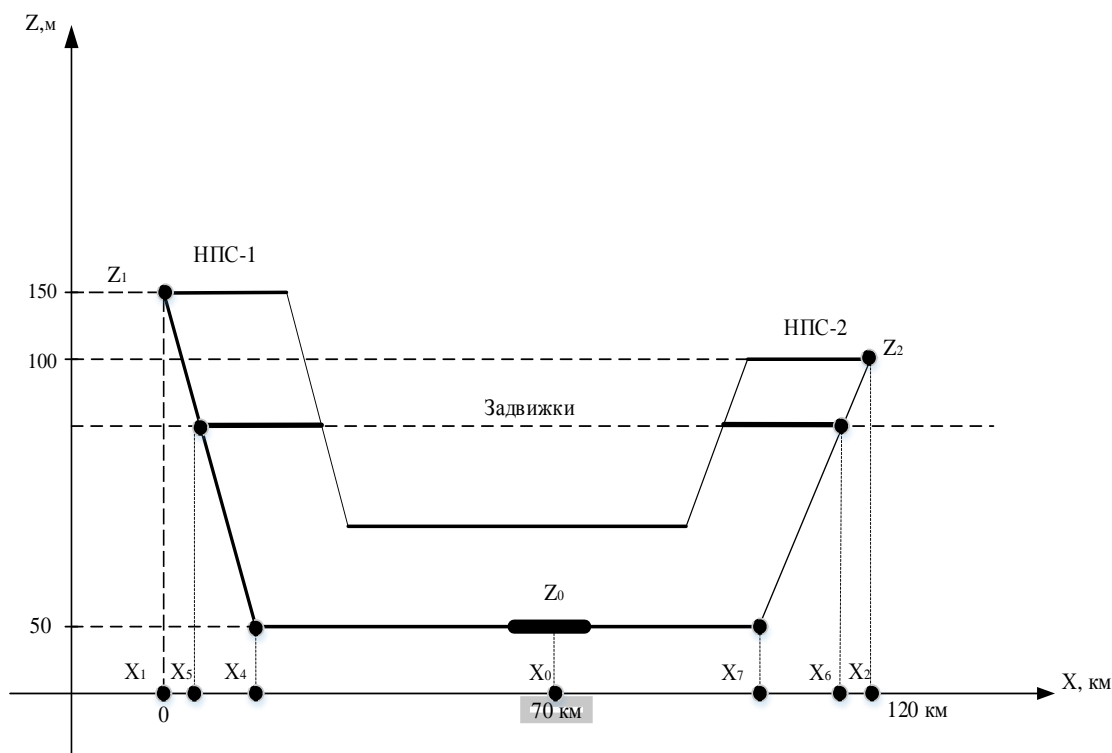


Рисунок 6 – Профиль трубопровода подводного перехода

2.2. Применение бальной оценки при определении состояния подводного перехода с учетом факторов оказывающих влияние на степень риска аварий

Для определения частоты аварии на подводных переходах вводится классификация и определение групп факторов, оказывающих влияние с учетом причин аварий, выявленных при проведении анализа с применением статистических данных по аварийным отказам за последние 5 лет. По статистике выделяется пять групп факторов оказывающих влияние на подводный переход такие как:

- внешние антропогенные воздействия;
- коррозия;
- природные воздействия;
- конструктивно-технологические факторы;
- дефекты тела трубы и сварных швов.

В них определяется относительный вклад каждой группы $Гр_i$ (i от 1 до 5) путем определения весового коэффициента p_i . Доля группы определяется из статистических данных по аварийности на рассматриваемом участке подводного перехода.

Каждая группа имеет определенные факторы J_i , которые могут стать причиной неблагоприятного события (причиной аварийной ситуации) на подводном переходе. Этим факторам присваивается буквенно-цифровое обозначение F_{ij} , где i – номер группы, j – номер фактора в группе. Каждый фактор имеет свой весовой коэффициент, называемый долей в группе q_{ij} , производящий определенны вклад внутри своей группы на интенсивность аварий на ОПО МН и МНПП.

Для определения бальной оценки необходимо рассмотреть каждую группу индивидуально, рассмотреть факторы по отношению к рассматриваемому подводному переходу. В методических рекомендациях по проведению количественного анализа риска описана методика и критерии, в соответствии с которыми производится присвоение балла каждому фактору группы. Проведение бальной оценки необходимо для выполнения расчетов частоты утечки нефти. Готовые результаты проведенного анализа показателей подводного перехода с расстановкой бальных значений каждого фактора группы приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Бальная оценка факторов влияния состояния ОПО МН и МНПП на степень риска аварий

Фактор		Доля группы p_i	Доля в группе q_{ij}	Бальная оценка для модели подводного перехода				
				1	2	3	4	5
1.	Внешние антропогенные воздействия ($Гр_1$)	0,60	4,68					
1.1.	Минимальная глубина заложения подземного ОПО МН и МНП (F_{11})		0,4	$B_{11} = 6$				

Продолжение таблицы 4

1.2.	Уровень антропогенной активности (F_{12})		0,2	$B_{12}= 7$
1.3.	Опасность диверсий и врезок с целью хищения неги и нефтепродуктов (F_{13})		0,4	$B_{13}= 10$
2.	Коррозия (Γp_2)	0,05		0,275
2.1.	Коррозионная активность грунта (F_{21})		0,25	$B_{21}= 10$
2.2.	Наличие подземных металлических сооружений и энергосистем вблизи ОПО МН и МНПП (F_{22})		0,25	$B_{22}= 0$
2.3.	Защищенность ОПО МН средствами ЭХЗ (F_{23})		0,25	$B_{23}= 2$
2.4.	Контроль защищенности ОПО МН и МНПП (F_{24})		0,25	$B_{24}= 10$
3.	Природные воздействия (Γp_3)	0,05		0,21
3.1.	Вероятность перемещения грунта(F_{31})		0,2	$B_{31}= 1$
3.2.	Несущая способность грунта(F_{32})		0,15	$B_{32}= 5$
3.3.	Наличие на участке линейной арматуры надземных технологически трубопроводов (F_{33})		0,15	$B_{33}= 0$
3.4.	Проведение превентивных мероприятий (F_{34})		0,5	$B_{34}= 6,5$
4	Конструктивно-технологические факторы (Γp_4)	0,10		0,59
4.1.	Отношение фактической толщины стенки трубы к требуемой (F_{41})		0,35	$B_{41}= 0$
4.2.	Усталость металла(F_{42})		0,30	$B_{42}= 9$
4.3.	Возможность возникновения гидравлических ударов (F_{43})		0,15	$B_{43}= 8$
4.4.	Системы телемеханики (F_{44})		0,20	$B_{44}= 10$

Продолжение таблицы 4

5.	Дефекты тела трубы и сварных швов (Гр₅)	0,20		1,88	1,7	1,46	1,34	1,28
5.1.	Количество дефектов с предельным сроком эксплуатации не более 1 года на участке трассы (F ₅₁)		0,3	10	7	3	1	0
5.2.	Количество дефектов с предельным сроком эксплуатации от 1 до 6 лет на участке трассы (F ₅₂)		0,2	B ₅₂ =7				
5.3.	Диагностика (F ₅₃)		0,5	B ₅₃ =10				
Вн				7,63	7,45	7,21	7,095	7,035
В_{ср}				3				

2.2.1. Оценка частоты утечек нефти (нефтепродукта) на участке линейной части ОПО МН и МНПП

Для оценки частоты аварий на произвольных участках ОПО МН и МНПП применяются методики, использующие принцип корректировки среднестатистической удельной частоты аварий с помощью системы коэффициентов и балльных оценок, учитывающих неравнозначное влияние факторов в соответствии с руководством [23]. При расчете используется принцип корректировки среднестатистической удельной частоты аварий на ЛЧ ОПО МН и МНПП с помощью специально выстроенной системы из пяти групп факторов влияния с установленными экспертным путем весовыми коэффициентами и шкалами балльных оценок факторов, который можно применять для сухопутных участков и подводных переходов ОПО МН и МНПП как при наличии результатов внутритрубной дефектоскопии, так и при их отсутствии. Частота аварий на отдельных участках рассчитывается по формуле:

$$\lambda_n = \bar{\lambda} \cdot k_{\text{вн}} \cdot k_n \cdot k_{\text{нн}}, \quad (2)$$

Аварии на опасных промышленных объектах магистральных нефтепроводов и магистральных нефтепродуктопроводов и их отдельные участки λ_n имеют различия в значениях удельной частоты (вероятности) аварий $\bar{\lambda}$. Они различаются между собой особенностями проектирования, технологическими характеристиками, конструкцией, технологией строительства и эксплуатации в условиях окружающей и социальной среды.

Для определения удельного значения интенсивности аварий $\bar{\lambda}$ на линейной части необходимо наличие статистических данных об отказах и авариях за последние 5 лет на подводных переходах. По доступным данным предоставленным Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору, за период с 1999 г. по 2008 г. на магистральных нефтепроводах произошли 93 аварийные ситуации, из них 12 аварий произошли на подводных переходах с загрязнением водных объектов. Среднестатистическое удельное значение интенсивности возникновения аварий на ППМН равно $0,025 \times 10^{-3}$ аварий/км·год [25].

Значение интегрального коэффициента $k_{ел}$ указывает во сколько раз $\bar{\lambda}$ среднестатистическая частота для данной трассы отличается от удельной частоты (вероятности) аварии на участке λ_n на каждом n -ом участке трассы. Рассчитывается по формуле (3) и приведены в таблице 5.

$$k_{ел} = B_n / B_{cp}, \quad (3)$$

Значение B_n рассчитывается по формуле путем суммирования всех произведений долей группы, долей в группе и выставленных балльных оценок каждому фактору группы. Для выполнения расчета риска аварий на подводных переходах в качестве моделей приняты 5 подводных переходов, имеющих идентичные параметры, но отличающиеся между собой дефектным телом трубы и сварным швом. В качестве переменного параметра принят фактор отображающий количество дефектов с предельным сроком эксплуатации не более 1 года на 5 участках трассы. Каждому из участков подводных переходов

присваивается бал в соответствии с количеством выявленных дефектов на конкретном участке. Расчет B_n производится по формуле (4), результаты расчета приведены в таблице 5.

$$B_n = \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^{J(i)} \rho_i \cdot q_{ij} \cdot B_{ij} \quad (4)$$

По причине отсутствия данных или для проектируемых ОПО МН и МНПП согласно методических рекомендаций среднюю балльную оценку B_{cp} рекомендовано принимать равной 3.

Коэффициент прочности k_n определяют как величину, обратную отношению действительного запаса прочности ОПО МН и МНПП на рассматриваемом участке к значению коэффициента запаса прочности для ОПО МН и МНПП. При отсутствии данных принимают равным 1. Коэффициент $k_{нн}$ принимают в зависимости от технологии применяемой при строительстве подводного перехода равным 0,1 на участках, выполненных технологией микротоннелирования; 0,4 – на участках, выполненных наклонно-направленным бурением; 0,6 - на участках, выполненных по технологии «труба в трубе» или с применением обетонированных труб и 1 – на всех иных участках. Для выполнения расчетов $k_{нн}$ было принято равным 1.

Таблица 5 – Оценка $k_{вл}$, B_n , λ_n , для пяти модельных подводных переходов нефтепроводов

Модель	Количество дефектов с предельным сроком эксплуатации не более 1 года на участке трассы (F_{51})	$k_{вл}$	B_n	$\lambda_n, 10^{-6}$
1	Более 10	2,54	7,63	63,5
2	От 1 до 10	2,48	7,45	62
3	от 0,1 до 1	2,4	7,21	60
4	менее 0,1	2,36	7,095	59
5	Дефектов с предельным сроком эксплуатации не более 1 года не обнаружено	2,34	7,035	58,5

2.2.2. Оценка частоты образования дефектного отверстия в МН и МНПП в зависимости от его размеров

В зависимости от объема изливаемой нефти можно выделить два типа истечения возникших в результате аварии.

К первому типу можно отнести истечения через свищи и повреждения возникшие в результате коррозии, для них характерно наличие размера до 15 мм. На долю утечек первого типа приходится 70 % от общего количества разгерметизации.

Ко второму типу истечений можно отнести трещины в магистральных нефтепроводах и магистральных нефтепродуктопроводах возникших в результате дефекта трубы допущенного заводом изготовителем, не качественного выполнения строительно-монтажных работ, механических повреждений, отказов оборудования и ошибок эксплуатации. На долю утечек второго типа приходится 30 % от общего количества разгерметизации. Для данного типа характерно варьирование размера дефектных отверстий в более широком диапазоне.

Размер дефектных отверстий в этом случае может варьироваться в гораздо более широком диапазоне: от нескольких сантиметров до полного (гильотинного) разрыва трубы.

Расчет удельной частоты аварий на участке в результате появления дефектных отверстий определенного размера производится по формуле :

$$\lambda_m^c = \lambda_n \cdot f_m^{Lp}, \quad (5)$$

Параметры, указывающие на размеры дефектных отверстий, доли разрывов необходимые для расчета указаны в таблице 6.

Таблица 6 – Параметры дефектного отверстия в ОПО МН и МНПП и частота возникновения отверстия с данными параметрами

Параметры дефектного отверстия	Свищ m=0	Малая трещина m=1	Средняя трещина m=2	Гильотинный разрыв m=3
	$S_{эфф} \leq 10^{-4}, м^2$ независимо от диаметра			
$S_{эфф} / S_0$		0,0072	0,0448	0,179
Доля разрывов f_m^{Lp}	0,7	0,165	0,105	0,03

В работе рассчитаны удельные частоты аварий для пяти моделей подводных переходов нефтепроводов в зависимости от размера дефектного отверстия, которые приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Удельная частота аварий, полученная с учетом параметров дефектного отверстия в ОПО МН и МНПП

λ_m^c аварий/(км·год), 10^{-6}	Свищ m=0	Малая трещина m=1	Средняя трещина m=2	Гильотинный разрыв m=3
λ_{m1}^c	44	10,47	6,6	1,9
λ_{m2}^c	43	10,23	6,5	1,86
λ_{m3}^c	42	9,9	6,3	1,8
λ_{m4}^c	41	9,73	6,1	1,77
λ_{m5}^c	40	9,6	6	1,74

2.3. Расчет показателей риска аварий в зависимости от размера дефектного отверстия для модельных переходов нефтепровода

Имея значение удельной частоты аварий λ_m^c с учетом параметров дефектного отверстия и условную вероятность реализации сценария развития аварий Q_k можно рассчитать величину потенциального риска. Для определения условной вероятности реализации сценария развития аварии Q_k необходимо построить дерево событий, которое позволит рассмотреть алгоритм событий при истечении нефти из поврежденного дюкера. Для построения дерева событий были изучены паспорта безопасности подводных переходов

проходящих через реку Обь, Пасол, Ильяк, Чая, Парабель районного нефтепроводного управления «Стрежевой» [24].

Из данных паспортов для построения дерева события принята краткая характеристика наиболее вероятного сценария развития чрезвычайной ситуации с описанием последовательности событий. При помощи экспертной оценки определена условная вероятность каждого события и выполнен расчет условной вероятности.

Дерево событий позволяет рассмотреть все возможные варианты развития аварии, способные привести к определенным последствиям. На рисунке (номер рисунка) отображено дерево событий истечения нефти из поврежденного дюкера ОПО МН и МНПП. По результатам проведенных расчетов условная вероятность реализации сценария аварии Q приводящего к загрязнению водного объекта равна 0,95.

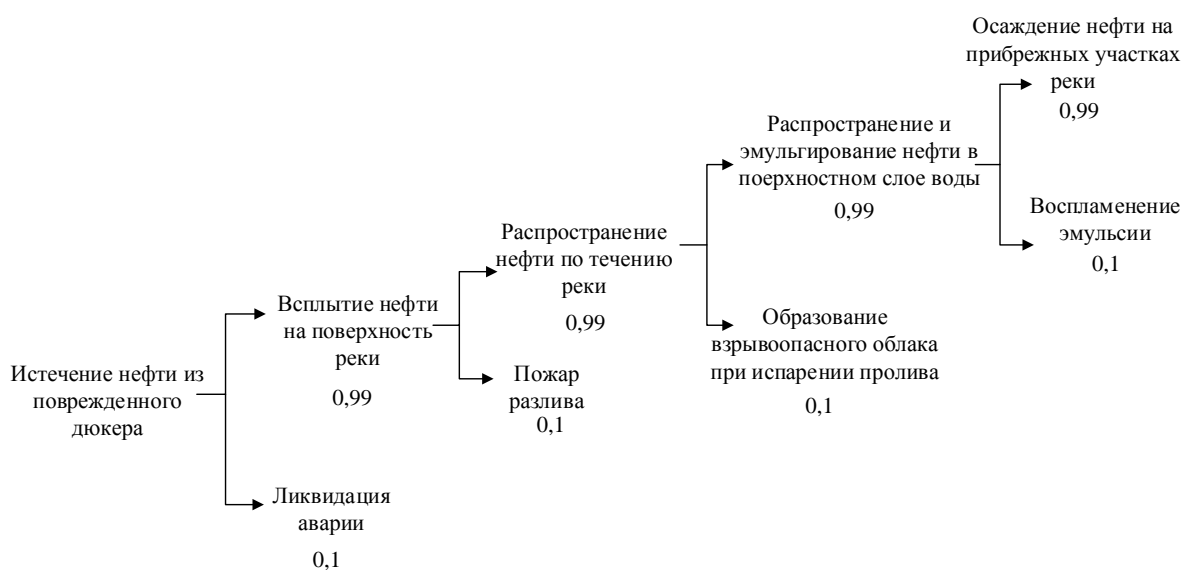


Рисунок 7 – Дерево событий истечения нефти из поврежденного дюкера

Расчет риска R производится для каждого подводного перехода в зависимости от размера дефектных отверстий. Результаты выполненных расчетов приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчетов риска с учетом размеров дефектных отверстий

$R, \cdot 10^{-6} \text{год}^{-1}$					
Q	Модель	Свищ $m=0$, 10^{-6}год^{-1}	Малая трещина $m=1$, 10^{-6}год^{-1}	Средняя трещина $m=2$, 10^{-6}год^{-1}	Гильотинный разрыв $m=3$, 10^{-6}год^{-1}
0,95	1	41,8	9,9465	6,27	1,805
0,95	2	40,85	9,7185	6,17	1,767
0,95	3	39,9	9,405	5,98	1,71
0,95	4	38,95	9,2435	5,79	1,68
0,95	5	38	9,12	5,7	1,653

Вывод

При проведении расчетов нами было рассмотрено 5 моделей подводных переходов, которые имели идентичные параметры, но отличались между собой количеством дефектов с предельным сроком эксплуатации не более 1 года на участке трассы. По результатам полученных расчетов можно сделать вывод о том, что максимальный уровень риска наблюдается при наибольшем количестве дефектов, при снижении данного значения риск соответственно уменьшается. Был проведен расчет с учетом размера дефектного отверстия, наибольший потенциальный риск характерен для свища, с увеличением дефектного отверстия риск значительно уменьшается.

3. РАСЧЕТ ОБЪЕМА ИСТЕЧЕНИЯ НЕФТИ ПРИ АВАРИИ НА ПОДВОДНОМ ПЕРЕХОДЕ НЕФТЕПРОВОДА

В зависимости от размера дефектного отверстия и времени потраченного на выявление поврежденного участка происходит выброс некоторого объема нефти, который приводит к загрязнению окружающей среды и к различным видам ущерба.

Общий объем вытекшей нефти V складывается из объемов, вытекших на трех этапах:

$$V = V_1 + V_2 + V_3, \quad (6)$$

где V_1 — напорный режим, истечение нефти происходит при включенных насосных станциях (далее НПС);

V_2 — безнапорный режим, истечение нефти из трубы происходит при отключенных НПС, но задвижки еще открыты;

V_3 — безнапорный режим, насосы отключены, задвижки были закрыты, но истечение продолжается из отсеченного участка.

В напорном режиме выброс нефти в водоем происходит до момента определения потери нефти контролирующей аппаратурой, которая расположена в крайних точках участка трубопровода. Далее происходит отключение насосов. На данном этапе расход нефти в единицу времени считается постоянной величиной, поэтому расчет объема нефти производится по формуле:

$$V_1 = Q_1 \cdot \tau_1, \quad (7)$$

где Q_1 — разница расходов слева и справа (рис. 1а);

τ_1 — время истечения нефти из дефектного отверстия Q_1 :

$$Q_1 = Q' \cdot Q'', \quad (8)$$

где

Q' – расход нефти слева;

Q'' – расход нефти справа.

Схема распределения потоков при наличии дефектного отверстия в подводном переходе нефтепровода изображена на рисунке 8.

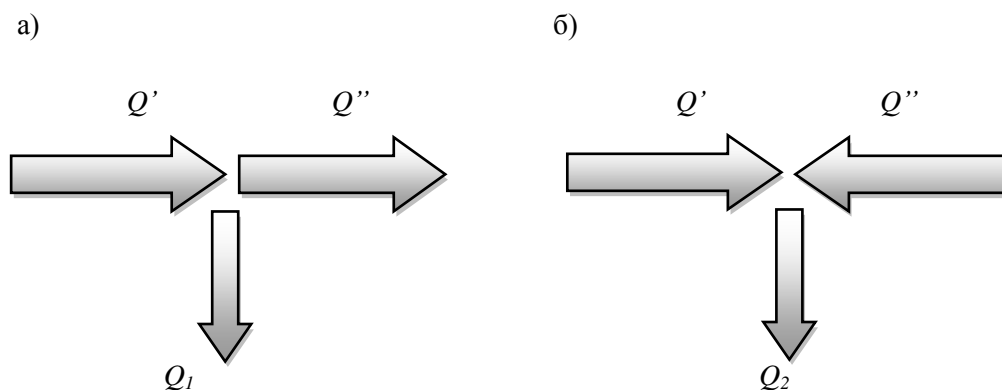


Рисунок 8 – Схема распределения потоков нефти при наличии утечки в напорном (а) и безнапорном (б) режимах

На рисунке 8а изображена схема распределения потоков в напорном режиме, при котором истечение нефти из трубопровода происходит при включенных насосах.

На рисунке 8 б указан безнапорный режим, то есть с отключенными насосами, но с открытыми задвижками. В данном случае насосы не создают дополнительного напора, истечение нефти через дефектное отверстие происходит под действием создаваемым давлением насыщенных паров и силой тяжести, с существующими в данный момент времени расходами нефти слева и справа. Расчет в безнапорном режиме Q_2 производится по формуле 8.

Для безнапорного режима при закрытых задвижках характерно, так же как и при открытых, при существующих условиях профиля трассы под воздействием силы тяжести, истечение нефти происходит как из левой части трубопровода, так и с правой. Возможно одновременное истечение нефти из дефектного отверстия с правой и с левой стороны.

На всех трех этапах учитывается направление потоков нефти в трубопроводе подводного перехода при движении к дефектному отверстию. Все эти три этапа сводятся к одной задаче – определить расход нефти

истекающей из дефектного отверстия при определенных исходных данных, таких как: начальное и конечное давление в трубопроводе, создаваемый насосами расход нефти в единицу времени, существующий профиль трассы, наличие параметров внутреннего диаметра трубопровода и др. [26].

Процесс истечения нефти из отверстия описывается следующей системой уравнения:

$$\left\{ \begin{array}{l} \left(\frac{P_y}{\rho g} + z_1(t) \right) - \left(\frac{P_0}{\rho g} + z_0 \right) = \lambda(V_1) \cdot \frac{(x_0 - x_1)}{d} \cdot \frac{V_1^2}{2g} \\ \left(\frac{P_y}{\rho g} + z_2(t) \right) - \left(\frac{P_0}{\rho g} + z_0 \right) = \lambda(V_2) \cdot \frac{(x_2 - x_0)}{d} \cdot \frac{V_2^2}{2g} , \\ (V_1 - V_2) \cdot S_0 = \mu \cdot s \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot (P_0 - P_{атм})}{\rho}} \\ \frac{dx_1}{dt} = V_1, \frac{dx_2}{dt} = -V_2 \end{array} \right. , \quad (9)$$

где P_y – давление утечки, Па;

$P_{атм}$ – атмосферное давление, Па;

ρ – плотность нефти кг/м³;

g – ускорение свободного падения;

z_1, z_2 – координаты НПС1 и НПС2, дефекта по вертикали, м;

z_0 – высотная отметка сечения, в котором расположено сквозное отверстие;

x_1, x_2 – координаты НПС1 и НПС2, км;

x_0 – дефекта по горизонтали, км;

S_0 – площадь поперечного сечения трубопровода, м²;

s – площадь поперечного сечения дефекта, м²;

V_1, V_2 – скорость истечения слева и справа;

μ – коэффициент расхода в зависимости от числа Рейнольдса, приближение для Re [27].

На рисунке 6 изображена модель подводного перехода с отображенными на нем координатами. Для моделирования истечения нефти использовали следующие параметры:

давление на НПС-1– $4,5 \cdot 10^6$ Па; НПС-2= $0,3 \cdot 10^6$ Па. Принято значение плотности нефти ρ равно 870 кг/см^3 ; $z_1 = 150$ м; $z_2=100$; $z_0=50$ м; $x_1=0$ м; $x_2=120000$ м; $x_0=80000$ м. Длина трубопровода $L_1 = 120000$ м, длина подводного перехода $L_2=3000$ м. $d=10$ мм, $g=9,81$, $D=1,22$ м, вязкость нефти $\nu=15 \cdot 10^{-6}$ кг/мЗ, коэффициент расхода в зависимости от числа Рейнольдса $\mu=0.62$, приближение для Re, время утечки t_n для каждого режима указано в таблице 9. Для расчета по второму этапу в безнапорном режиме до срабатывания задвижек необходимы параметры наклона $\alpha_4=75$ м. Давления во втором режиме =0.

Результаты полученных расчетов с учетом размеров дефектных отверстий, времени потраченного на обнаружение до закрытия насосов и времени на закрытие задвижек приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчета объемов истечения нефти с учетом размера дефектного отверстия, режимов

Параметры	Свищ $m=0$	Малая трещина $m=1$	Средняя трещина $m=2$	Гильотинный разрыв $m=3$
$S_{эфф} / S_0$	0	0,0072	0,0448	0,179
S_0 (площадь сечения трубы), м^2	1,22	1,22	1,22	1,22
$S_{эфф}$ (площадь дефектного отверстия), м^2	1×10^{-4}	$8,8 \times 10^{-3}$	0,0547	0,2183
$T_1, \text{ч}$	48	4	1	0,25
$V_1, \text{м}^3$	810,7	4820,9	5425,5	7559,3
$T_2, \text{ч}$	0,08			
$V_2, \text{м}^3$	0,7	49,4	273,2	1238,4
$T_3, \text{ч}$	12			
$V_3, \text{м}^3$	32,4	2330,9	3505,2	3505,2
$V_{общ}$	843,8	7201,2	9203,9	12302,9

Вывод

Объем истечения нефти зависит от множества факторов, время и размер дефектного отверстия являются одним из ключевых. Истечение нефти происходит до локализации и ликвидации аварии, за это время происходят большие потери. Чем больше дефектное отверстие, тем меньше времени требуется на определение поврежденного участка, при этом объемы истекающей нефти значительно больше, чем объемы нефти, истекающей из дефектных отверстий малых диаметров, но с продолжительным временем локализации поврежденного участка. Своевременное определение поврежденных участков в момент образования дефектных отверстий малых диаметров может предотвратить в дальнейшем ее увеличение или разрыв трубопровода и уменьшить объемы истекающей нефти, потери предприятия, негативное воздействие на окружающую среду.

4. СНИЖЕНИЕ ЗНАЧЕНИЙ РИСКА ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ СКРИНИНГОВОГО КОНТРОЛЯ

В работе предлагается для снижения риска аварий на подводном переходе нефтепровода ввести скрининговый контроль содержания нефтепродуктов в воде. Скрининговый контроль позволяет обнаружить утечку на раннем этапе ее образования, что позволяет выявить наиболее слабые участки подводных переходов и своевременно провести мероприятия по ликвидации найденных утечек и выявить наиболее явные причины их образованию с целью их предотвращения. Скрининговый контроль это один из эффективных способ проведения мониторинга на подводных переходах.

Его применение оказывает прямое воздействие на риск, снижая его, уменьшает ущерб, который несут предприятия, при авариях на трубопроводах подводных переходов, снижает негативное воздействие на окружающую среду.

4.1. Флуориметрический скрининг оценки нефтезагрязнения с применением измерительной ячейки

В работах [28] предложена конструкция измерительной ячейки на основе флуориметрического метода контроля содержания нефтепродуктов. Внешний вид измерительной ячейки представлен на рисунке 5.

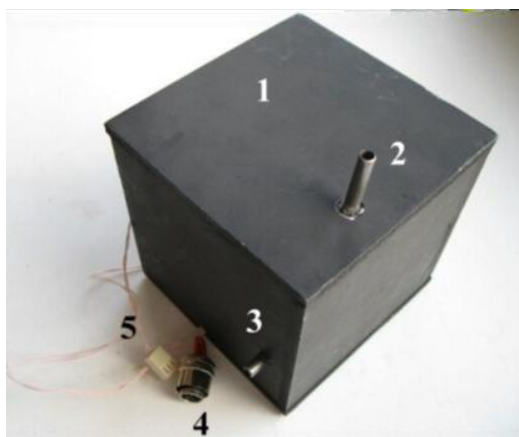


Рисунок 9 – Внешний вид измерительной ячейки

Она представляет собой корпус, покрытый графитовой черной краской 1 (используется для устранения мешающего влияния солнечного света на

сигнал); выходной патрубок слива анализируемой жидкости 2 и входной патрубок для подачи анализируемой жидкости в измерительную ячейку 3. Также имеется разъем для подключения к ПК 4 и разъем для подключения питания излучающего светодиода (365 нм) 5.

Сама измерительная ячейка изготовлена из черного оргстекла 1. К ячейке подведены выходной патрубок слива анализируемой жидкости 2 и входной патрубок для подачи анализируемой жидкости в измерительную ячейку 3. Через разъем для подключения к ПК 4 регистрируемый при помощи печатной платы с измерительными микросхемами 5 сигнал отображается на мониторе персонального компьютера.

По величине флуоресцентного отклика делается вывод о вероятности присутствия нефтепродуктов в исследуемом образце воды. Если отклик равен отклику градуировочного раствора на уровне с концентрацией нефтепродуктов на уровне ПДК или ниже, то делается вывод об отсутствии нефтезагрязнения, при большем значении отклика о необходимости применения более детального анализа образца исследуемой воды классическими методами (флуориметрия, ИК-спектрометрия, газовая хроматография).

4.2. Применение скринингового контроля и его влияние на показатели риска

Для определения влияния на риск применение скринингового контроля, производится расчет риска с применением данного мероприятия для его снижения по ранее применяемой в работе методике.

Введение данного мероприятия условно приведет к снижению долей разрывов, которые указаны в таблице 10 и учитываются при выполнении расчета удельной частоты аварий, величины риска. Для определения величины риска в результате введения скринингового контроля так же изменятся базовые значения факторов:

- Диагностика (F_{53}) с 10 на 0;
- Защищенность ОПО МН средствами ЭХЗ (F_{23}) с 2 до 5;

– Контроль защищенности ОПО МН и МНПП (F_{24}) с 10 до 0.

Результаты выполненных расчетов можно видеть в таблице 10.

Таблица 10 – Расчет удельной частоты аварий, величины риска при введении скринингового контроля

λ_m^c аварий/(км·год), 10^{-6}	Свищ $m=0$, 10-6 год-1	Малая трещина $m=1$, 10-6 год-1	Средняя трещина $m=2$, 10-6 год-1	Гильотинный разрыв $m=3$, 10-6 год-1
f_m^{Lp}	0,724	0,2175	0,0525	0,006
λ_{m1}^c	39,50	11,87	2,86	0,33
λ_{m2}^c	38,42	11,54	2,79	0,32
λ_{m3}^c	36,97	11,11	2,68	0,31
λ_{m4}^c	36,25	10,89	2,63	0,30
λ_{m5}^c	35,88	10,78	2,60	0,30
P	0,95			
R1	37,53	11,27	2,72	0,31
R2	36,50	10,96	2,65	0,30
R3	35,12	10,55	2,55	0,29
R4	34,43	10,34	2,50	0,29
R5	34,09	10,24	2,47	0,28

Введение скринингового контроля способствует уменьшению удельной частоты аварии и величины риска.

4.3. Оценка ущерба от аварий на подводных переходах

Существует множество определений понятия ущерб. В рамках данного исследования адаптированным понятием является несение нефтедобывающим предприятием, имеющим в эксплуатации трубопроводные переходы для преодоления подводных преград возможных потерь и материальных убытков, причиной которых является неблагоприятное событие, оказывающее негативное воздействие на функционирование используемой системы и окружающую среду. Он включает в себя финансовые потери, потери трудовых ресурсов, затраты на локализацию и ликвидацию аварии, несение социально-

экономических потерь связанных с травмированием и гибелью рабочего персонала, а так же третьих лиц, вред нанесенный окружающей среде. Расчет ущерба производится в соответствии с методическими указаниями [29].

Ущерб от аварий на ОПО может быть выражен в общем виде формулой:

$$P_a = P_{nn} + P_{ла} + P_{сэ} + P_{нв} + P_{экол} + P_{втр} , \quad (10)$$

где P_a – значение полного ущерба от аварии, руб;

P_{nn} – прямые потери организации, руб;

$P_{ла}$ – затраты на локализацию и ликвидацию аварии, в том числе затраты на расследование аварии, руб.;

$P_{сэ}$ – социально-экономические потери (затраты в случае травматизма и гибели людей), руб.;

$P_{нв}$ – косвенный ущерб, руб.;

$P_{экол}$ –экологический ущерб, руб.;

$P_{втр}$ – потери от выбытия трудовых ресурсов связанные с гибелью людей или потери ими трудоспособности.

При выполнении расчета полного ущерба не будут учитываться затраты на прямые потери организации, потери от выбытия трудовых ресурсов связанные с гибелью людей или потерей трудоспособности.

4.3.1. Косвенный ущерб

Косвенный ущерб $P_{нв}$ – сумма недополученной организацией прибыли вследствие аварии рассчитывается по формуле:

$$P_{нв} = P_{зн} + P_{нп} + P_{ш} + P_{н.п.т.л.} , \quad (11)$$

где $P_{зн}$ – заработная плата и условно-постоянные расходы за время простоя объекта, руб;

Π_{nn} – прибыль, недополученная за период простоя объекта, руб;

$\Pi_{ш}$ – убытки, вызванные уплатой различных неустоек, штрафов, пени, руб;

$\Pi_{н.п.т.л.}$ – убытки третьих лиц из-за недополученной прибыли, руб;

$\Pi_{ш}$ и $\Pi_{н.п.т.л.}$ при выполнении расчета косвенного ущерба учитываться не будут, так как штрафы, пени и убытки третьих лиц из за недополученной прибыли отсутствуют. Недополученную прибыль в результате простоя предприятия можно рассчитать по формуле:

$$\Pi_{nn} = \Delta Q_i \cdot (S_i - B_i), \quad (12)$$

где ΔQ_i – объем сырой нефти потерянной из-за аварии, м³ :

S_i – отпускная цена сырой нефти за м³, руб.

B_i – средняя себестоимость сырой нефти за м³ на дату аварии.

Стоимость сырой нефти согласно ЗАО «Интеракс» на 29.05.2019г. составляет 68,66 долларов за 1 баррель, стоимость одного доллара составляет 65,11 рублей. Отпускная цена сырой нефти за м³ составляет 27940,33 рублей, средняя себестоимость за 1м³ составляет 8138,75 рублей.

Расчет заработной платы и условно-постоянные расходы за время простоя объекта $\Pi_{зн}$ рассчитывается по формуле:

$$\Pi_{зн} = (V_{зн1} \cdot N + V_{yn}) \cdot T_{np}, \quad (13)$$

где $V_{зн1}$ – средняя заработная плата 1 сотрудника предприятия, руб./день. Данное значение было принято условно, составляет 1500 руб./день.

N – численность сотрудников не использованных по причине простоя, принято условно и равно 3 ;

V_{yn} – условно постоянные расходы, приняты условно и составляют 10 000 руб.

T_{np} – продолжительность простоя объекта, дни. Время простоя так же принято условно. В работе мы рассматриваем 5 подводных переходов с разными значениями дефектных отверстий и с разным временем затраченным на ликвидацию аварии. Результаты расчета косвенного ущерба приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Расчет косвенного ущерба с учетом объемов истекаемой нефти

Расчет косвенного ущерба				
Si, руб.	27940,33			
Vi, руб.	8138,75			
$\Delta Q_i, \text{м}^3$	843,789	7201,232	9203,8515	12302,85
Пип, руб.	16708355,39	142595772	182250801,8	243615868,5
Пзп, руб.	36250	9715	7830	7395
ВзпI, руб./день	1500			
N, сотрудников	3			
Вуп, руб./ден	10000			
Тпр, дни	2,5	0,67	0,54	0,51
Пнв, руб	16744605,39	142605487	182258631,8	243623263,5

4.3.2. Социально-экономические потери

При выполнении расчета социально-экономических потерь не будут учитываться такие параметры как затраты на компенсацию и проведение мероприятий по причине гибели персонала $\Pi_{эн}$, гибели третьих лиц $\Pi_{эмл}$, травмирование третьих лиц $\Pi_{мтл}$. Так как при построении модели аварийной ситуации данные показатели равны нулю. Расчет социально-экономических потерь производится по формуле:

$$\Pi_{сэ} = \Pi_{эн} + \Pi_{эмл} + \Pi_{мн} + \Pi_{мтл}, \quad (14)$$

Затраты по причине травмирования персонала $\Pi_{мн}$ связанные с повреждением здоровья пострадавшего при локализации и ликвидации аварии

на подводном переходе включают в себя выплату пособий по временной нетрудоспособности S_g , руб., затраты на медицинскую, социальную и профессиональную реабилитацию, S_m , руб. Затраты по причине травмирования персонала рассчитываются по формуле:

$$P_{mn} = S_g + S_{un} + S_m, \quad (15)$$

Затраты на выплату пенсий лицам, ставшим инвалидами S_{un} , руб. при выполнении расчета социально-экономических потерь учитываться не будут, так как данное значение равно нулю. Оплата расходов, связанных с повреждением здоровья пострадавшего, S_m на его медицинскую, социальную и профессиональную реабилитацию включает в себя затраты на лечение в стационаре. Данный параметр зависит от стоимости прибывания в стационаре за один день составляет, от количества проведенных дней в стационаре. Затраты на лекарственные препараты были приняты условно, зависят от вреда причиненного сотруднику (тяжести травм) при выполнении локализации и ликвидации аварии. Санаторно-курортное лечение, необходимо для восстановления работника после нанесенного вреда здоровью, а так же затраты на профессиональное переобучение.

Величина расходов на выплату пособий по временной нетрудоспособности S_b зависит от средней ежемесячной заработной платы сотрудника, количества дней установленной стойкой нетрудоспособности установленной со дня аварии, количества рабочих дней в месяц. Значения принятые для расчетов и полученные результаты социально экономических потерь указаны в таблице 12.

Таблица 12 – Параметры для расчета социально-экономических потерь

Социально-экономические потери	
Затраты на выплату пособий по временной нетрудоспособности, руб Sв	15000
Средняя ежемесячная зарплата сотрудников, руб	33000
Количество рабочих дней в месяц	22
Установленная стойкая нетрудоспособности со дня аварии, дней	10
Затраты, связанные с повреждением здоровья пострадавшего, на его медицинскую, социальную и профессиональную реабилитацию, руб. Sм	55500
Затраты на пребывание пострадавшего в стационаре, руб /день	900
Затраты на приобретение необходимых лекарственных средств, руб	2100
Количество дней в стационаре	6
Санаторно-курортное лечение, руб	40000
Затраты на профессиональное переобучение, руб	8000
Затраты на выплату пенсий лицам, ставшим инвалидами, руб Sип	отсутствуют
Затраты, связанные с травмированием персонала, руб Птп	70500
Социально-экономические потери Псэ , руб	70500

4.3.3. Затраты на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии

Расчет затрат на локализацию (ликвидацию) аварии $P_{ла}$ состоит из расходов, связанных с локализацией и ликвидацией последствий аварии $P_{л}$, которые включают в себя: затраты на электрическую или иную энергии, израсходованной при локализации и ликвидации аварии, данное значение было принято равным 8000 рублей, непредусмотренные выплаты заработной платы (премии) персоналу при локализации и ликвидации аварии равные 30000 рублей, стоимость материалов, израсходованных при локализации и ликвидации аварии составившая 35000 рублей, стоимость услуг специализированных организаций по локализации и ликвидации аварии равные 30000 рублей. Так же необходимо учитывать затраты на расследование аварии $P_{р}$, для расчета $P_{ла}$ равные 35 000 рублей. Значения для выполнения расчета приняты условно из методических указаний []. Расчет затрат на локализацию (ликвидацию) аварии $P_{ла}$ выполняется по формуле:

$$P_{ла} = P_{л} + P_{р}, \quad (16)$$

Затраты на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии входе выполнения расчета составили 138 000 рублей.

4.3.4. Расчет экологического ущерба

Для определения величины ущерба, причиненного окружающей природной среде в результате сброса в поверхностный водный объект нефти и нефтепродуктов применяется формула [28]:

$$Эв = Мсбр \cdot Бн \cdot Кэ \cdot 5, \quad (17)$$

где Эв – величина ущерба, причиненного окружающей природной среде в результате сброса в поверхностный водный объект нефти и нефтепродуктов, руб;

Мсбр – масса сброса в поверхностный водный объект одного загрязняющего вещества, т;

Бн – базовый норматив платы за сброс в поверхностный водный объект нефти и нефтепродуктов в пределах установленных лимитов, руб;

Кэ – коэффициент экологической ситуации и экологической значимости = 2 применяется в отношении территорий и объектов, находящихся под особой охраной, в нашем случае – для рыбохозяйственных водных объектов;

5 – повышающий коэффициент к ставкам платы за негативное воздействие на окружающую среду сверх установленного лимита, в нашем случае – аварийного сброса в поверхностный водный объект нефти и нефтепродуктов.

Значение базового норматива платы за сброс в поверхностный водный объект нефти и нефтепродуктов в пределах установленных лимитов взято на текущий период (2018 год) и составляет 14711,7 рублей за тонну с целью оценки экологического ущерба на текущую дату. Результаты расчета приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты расчета экологических ущербов от аварий для типовых подводных переходов магистральных нефтепроводов

Экологический ущерб $\Pi_{э}$, руб.				
Масса сброса в поверхностный водный объект одного загрязняющего вещества, т $M_{сбр}$	734,096	6265,071	8007,35	12302,85
Базовый норматив платы за сброс в поверхностный водный объект нефти и нефтепродуктов в пределах установленных лимитов, руб. B_n	14711,7			
Коэффициент экологической ситуации и экологической значимости, $K_{э}$	2			
повышающий коэффициент к ставкам платы за негативное воздействие на окружающую среду сверх установленного лимита, в нашем случае – аварийного сброса в поверхностный водный объект нефти и нефтепродуктов.	5			
Величина ущерба, причиненного окружающей природной среде в результате сброса в поверхностный водный объект нефти и нефтепродуктов, руб $\mathcal{E}в$	107998001,2	921698450	1178017310	1809958383

Суммарный ущерб рассчитывается путем сложения затрат на локализацию и ликвидацию аварии, в том числе затрат на расследование аварии, социально-экономических потерь, косвенного и экологического ущерба по формуле 10 с учетом объемов истекающей нефти из соответствующих дефектных отверстий. Результаты полученных расчетов приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Суммарный ущерб до введения скринингового контроля

Y_i	Свищ $m=0$, 10^{-6} год $^{-1}$	Малая трещина $m=1$, 10^{-6} год $^{-1}$	Средняя трещина $m=2$, 10^{-6} год $^{-1}$	Гильотинный разрыв $m=3$, 10^{-6} год $^{-1}$
$\Pi_{а}$, руб.	124951106,6	1064512437	1360484442	2053790147

Величину риска R можно оценить как произведение вероятности данного события (P_i) на величину принесенного ущерба Y_i по формуле:

$$R_i = P_i Y_i, \quad (18)$$

Результаты величины риска с учетом ущерба расчета приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Расчет риска с учетом ущерба до введения скринингового контроля

Модель	Риск год-1/км-1				Общий
1	5222,956257	10588,17295	8530,23745	3707,091215	28048,46
2	5104,252705	10345,46412	8394,189006	3629,04719	27472,95
3	4985,549154	10011,74	8135,696962	3511,981151	26644,97
4	4866,845603	9839,82071	7877,204918	3450,367447	26034,24
5	4748,142052	9708,353424	7754,761318	3394,915113	25606,17

Главной целью применения скринингового контроля является уменьшение времени на обнаружение утечки и уменьшение объемов истекающей нефти в водные объекты. В таблице 16 проведен расчет объема истекающей нефти при введении мероприятия скринингового контроля. Полученные результаты объема истекающей нефти приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Объем истекающей нефти при введении мероприятия скринингового контроля

Параметры	Свищ m=0	Малая трещина m=1	Средняя трещина m=2	Гильотинный разрыв m=3
$S_{эфф} / S_0$	0	0,0072	0,0448	0,179
S_0 (площадь сечения трубы), м ²	1,22	1,22	1,22	1,22
$S_{эфф}$ (площадь дефектного отверстия), м ²	1×10^{-4}	$8,8 \times 10^{-3}$	0,0547	0,2183
T_1 , ч	6	4	0,05	0,0008
V_1 , м ³	101,34	200,87	271	251
T_2 , ч	0,08			
V_2 , м ³	0,6918	49,4320	273,1515	1238,4

Продолжение таблицы 16

$T_{3,ч}$	12			
$V_3, м^3$	32,3714	2330,9	3505,2	3505,2
$V_{общ}$	134,4	2580	4049,3	4994,6

Применение скринингового контроля позволяет сократить время на обнаружение утечки и уменьшить объемы истечения нефти из дефектного отверстия, уменьшить ущерб. Результаты расчета ущерба при введении скринингового контроля значительно уменьшились. Полученные результаты приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Суммарный ущерб при введении скринингового контроля

Y_i	Свищ $m=0$, 10^{-6} год $^{-1}$	Малая трещина $m=1$, 10^{-6} год $^{-1}$	Средняя трещина $m=2$, 10^{-6} год $^{-1}$	Гильотинный разрыв $m=3$, 10^{-6} год $^{-1}$
Па, руб.	20107001,99	381525109,60	598662635,49	738384366,57

Применение скринингового контроля при снижении ущерба приводит к уменьшению величины риска. Результаты расчета приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Расчет риска с учетом ущерба после введения скринингового контроля

Модель	Риск год-1/км-1				Общий
	1	2	3	4	
1	840,4726833	3794,839503	3753,614725	1332,783782	9721,711
2	821,3710314	3707,851778	3693,748461	1304,725176	9527,696
3	802,2693795	3588,24	3580,00256	1262,637267	9233,153
4	783,1677276	3526,627351	3466,25666	1240,485736	9016,537
5	764,0660757	3479,509	3412,377022	1220,549358	8876,501

Оценим эффективность затрат для скринингового контроля.

Размерность эффективных затрат ($E_{Z,j}$) (конкретного мероприятия) определяется как:

$$E_{Z,j} = Z_j / K_{R,j}, \quad (19)$$

где Z_j – затраты для конкретного мероприятия составляют 250000 руб.

$K_{R,j}$ – Коэффициент эффективности для конкретного мероприятия принят экспертным путем, равен 0,5.

$$E_{Z,j} = 250000 / 0,5 = 500000 \text{ руб.}$$

Оценим окупаемость мероприятия.

Срок окупаемости мероприятий (T_{ji}) по снижению конкретных рисков (R_i) определяется как:

$$T_{ji} = E_{Z,ji} / R_i, \quad (20)$$

где $E_{Z,ji}$ – эффективные затраты;

R_i – риск для каждой модели.

Результаты выполненных расчетов приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Срок окупаемости мероприятий по снижению рисков для каждой модели.

Параметр	Значение	Модель				
		1	2	3	4	5
		$R_i, \text{руб} \times \text{год}^{-1} \times \text{км}^{-1}$				
Z_j	250000	28048,46	27472,95	26644,97	26034,24	25606,17
$K_{R,j}$	0,5	Т _{ji} , лет				
$E_{Z,ji}$	500000	5,9	6,0	6,3	6,4	6,5

Вывод

Согласно полученным результатам срок окупаемости введения скринингового контроля для выполнения мониторинга истечения нефти из подводного перехода нефтепровода составит 5,9–6,5 лет.

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

5.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Выпускная квалификационная работа по теме «Прогнозирование и предупреждение разгерметизации нефтепровода в местах перехода через водные объекты» реализуется в рамках научно-исследовательской работы для нефтедобывающих предприятий имеющие в эксплуатации для транспортировки подводные переходы, Главного управления МЧС России по Томской области. Цель научной работы состоит в разработке рекомендаций по смягчению рисков возникновения аварий на подводных переходах. Подводный переход – представляет собой участок линейной части магистрального нефтепровода, пересекающий водную преграду и уложенный, как правило, с заглублением в дно водоема (реки, озера, канала, водохранилища и т.д.), поэтому разработка расчетов рисков и рекомендаций является актуальной задачей в наши дни.

Исследования в данном вопросе, в получение данных по расчетам рисков и разработка рекомендаций по решению проблемы аварий на подводных переходах Томской области интересны нефтедобывающим предприятиям имеющим в эксплуатации подводные переходы, сотрудникам Главного управления МЧС России по Томской области и представителям нефтяных организаций.

Подобного рода работы по разработке рекомендаций и расчетов рисков на подводных переходах Томской области ранее не проводилось. Решением данной проблемы ранее всерьез никто не занимался, поэтому моя выпускная квалификационная работа сможет помочь в предотвращении возникающих угроз на подводных переходах.

5.1.2. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. В таблице 20 приведена оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок).

Таблица 20 – Оценочная карта для сравнения конкурентных решений проекта

Критерии	Вес критерия	Баллы				Конкурентоспособность			
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	Б _{к3}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}	К _{к3}
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Технические критерии оценки ресурсоэффективности									
Простота	0,05	5	2	4	1	0,3	0,2	0,1	0,05
Потребность в ресурсах памяти	0,05	4	3	3	4	0,5	0,4	0,7	0,9
Надежность	0,1	5	4	3	5	0,25	0,15	0,1	0,15
Точность	0,1	0,3	2	4	4	0,8	1,3	1	1
Четкость анализа	0,2	0,4	2	5	3	0,7	0,5	0,6	0,8
Малая трудоемкость	0,2	2	3	3	5	0,6	0,5	0,6	1
Экономические критерии оценки эффективности									
Стоимость	0,1	5	2	4	1	0,75	0,5	0,4	0,1
Конкурентоспособность	0,2	5	3	4	4	0,5	0,4	0,3	0,5
Итого	1	26,7	21	30	27	4,4	3,95	3,8	4,5

Где сокращения: Б_ф – экспертный метод; Б_{к1} – статистический метод; Б_{к2} – аналитический метод; Б_{к3} – комбинированный метод.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \times B_i, \quad (21)$$

где P_{cp} – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

$$P_{cp} = \sum B_i \times B_i = 42,4, \quad (22)$$

Перспективность проекта – средняя. Необходимо увеличить качество исследования, повысить точность и достоверность результатов.

5.1.3. SWOT- анализ

SWOT-анализ – это комплексный анализ научно-исследовательского проекта.

SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

В таблицах ниже, представлен SWOT-анализ сильных и слабых сторон проекта, выявление возможностей и угроз для реализации проекта.

SWOT- анализ представлен в таблице 21.

Таблица 21 – SWOT- анализ

Глава 1. 1	Глава 2. 2	Глава 3. 3
	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1.Наличие квалифицированного персонала.</p> <p>С2.Впервые решение данной проблемы затрагивается на высоком уровне.</p> <p>С3.Проект востребован у нефтедобывающих предприятий имеющие в эксплуатации для транспортировки нефти подводные переходы, сотрудникам ГУ МЧС России по Томской области и организаций у которых имеются подводные переходы.</p> <p>С4.Привлечение сторонних специалистов для решения данной проблемы.</p> <p>С5.Отсутствие затрат на создание проекта.</p> <p>С6.Большое количество доступной литературы по данной тематике.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1.Отсутствие финансирования в дальнейшем для реализации проекта.</p> <p>Сл2.Отсутствие опыта в решении данной проблемы у собственных исполнителей.</p> <p>Сл3.Отсутствие необходимой инфраструктуры.</p>

Продолжение таблицы 21

1	2	3
<p>Возможности: В1.Использование инновационной инфраструктуры ТПУ В2.Появления спроса на проект в иных регионах. В3.Организационная поддержка проекта со стороны экологов. В4. Возможность реализации проекта на РНУ Парабель В5.Финансирование проекта со стороны государства и организаций с подводными переходами.</p>	<p>Научным руководителем моего проекта является доцент, кандидат технических наук, который может помочь с инновационной инфраструктурой ТПУ. Проблемы в привлечении инновационной инфраструктуры в нужном направлении. Сотрудники нефтяных организаций могут не понять и не принять решения проблемы при помощи инновационной инфраструктуры ТПУ. Для привлечения серьезных инновационных технологии требуется вложение денежных средств.</p>	<p>Отсутствие финансирования повлияет на использование инновационной структуры. Отсутствие знаний применения инновационных технологии в решении данной проблемы.</p>

Продолжение таблицы 21

1	2	3
	<p>Проблема затрагивается на высоком уровне, что подразумевает применение мощных технических средств, инновационных технологий, что будет пользоваться спросом данное решение проблемы.</p> <p>Спросом на решении задач пользуются актуальные и известные проблемы человечества.</p> <p>Привлечение сотрудников из нефтяных организаций придаст большой спрос проекту.</p> <p>Чем больше литературных данных по этой проблеме, тем больше будет методов и подходов для решения поставленных задач.</p>	

Продолжение таблицы 21

1	2	3
	<p>Загрязнение окружающей среды – проблема, которая всегда актуальна и интересна экологам. Задачи и проблемы, решаемые сотрудниками нефтедобывающих предприятия, МЧС и экологов пересекаются и взаимосвязаны.</p> <p>Данный проект в будущем будет применим к Томским подводным переходам, так как используется обширная информационная и нормативная база данных, привлекаются квалифицированные специалисты с нефтедобывающих предприятий, ГУ МЧС России по Томской области и ученые ТПУ.</p>	
<p>Угрозы: У1.Отсутствие помощи со стороны местных властей. У2.Неодобрение данного проекта сотрудниками ГУ МЧС России по Томской области и руководителей нефтяных организаций.</p>	<p>Большие затраты на реализацию проекта могут оттолкнуть сотрудников МЧС и руководителей нефтяных организаций в работе над проектом. Загрязнение окружающей среды – проблема людей, которая требует больших финансовых вложений. Без помощи местных властей</p>	<p>Отсутствие заинтересованных лиц в данном проекте из-за большого привлечения денежных средств. Отсутствие опыта в решении данной проблемы не сможет привести к желаемому результату. Решение экологических проблем и чрезвычайных</p>

Продолжение таблицы 21

1	2	3
У3.Изменение законодательной базы по решению данной проблемы. У4.Отсутствие заинтересованности у основных потребителей.	проект не реализуется, насколько актуальна проблема не была, и какие специалисты не привлекались. Методы для решения данной проблемы могут не принять сотрудники МЧС, руководителями нефтедобывающих предприятий	ситуации не может осуществиться без работы с законодательной базой.

Выявим соответствия сильных и слабых сторон научно исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Данное соответствие или несоответствие помогут выявить потребность в проведении стратегических изменений. Для этого построим интерактивные матрицы проекта, приведенные в таблице 22.

Таблица 22. – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта							
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5	C6
	B1	+	-	-	0	-	+
	B2	0	+	+	0	0	+
	B3	+	-	+	+	+	+
	B4	+	+	+	+	+	+
	B5	+	-	+	+	+	+

Проведя анализ данной интерактивной таблицы приведенной в таблице 23, выявлены следующие возможности и сильные стороны проекта:

B1C1C3C6;B2C2C3C6;B3C1C3C4C5C6;B4C1C2C3C4C5C6;B5C1C3C4C5C6

Таблица 23 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	-	-	-
	B2	-	-	-

Продолжение таблицы 23

	B3	-	+	+
	B4	-	0	+
	B5	-	+	+

При анализе интерактивной таблицы приведенной в таблице 24 можно выявить следующие возможности и слабые стороны проекта:

B3Сл2Сл3;B4Сл3;B5Сл2Сл3

Таблица 24 –Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта							
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5	C6
	У1	-	+	-	-	-	0
	У2	-	0	-	+	-	0
	У3	0	-	-	0	-	-
	У4	-	-	-	-	-	0

Проведя анализ интерактивной матрицы проекта в таблицы 25 выявлены следующие возможности и сильные стороны проекта:

У1С2;У2С4

Таблица 25 –Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	+	+	+
	У2	+	+	0
	У3	0	-	-
	У4	+	+	+

При анализе данной интерактивной таблицы можно выявить следующие возможности и слабые стороны проекта:

У1Сл1Сл2Сл3;У2Сл1Сл2;У4Сл1Сл2Сл

Такие стороны как: наличие квалифицированного персонала, проект востребован у сотрудников ГУ МЧС России по Томской области и организаций у которых имеются подводные переходы, отсутствие затрат на выполнение, и не смотря на слабые стороны проекта возможность реализовать проект имеется.

5.1.4. Оценка готовности коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных заданий для ее проведения (или завершения). Для этого необходимо заполнить специальную форму, содержащую показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциями научного проекта. Перечень вопросов приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1.	Определен имеющийся научно-технический задел	4	3
2.	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	4	5
3.	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	4	5
4.	Определена товарная форма научно технического задела для представления на рынок	4	4
5.	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	3	4
6.	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	3	3
7.	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	3	3
8.	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	1	2
9.	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	2

Продолжение таблицы 26

10.	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	2	2
11.	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	2	2
12.	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	3	3
13.	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	1	1
14.	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	2	2
15.	Проработан механизм реализации научного проекта	2	2
	ИТОГ БАЛЛОВ	41	43

При проведении анализа по таблице, приведенные выше, по каждому показателю ставится оценка по пятибалльной шкале. При этом система измерения по каждому направлению (степень проработанности научного проекта, уровень имеющихся знаний у разработчика) отличается. Так, при оценке степени проработанности научного проекта 1 балл означает не проработанность проекта, 2 – слабую проработанность, 3 балла – выполнено, но в качестве не уверен, 4 балла – выполнено качественно, 5 баллов – имеется положительное заключение эксперта. Для оценки уровня имеющихся знаний у разработчика система баллов принимает следующий вид: означает не знаком или мало знаю, 2 – в объеме теоретических знаний, 3 – знаю теорию и практические примеры применения, 4 – знаю теорию и самостоятельно выполняю, 5 – знаю теорию, выполняю и могу консультировать. Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i \quad (23)$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению;

B_i – балл по i -му показателю.

Согласно полученному значению $B_{\text{сум}}$ можно определить меру готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Степень проработанности составляет 41 балл, уровень имеющихся знаний у разработчика 43 балла, исходя из полученных баллов можно сделать вывод о том, что мера готовности разработки и ее разработчика имеет среднюю перспективу.

Для улучшения меры готовности научной разработки к коммерциализации, необходимо привлечение к данной работе организаций специализирующихся на нефтедобыче и осуществляющие транспортировку нефти с применением транспортировки нефти с помощью трубопроводного транспорта, для своевременного получения необходимых данных для проведения исследования и возможность получения консультаций от компетентных специалистов непосредственно задействованных в работе нефтедобывающих предприятий.

5.1.5. Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования

При коммерциализации научно-технических разработок продавец (а это, как правило, владелец соответствующих объектов интеллектуальной собственности), преследует вполне определенную цель, которая во многом зависит от того, куда в последующем он намерен направить (использовать, вложить) полученный коммерческий эффект.

Это может быть получение средств для продолжения своих научных исследований и разработок (получение финансирования, оборудования, уникальных материалов, других научно-технических разработок и т.д.), одноразовое получение финансовых ресурсов для каких-либо целей или для

накопления, обеспечение постоянного притока финансовых средств, а также их различные сочетания. При этом время продвижения товара на рынок во многом зависит от правильности выбора метода коммерциализации.

В качестве метода коммерциализации объекта исследования для обоснования его целесообразности был использован метод инжиниринга, который применяется как самостоятельный вид коммерческих операций предполагает предоставление на основе договора инжиниринга одной стороной, именуемой консультантом, другой стороне, именуемой заказчиком, комплекса или отдельных видов инженерно-технических услуг, связанных с проектированием, строительством и вводом объекта в эксплуатацию, с разработкой новых технологических процессов на предприятии заказчика, усовершенствованием имеющихся производственных процессов вплоть до внедрения изделия в производство и даже сбыта продукции.

5.2.Инициация проекта

Группа процессов инициации состоит из процессов, которые выполняются для определения нового проекта или новой фазы существующего. В рамках процессов инициации определяются изначальные цели и содержание и фиксируются изначальные финансовые ресурсы. Определяются внутренние и внешние заинтересованные стороны проекта, которые взаимодействуют и влияют на общий результат научного проекта.

5.2.1. Цели и результат проекта

В таблице 27 представлены заинтересованные стороны проекта и ожидания заинтересованных сторон.

Таблица 27 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
Администрация Томской области/Нефтедобывающие компании	Расчет рисков возникновения аварии при эксплуатации подводных переходов Разработка рекомендаций по предотвращению аварий

Информация об иерархии целей проекта и критериях достижения целей представлена в таблице 28.

Таблица 28. – Цели и результат проекта

Цели проекта	Разработка рекомендаций для уменьшения вероятности возникновения ЧС, расчет рисков, для подводных переходов.
Ожидаемые результаты проекта	С помощью расчета рисков, возможно, предотвратить возникновения аварий и снизить воздействие внешних негативных факторов на окружающую среду при эксплуатации подводных переходов. Разработать рекомендации и тем самым определить действия для минимизации вероятности ЧС.
Критерии приемки результата проекта	Эффективность в отношении предотвращения рисков и поддержание стабильной работы технологического оборудования магистрального нефтепровода. Удобство методики в эксплуатации, большой спрос на проект.
Требования к результату проекта	Выполнение проекта в срок
	Эффективность расчетов
	Стабильность работы технологического оборудования
	Удобство методики в эксплуатации
	Универсальность метода
	Спрос на проект

5.2.2. Организационная структура проекта

Организационная структура проекта представлена в таблице 29.

Таблица 29– Рабочая группа проекта

№	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудозатраты, час.
1	Пацук Антон Владимирович	Исполнитель проекта	Работа над реализацией проекта	800
2	Ларионова Екатерина Владимировна	Руководитель проекта	Координация деятельности работы и оказание помощи в реализации проекта	100
Итого:				900

В ходе реализации научного проекта, помимо магистранта задействован руководитель магистерской диссертации.

5.2.3. Ограничения проекта

Ограничения проекта – это все факторы, которые могут послужить ограничением степени свободы участников команды проекта, а так же «границы проекта» – параметры проекта или его продукта, которые не будут реализованы в рамках данного проекта. Факторы, ограничения и допущения представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Ограничение проекта

Фактор	Ограничения/допущения
Бюджет проекта	Отсутствует
Источник финансирования	Не нуждается в финансировании
Сроки проекта	С 1.02.19-1.06.19 г.
Дата утверждения плана управления проектом	25.01.2019 г.
Дата завершения проекта	15.05.2019 г.
Прочие ограничения и допущения	Ограничения по времени работы участников проекта

5.3. Планирование научно-исследовательских работ

5.3.1. Структура работ в рамках научного исследования

В таблице 31 приведены основные этапы работ и ее исполнение среди исполнителей.

Таблица 31 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

1	2	3	4
Основные этапы	№ Раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Создание темы проекта	1	Составление и утверждение темы проекта	Научный руководитель
	2	Анализ актуальности темы	
Выбор направления исследования	3	Поиск и изучение материала по теме	Студент
	4	Выбор направления исследований	Научный руководитель, студент
	5	Календарное планирование работ	
Теоретические исследования	6	Изучение литературы по теме	Студент
	7	Подбор нормативных документов	
	8	Составление блок-схем, таблиц	
Практические исследования	9	Проведение лабораторных работ	Научный руководитель, студент
	10	Проведение расчетов по теме	
	11	Создание методов решения предложенной проблемы по теме	Студент
Оценка полученных результатов	12	Оценка и анализ предложенных методов	Научный руководитель
	13	Эффективность предложенных методов по решению проблемы	Научный руководитель, студент

5.3.2. Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения

ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (24)$$

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

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

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

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (25)$$

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

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

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

5.3.3. Разработка графика проведения научного исследования

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

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

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (26)$$

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

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

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

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (27)$$

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

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

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

Согласно данным производственного и налогового календаря на 2019 год, количество календарных дней составляет 365 дней, количество рабочих дней составляет 247 дней, количество выходных – 118 дней, рассчитываем по формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,47, \quad (28)$$

$$k_{\text{кал}} = 1,47.$$

Все полученные значения заносим в таблицу 32. Строим календарный план-графи. График строится для максимального по длительности исполнения работ, в рамках научно-исследовательского проекта с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования. При этом работы на графике выделяем различной штриховкой в зависимости от исполнителей.

Календарный план график проведения приведен в таблице 33.

Таблица 32 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ									Исполнители	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}			Длительность работ в календар-ных днях T_{ki}		
	t_{min} , чел-дни			t_{max} , чел-дни			$t_{ожи}$, чел-дни									
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Составление и утверждение темы проекта	2	2	2	5	5	5	3,2	3,2	3,2	Руководитель	3	3	3	5	5	5
Выдача задания для работы над проектом	1	1	1	2	2	2	1,8	1,8	1,8	Руководитель	2	2	2	3	3	3
Постановка цели и задачи	1	1	1	2	2	2	1,8	1,8	1,8	Руководитель	2	2	2	3	3	3
Календарное планирование работ	3	1	2	5	2	4	3,8	1,8	2,8	Руководитель, студент	2	1	1,5	3	1	2
Поиск и изучение материала по теме	7	6	7	10	8	10	8,2	6,8	8,2	Студент	8	7	8	12	10	12
Подбор необходимого материала и анализ существующих разработок	14	14	14	17	17	17	15,2	15,2	15,2	Студент	15	15	15	23	23	23
Проведение теоретических обоснований	7	7	7	9	9	9	7,8	7,8	7,8	Студент	8	8	8	12	12	12
Анализ конкурентных методик	5	5	5	7	7	7	5,8	5,8	5,8	Студент	6	6	6	9	9	9
Выбор наиболее подходящей и перспективной методики	3	2	3	5	4	3	3,4	2,4	3,4	Студент	3	1	3	4	2	4
Согласование полученных данных с научным руководителем	2	1	2	5	3	4	3,2	1,8	2,8	Руководитель, студент	1,5	1	1,5	2	1	2
Оценка и анализ полученных результатов	2	2	2	3	3	3	2,4	2,4	2,4	Студент	2,5	2,5	2,5	4	4	4
Заключение по исследованию	1	1	1	2	2	2	1,4	1,4	1,4	Студент	2	2	2	3	3	3
Составление пояснительной записки к работе	4	4	4	6	6	6	4,8	4,8	4,8	Студент	5	5	5	7	7	7

Таблица 33 – Календарный план-график проведения НИОКР

№ Работ	Вид работ	Исполнители	Т _{кi} , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ										
				март			апрель			май				
				1	2	3	1	2	3	1	2	3		
1	Составление и утверждение темы проекта	Руководитель	5	■										
2	Выдача задания для работы над проектом	Руководитель	3	■										
3	Постановка цели и задачи	Руководитель	3	■										
4	Календарное планирование работ	Руководитель, Студент	3		■									
5	Поиск и изучение материала по теме	Студент	12		■	■								
6	Подбор необходимого материала и анализ существующих методик	Студент	23			■	■	■						
7	Проведение теоретических обоснований	Студент	12						■	■				
8	Анализ конкурентных методик	Студент	9							■	■			
9	Выбор наиболее подходящей и перспективной методики	Студент	4									■		
10	Согласование полученных данных с научным руководителем	Руководитель, Студент	2									■		
11	Оценка полученных результатов	Студент	4									■		
12	Заключение по исследованию	Студент	3									■		
13	Составление пояснительной записки к работе	Студент	7										■	■

Штриховка ■ – студент; ■ – руководитель

5.4. Расчет материальных затрат НИ

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расxi}, \quad (29)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расxi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы. Транспортные расходы не считаются, так как объем мал. Расчет материальных затрат указан в таблице 34.

Таблица 34 – Материальные затраты

Наименование	Марка, размер	Кол-во, шт.	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Бумага	«Снегурочка», А4, 500 листов	2	224	448
Шариковая авторучка	«Erich Krause» синяя	2	30	60
Карандаш	«Конструктор» твердый	2	9	18
Ластик	«Erich Krause»	1	55	55
Папка	«Erich Krause», синяя	1	12	12
Всего за материалы				593
Итого				593

5.4.1. Основная и дополнительная заработная плата исполнителей темы

В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 –30 % от тарифа или оклада. Расчет основной заработной платы сводится в таблице 35.

Таблица 35 – Расчет основной заработной платы

№ п/п	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.			Зарботная плата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб.			Всего заработная плата по тарифу (окладам), тыс. руб.		
			Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1.	Составление и утверждение темы проекта	Руководитель	2	2	2	3,6	3,6	3,6	7,2	7,2	7,2
2.	Выдача задания для работы над проектом	Руководитель	1	1	1	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
3.	Постановка цели и задачи	Руководитель	1	2	1,5	0,8	0,8	0,8	0,8	1,6	1,2
4.	Календарное планирование работ	Руководитель, студент	2	1	1,5	4,4	4,4	4,4	8,8	4,4	6,6
5.	Поиск и изучение материала по теме	Студент	7	9	8	0,8	0,8	0,8	5,6	7,2	6,4
6.	Подбор материала и анализ существующих методик	Студент	14	15	15	0,8	0,8	0,8	11,2	12	12
7.	Проведение теоретических обоснований	Студент	8	8	8	0,8	0,8	0,8	6,4	6,4	6,4
8.	Анализ конкурентных методик	Студент	5	6	5	0,8	0,8	0,8	4	4,8	4

Продолжение таблицы 35

9.	Выбор наиболее перспективной и подходящей методики	Студент	3	1,5	3	4,4	4,4	4,4	13,2	5,9	13,2
10.	Согласование полученных данных с научным руководителем	Руководитель, Студент	2	1	1,5	4,4	4,4	4,4	8,4	2,4	5,6
11.	Оценка полученных результатов	Студент	2	2,5	3	0,8	0,8	0,8	1,6	2	2,2
12.	Заключение по исследованию	Студент	2	2	2	0,8	0,8	0,8	1,6	1,6	1,6
13.	Составление пояснительной записки к работе	Студент	6	5	6	0,8	0,8	0,8	4,8	4	4,8
Итого:									65,6	63,9	75,6

Проведем расчет заработной платы относительно того времени, в течение которого работал руководитель и студент. Принимая во внимание, что за час работы руководитель получает 450 руб, а студент 100 руб. (рабочий день 8 часов).

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (30)$$

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

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

Максимальная основная заработная плата руководителя (доктора наук) равна, примерно, 40000 руб., а студента 23000 руб.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, \quad (31)$$

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

Таким образом, заработная плата руководителя равна 46000 руб. студента – 26450 руб.

5.4.2. Отчисления на социальные нужды

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}), \quad (32)$$

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

На 2019 г. в соответствии с Налоговым кодексом РФ, Главы 34, статья 426 отчисление на социальные нужды будут составлять:

- в пенсионный фонд на ОПС 22 %;
- в фонд обязательного медицинского страхования 5,1 %.
- в фонд социального страхования 2,9 %

Так же, согласно Федеральному закону № 125 устанавливает обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний и определяет порядок возмещения вреда, причиненного жизни и здоровью работника при исполнении им обязанностей по трудовому договору и в иных установленных настоящим Федеральным законом случаях. Согласно Приказу МПР №851н Научные исследования и разработки в области естественных и технических наук, код ОКВЭД 72.1 относиться к I классу профессионального риска, берется отчисления 0,2 %.

Согласно выше сказанному итоговое отчисление в внебюджетные фонды составит 30,2%

Согласно этому, $k_{внеб} = 0,302$, расчеты приведены в таблице 36.

Таблица 36 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Дополнительная заработная плата, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Руководитель проекта	40000	22700	33200	6000	3405	4950
Студент-дипломник	23000	14200	15700	3450	2130	2355
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,302					
Итого:						
Исполнение 1	21879,9 руб.					
Исполнение 2	12815,4 руб.					
Исполнение 3	16973,9 руб.					

5.4.3. Накладные расходы

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

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\sum \text{статей}) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (33)$$

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

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%. Таким образом, наибольшие накладные расходы равны:

при первом исполнении $Z_{\text{накл}}=97930,9 \cdot 0,16=15668,9$ руб.

при втором исполнении $Z_{\text{накл}}=86911,4 \cdot 0,16=13905,8$ руб.

при третьем исполнении $Z_{\text{накл}}=104524,9 \cdot 0,16=16723,9$ руб.

5.4.4. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

В таблице 37 приведен итоговый бюджет затрат научно-исследовательского проекта.

Таблица 37 – Расчет бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	
Материальные затраты НТИ	593	593	593	Пункт 3.4.1
Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	0	0	0	Пункт 3.4.2
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	65600	63900	75600	Пункт 3.4.3
Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей	9840	9585	11340	Пункт 3.4.3
Отчисления на социальные нужды	21879,9	12815,4	16973,9	Пункт 3.4.4
Накладные расходы	15668,9	13905,8	16723,9	16 % от суммы ст. 1-5
Бюджет затрат НТИ	113599,8	100817,2	121248,8	Сумма ст. 1- 6

5.4.5. Оценка сравнительной 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 ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a, \quad I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i b_i^p \quad (34)$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;

a_i – весовой коэффициент i -го параметра;

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

n – число параметров сравнения. Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в таблице 38.

Таблица 38 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения

По категории	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,1	5	4	4
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителя)	0,15	5	2	2
3. Помехоустойчивость	0,15	4	3	4
4. Энергосбережение	0,20	4	3	3
5. Надежность	0,25	4	4	4
6. Материалоемкость	0,15	4	3	3
Итого	1	4,25	3,9	40,5

$$I_{mn} = 5 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,20 + 4 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,15 = 4,25$$

$$\text{Аналог 1} = 4 \cdot 0,1 + 2 \cdot 0,5 + 3 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,20 + 4 \cdot 0,25 + 3 \cdot 0,15 = 3,9$$

$$\text{Аналог 2} = 4 \cdot 0,1 + 2 \cdot 0,5 + 4 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,20 + 4 \cdot 0,25 + 3 \cdot 0,15 = 4,05$$

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет понять и выбрать более эффективный вариант решения поставленной в магистерской диссертации технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

Исходя из полученных результатов интегрального показателя ресурсоэффективности, можно сделать вывод о том, что разрабатываемый технический проект имеет ряд преимуществ согласно метода экспертной оценки и является наиболее ресурсоэффективным.

Вывод

В ходе данной работы была проведена оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведение научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения. Были рассмотрены сильные и слабые стороны проекта, которая дает общее представление конкурентоспособности разработки определения рисков негативного влияния.

Составлен план-график реализации проекта, для расчетов затраченных расходов, по реализации проекта. Диаграмма Ганта наглядно показывает временные рамки реализации проекта, позволяющее структурно выполнять исследование

Так же определено планирование научно-исследовательских работ. Рассчитаны основная заработная плата исполнителей, подсчитаны накладные расходы, а так же бюджет затрат. При этом, наименьший бюджет затрат НИ 100817,2 руб., наибольший 121248,8 руб.

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Научно-исследовательская работа направлена на разработку методики уменьшения риска возникновения аварийных разливов при транспортировке нефти трубопроводным транспортом через подводные переходы.

Объектом исследования является уменьшение риска эксплуатации нефтепроводов через водные объекты за счет применения скринингового контроля.

В данном разделе выпускной квалификационной работы будут рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, влияющие на работоспособность специалиста проверяющего подводные переходы. Рабочее место находится в помещении, расположенное в кабинете предупреждения чрезвычайных ситуаций.

Специалист, проверяющий подводные переходы контролирует соблюдение законодательных норм на рабочих местах, разрабатывает Планы ликвидации аварийного разлива нефти (ПЛАРНы) и паспорта безопасности, разрабатывает инструкции с отображением в них безопасных методов и приемов работ, инструктирует персонал обслуживающий подводные переходы и взаимодействует с государственными органами.

В кабинете имеется техника и различные объекты, с которыми можно взаимодействовать:

Персональные компьютеры (ПК) – компьютер, предназначенный для многофункционального использования, который состоит из монитора, системного блока, клавиатуры, мыши и соединительных проводов, предназначенных для подключения между различными устройствами: телефоны и факсы, принтеры и сканеры, столы и стулья, кондиционер, огнетушитель.

Схема помещения представлена на рисунке 10 кабинет предупреждения чрезвычайных ситуаций относится к классу помещений без повышенной

опасности, так как отсутствуют условия создания повышенной или особо повышенной опасности.

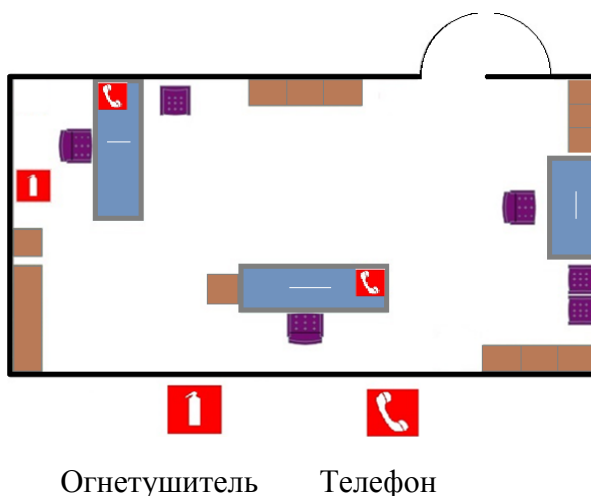


Рисунок 10 – План кабинета предупреждения ЧС

Кабинет предупреждения чрезвычайных ситуаций также оснащен противопожарной сигнализацией и датчиками дыма, которые мгновенно передают сигналы в единую диспетчерскую службу о возникновении пожара в этом здании.

6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Правоотношения в сфере охраны труда между специалистом, проверяющим подводные переходы, и работодателем регулируются Трудовым кодексом № 197-ФЗ «Трудовой кодекс Российской Федерации» принятым 30.12.2001 г., (вступившим в силу с 1.02.2002г.) и издаваемыми в соответствии с ним законодательными и иными нормативно-правовыми актами []. Он определяет основные обязанности, права и ответственность нанимателей и работников, устанавливает гарантии права работников на охрану труда, регламентирует деятельность службы охраны труда, устанавливает функции государства в этой области, предусматривает систему государственного

надзора и контроля по соблюдению законодательства об охране труда и общественный контроль в этой области.

Для соблюдения эргономических требований к рабочему месту специалиста, проверяющему подводные переходы, учитываются требования к рабочим местам при выполнении работ в положении сидя, которые указаны в ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ «Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [31]. Неотъемлемой частью работы специалиста является работа за персональным компьютером для выполнения которой необходимо соблюдение гигиенических требований к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы указанные в СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [32].

6.1.1. Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства.

Согласно ТК РФ, N 197 -ФЗ работнику предоставляется рабочее место соответствующее требованиям охраны труда. В соответствии с требованиями действующего ФЗ N 426 от 28.12.2013 « О специально оценке условий труда» работодатель сроком до 31.12.2018 г. обязан провести специальную оценку условий труда каждого рабочего места, по результатам которой определяется класс условий труда, мероприятия направленные на улучшения условий труда работников, возможные компенсации за выполнение трудовой деятельности. Трудовые отношения между работодателем и работником регулируются трудовым договором, который заключается при приеме на работу с назначением испытательного срока в количестве 3 месяцев. Трудовой договор составляется с соблюдением требований указанных в ТК РФ. При заключении трудовых отношений работником предоставляются персональные данные необходимые для заключения трудового договора, с письменным согласием на их обработку. Их сохранность регулируется главой 14 «Защита персональных данных», статьей 86 ТК РФ.

При приеме на работу сотрудник получает достоверную информацию от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов. Трудовая неделя специалиста проверяющего подводные переходы составляет 5 дней.

Работодателем предоставляется работнику два выходных дня в неделю. В соответствии с трудовым распорядком рабочий день составляет 8 часов без учета времени на обеденный перерыв. Перерыв для отдыха и питания составляет 1 час. Работодателем предоставляется ежегодный оплачиваемый отпуск в количестве 30 календарных дней. Выполнение сверхурочных работ производится с письменного согласия специалиста.

Работодателем производится обязательное социальное страхование работника. При наступлении страхового случая выплаты работнику производятся из фонда социального страхования.

Работодатель обеспечивает специалиста, проверяющего подводные переходы, средствами индивидуальной защиты (СИЗ) в соответствии с п.336 Приказа N970н "Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением".

Специалист проходит первичный при приеме на работу и периодический медосмотры, которые организуются работодателем с соблюдением требований приказа Министерства здравоохранения и социального развития РФ от 12 апреля 2011 г. N 302н.

Проводится обучение специалиста безопасным методам и приемам работ с учетом требований постановления 1/29 «Об утверждении Порядка

обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций».

6.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя

Рабочее место специалиста должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.032-78 [31]. Специалист, как и другой рабочий персонал, имеют сидячее положение. При работе в сидячем положении рекомендуются параметры рабочего пространства: ширина - не менее 700 мм; высота рабочей поверхности - 700 мм над уровнем пола. Под рабочей поверхностью должно быть предусмотрено пространство для ног: высота - не менее 650 мм; ширина - не менее 500 мм; глубина - не менее 650 мм.

Длина кабинета составляет 5 метров, ширина – 4,5 метров. Площадь помещения составляет – 22,5 м². При высоте – 2,6 м объем помещения составляет – 58,5 м³. В кабинете согласно штатному расписанию работает 3 человека. Таким образом, на каждого работающего приходится по 7,5 м² площади помещения, что удовлетворяет санитарным нормам (наименьшее допустимое значение равно 4,5 м²). После окончания работы проводится влажная уборка помещения.

Проведя анализ вредных и опасных производственных факторов на рабочем месте специалиста по проверке подводных переходов, можно уверенно утверждать, что в данном помещении соблюдаются все требования нормативных документов, что является подтверждением безопасности данного места работы. Явных и видных нарушений на рабочем месте не выявлено, угрозы для жизни и здоровья людей не наблюдается.

6.2. Производственная безопасность

Кабинет расположен на 4-ом этаже пятиэтажного здания и относится к помещениям 3а категории: помещения с массовым пребыванием людей, в которых люди находятся преимущественно в положении сидя без уличной одежды, из ГОСТ 30494-96 (здания жилые и общественные, параметры микроклимата в помещениях). В кабинете имеется приточная вентиляция, с помощью которого воздух циркулирует в здании, и кондиционер, при помощи которого происходит охлаждение воздуха до нужной температуры. Ежедневно в кабинете производят влажную уборку и убирают мусор. Отопление осуществляется посредством системы центрального водяного отопления. Помещение характеризуется как объект с минимальным выделением пыли и не имеет потенциально опасного производства.

6.2.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования

Для идентификации потенциальных факторов используется ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [33]. В таблице 39 указаны возможные опасные и вредные производственные факторы оказывающих влияние на рабочем месте на специалиста по проверке подводных переходов.

Таблица 39 - Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разрабо тка	Изготов ление	Эксплуа тация	
1.Электрический ток (электромагнитные поля и излучения)	+	+	+	СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно- вычислительным машинам и организации работы».

Продолжение таблицы 39

2.Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
2. Превышение уровня шума		+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
3.Отсутствие или недостаток естественного света	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.
4.Недостаточная освещенность рабочей зоны		+	+	Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.

6.2.2. Анализ вредных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте

При прохождении практики были выявлены следующие вредные факторы: электромагнитные поля и излучения (ПЧ), действие статического электричества, шум, несоответствие параметрам микроклимата, нестандартное размещения источников освещения.

Электромагнитные излучения для человека опасны тем, что интенсивность таких полей совпадает с интенсивностью излучений организма человека при обычном функционировании всех систем и органов в его теле. В результате этого взаимодействия собственное поле человека искажается, провоцируя развитие различных заболеваний, преимущественно в наиболее ослабленных звеньях организма. Проблема в том, что опасность невидима и неосознаема, а проявляться начинает только в виде различных болезней. В свою очередь самочувствие человека может ухудшиться, так как проявляется эмоциональная неустойчивость и происходит раздражение центральной нервной системы. Подвержены влиянию электромагнитных полей нервная система, сердечно-сосудистая, эндокринная, энергетическая, иммунная и половая системы. Электромагнитные поля, создаваемые персональными компьютерами, соответствуют нормам, прописанные в СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным

машинам и организации работы» [32]. В таблице 40 приведены допустимые уровни ЭМП, которые соответствуют технике в кабинете.

Таблица 40 – Временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ПК

Наименование параметров		ВДУ ЭМП
Напряженность электрического поля	В диапазоне частот 5 Гц - 2 кГц	25 В/м
	В диапазоне частот 2 кГц – 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	В диапазоне частот 5 Гц - 2 кГц	250 нТл
	В диапазоне частот 2 кГц – 400 кГц	25 нТл

Главными источниками шума в офисном помещении является персональный компьютер специалиста и кондиционер. Шум представляет собой всякий неприятный, нежелательный звук или сочетание звуков, которые нарушают тишину, при этом оказывают раздражающий эффект или патологическое влияние на организм человека.

Человек по-разному реагирует на шум. Некоторые люди терпимы к шуму, у других же он вызывает раздражение, стремление уйти от источника шума. Психологическая оценка шума в основном базируется на понятии восприятия, причем большое значение имеет внутренняя настройка к источнику шума. Она определяет, будет ли шум восприниматься как мешающий. Часто шум, воспроизводимый самим человеком, не беспокоит его, в то время как небольшой шум, вызванный соседями или каким-нибудь другим источником, оказывает сильный раздражающий эффект. Большую роль играет характер шума и его периодичность. Звуковые раздражители создают предпосылку для возникновения в коре головного мозга очагов застойного возбуждения или торможения. Это ведет к снижению работоспособности, в первую очередь умственной, так как уменьшается концентрация внимания, увеличивается число ошибок, развивается утомление. Такое состояние организма неблагоприятно отражается на сердечно-сосудистой системе: повышается или понижается артериальное давление, повышается тонус и снижается кровенаполнение сосудов головного мозга, изменяется частота сердечных сокращений.

Согласно результатам проведенной специальной оценки уровень шума в кабинете составляет 65 дБА, что соответствует допустимым нормам [34]. Из данных производственного контроля кабинета были представлены параметры микроклимата в таблицах 41, 42, 43.

Таблица 41 – Параметры микроклимата, температура

Период года	Температура воздуха, °С		
	Фактическая	Оптимальная	Допустимая
Холодный	24	21-23	20-24
Теплый	25	23-25	18-28

Таблица 42. Параметры микроклимата, относительная влажность

Период года	Относительная влажность, %		
	Фактическая	Оптимальная	Допустимая
Холодный	41	30-45	60
Теплый	49	30-60	65

Таблица 43 – Параметры микроклимата, скорость движения воздуха

Период года	Скорость движения воздуха, м/с		
	Фактическая	Оптимальная	Допустимая
Холодный	0,08	0,1	0,15
Теплый	0,25	0,15	0,25

Уровень естественного освещения оказывает влияние на психологические функции и физиологические процессы в организме человека. Хорошее освещение действует тонизирующе, стимулирует активность, предупреждает развитие утомления, повышает работоспособность. Неправильное организованное освещение рабочих мест и рабочей зоны не только утомляет зрение, но и ведет к развитию близорукости или дальнозоркости к снижению производительности труда, стать причиной травмы. В качестве повышения освещенности и защитных мер служат – установка более мощных ламп, увеличения количества ламп, оценка загрязненности – уборка пыли. В кабинете предупреждения чрезвычайных ситуаций, комбинированное освещение верхнего типа, которое передается через люминесцентные лампы. Тип люминесцентных ламп – ОДР, двухламповый светильник общего освещения, для нормальных помещений с хорошим

отражением потолка и стен, допускаются при умеренной влажности и запылённости: мощность ламп 2×40 Вт. На рисунке 11 изображен план размещения светильников с люминесцентными лампами в помещении.

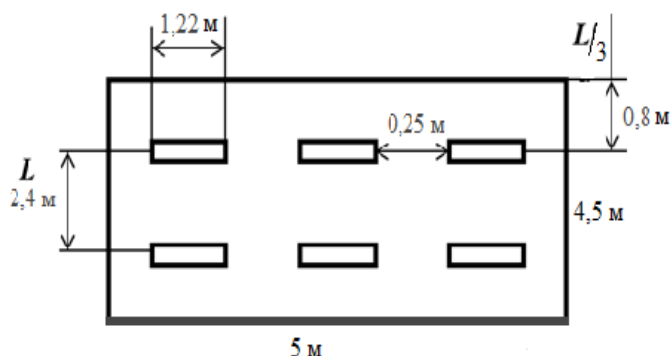


Рисунок 11 – План помещения и размещения светильников с люминесцентными лампами

Основные требования и значения нормируемой освещённости рабочих поверхностей изложены в СП 52.13330.2011.

Рабочие столы размещены таким образом, чтобы видеодисплеи были ориентированы боковой стороной к световым проемам, чтобы естественный свет падал преимущественно слева.

Искусственное освещение в помещениях для эксплуатации ЭВМ осуществляется системой общего равномерного освещения. При работе с документами, следует применять системы комбинированного освещения (к общему освещению дополнительно устанавливаются светильники местного освещения, предназначенные для освещения зоны расположения документов). Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300 – 500 лк [35]. Освещение не должно создавать бликов на поверхности экрана. Освещенность поверхности экрана не должна быть более 300 лк [35]. В качестве источников света применяются светодиодные светильники. Нормируемые показатели естественного, искусственного и совмещенного освещения помещений приведены в таблице 43.

Таблица 43 – Нормируемые показатели естественного, искусственного и совмещенного освещения

Помещение	Рабочая поверхность и плоскость нормирования КЕО и освещенности и высота плоскости над полом, м	Естественное освещение		Совмещенное освещение		Искусственное освещение		
		КЕО e_n , %		КЕО e_n , %		Освещенность рабочих поверхностей, лк	Показатель дискомфорта М, не более	Коэффициент пульсации K_p , % не более
		При верхнем или комбинированном освещении	При боковом освещении	При верхнем или комбинированном освещении	При боковом освещении			
Кабинеты	Г-0,0	3,0	1,0	1,8	0,6	300	-	≤5%(работа с ЭВМ) ≤20%(при работе с документацией)

Согласно результатам проведенной специальной оценки условий труда освещение в кабинете соответствует допустимым нормам.

В Компании соблюдены нормы за работой на компьютере, указанные СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы» [32].

Персональный компьютер специалиста издает уровень звука 55-65 дБ в зависимости от загруженности его процессов. Уровень шума, издаваемый ПК, не наносит вред ушным раковинам, но мешает сосредоточиться на выполнении работы, что может спровоцировать конфликт в коллективе. Нормативы на шум в помещении кабинета с выключенным ПК, уровни звука и эквивалентные уровни звука, из данных производственного контроля можно сделать вывод, что все требования и нормативы выполняются.

6.2.3. Анализ опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте

К опасным факторам, которые могут возникнуть на рабочем месте, можно отнести следующие: воздействие открытого огня, поражение электрическим током. Приведенные опасные факторы далее рассмотрим более подробно. Воздействие огня характеризуется следующими причинами:

- короткое замыкание электроприбора или оборудования с последующим возгоранием рабочего места;
- возгорание рабочего места в связи с неправильным обращением огня.

Помещение оснащено средствами пожаротушения в соответствии с требованиями. В помещении имеется порошковый огнетушитель в количестве одной штуки и звуковой оповещатель пожарной тревоги. При пожаре незамедлительно приступить к тушению. При невозможности устранить пожар самостоятельно необходимо позвонить в пожарную часть. Поставить в известность руководство отдела по производственной безопасности. Кабинет оснащен звуковым оповещателем пожарной тревоги. Пожарный кран, средства пожаротушения исправны и находятся на своих штатных местах в состоянии готовности. Противопожарный кран оборудован брезентовым шлангом с брандспойтом. Соединительные головки крана и шланга имеют резиновые прокладки. Скрученный брезентовый шланг и брандспойт хранятся в опломбированных шкафчиках.

Классы пожарной опасности зданий определяются согласно Федерального закона от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности». Согласно этому документу кабинет предупреждения ЧС имеет класс: Ф4.3 «Учреждения органов управления, проектно-конструкторские организации, информационные и редакционно-издательские организации, научно-исследовательские организации, банки, конторы, офисы».

Для предотвращения поражения электрическим током, где размещаются рабочее место с ЭВМ оборудование должно быть оснащено защитным заземлением, занулением в соответствии с техническими требованиями по эксплуатации [16]. Для предупреждения электротравматизма необходимо проводить соответствующие организационные и технические мероприятия: проведение инструктажей и допуск к работе, надзор во время работы. Уровень напряжения для питания ЭВМ в данной аудитории 220 В, для серверного оборудования 380 В. По опасности поражения электрическим током помещение относится к первому классу – помещения без повышенной опасности (сухое, хорошо отапливаемое, помещение с токонепроводящими полами, с температурой 18-20°, с влажностью 40-50%) [16].

Основными непосредственными причинами электротравматизма, являются: 1) прикосновение к токоведущим частям электроустановки, находящейся под напряжением; 2) ошибочное включение электроустановки или несогласованных действий обслуживающего персонала; 3) поражение шаговым напряжением и др.

Основными техническими средствами защиты, согласно ПУЭ, являются защитное заземление, автоматическое отключение питания, устройства защитного отключения, изолирующие электрозащитные средства, знаки и плакаты безопасности. Наличие таких средств защиты предусмотрено в рабочей зоне. В целях профилактики периодически проводится инструктаж работников по технике безопасности.

Не следует размещать рабочие места с ЭВМ вблизи силовых кабелей, технологического оборудования, создающего помехи в работе ЭВМ [36].

Электроустановки и электрооборудование расположены и выполнены так, чтобы рабочий персонал не подвергался воздействию электрического тока и электромагнитных полей. В офисном помещении соблюдены все требования электробезопасности прописанные в ГОСТ 12.1.038-82 [37].

6.2.4. Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов

Для того, чтобы минимизировать вредные факторы, описанные выше, предлагается выработать следующие средства коллективной защиты:

– персональный компьютер необходимо отнести в сервисный центр или на рабочем месте самостоятельно произвести очистку или ремонт данного устройства;

– производить влажную уборку кабинета три раза в день (утром, в обеденный перерыв и вечером); установить увлажнители воздуха, в светильники установить лампы, имеющие светло-теплую цветовую гамму, установить ионизаторы воздуха, для уменьшения воздействия электростатического поля на организм человека необходимо заземлить металлические и электропроводящие элементы оборудования, установить нейтрализаторы статического электрики, увеличить поверхностную и объемную электропроводность диэлектриков;

– для предотвращения электромагнитного излучения следует устанавливать экранированное оборудование в кабинете, использование экранированной проводки.

К индивидуальным мерам защиты можно отнести, периодически останавливаться на отдых, давая глазам перерыв и время на отдых от перенапряжения, которое они испытывают в период работы с компьютером, устраивать небольшую прогулку по кабинету или близлежащей территории, чтобы снизить уровень раздражительности и утомленности от постоянного нервного напряжения.

6.3. Экологическая безопасность

Экологическая безопасность – это состояние защищенности природной среды и жизненно важных интересов человека от возможного негативного

воздействия хозяйственной или иной деятельности, чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, их последствий.

Под охраной окружающей среды понимаю комплекс мер, предназначенных для ограничения отрицательного влияния человеческой деятельности на природу. Мероприятия направлены на защиту таких природных зон как: атмосфера, гидросфера, литосфера.

В офисном здании используют большое количество электроприборов и продукции необходимой для их нормальной работы. Исходя из этого, будет произведен анализ влияния электроприборов и их продукции на атмосферу, гидросферу и литосферу.

Так как предметом исследования являются подводные переходы, то воздействие при аварии (разгерметизации) будет происходить на гидросферу и литосферу.

6.3.1. Анализ воздействия объекта на литосферу

Все электроприборы, продукция, которая необходима для их работы, и различные отходы представляют собой бытовой мусор.

В случае выхода электроприбора из строя, они списываются и отправляются в специальное помещение, расположенное на цокольном этаже, где принимают меры по утилизации списанной техники или их комплектующих.

В случае отходов, образовавшиеся от деятельности человека, они отправляются на полигоны с мусором, где их утилизируют или перерабатывают для вторичного использования.

При разгерметизации трубопровода подводного перехода на выходе из водного препятствия, нефть в большом количестве будет изливаться на землю с последующим переходом непосредственно в водоем.

6.3.2. Анализ воздействия объекта на гидросферу

Электроприборы, как и отходы, попадая на полигон с бытовым мусором, представляет собой опасность, если их утилизируют, закапывая в землю. Опасность связана с тем, что все электроприборы состоят из компонентов, представляющие собой сложные соединения химических элементов, а некоторые отходы могут разлагаться больше 100 лет. При разложении данные химические соединения могут попасть в грунтовые воды, а в дальнейшем и в реку, что представляет собой опасность не только для окружающей среды, но и для органических веществ.

При аварии на трубопроводе подводного перехода, большое количество нефти попадет в водоем, распространяясь вниз по течению, тем самым происходит загрязнение флоры и фауны водоема, а так же близ прилегающих берегов.

6.3.3. Анализ воздействия объекта на атмосферу

При рассмотрении влияния электроприборов на атмосферу можно выделить вредные выбросы и сбросы, а именно электромагнитное излучение и тепловое излучение, методы, устранения которых описаны выше в пунктах опасные и вредные факторы.

6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В офисном помещении могут возникнуть такие чрезвычайные ситуации как: техногенные, природные, экологические.

Рассмотрим наиболее типичную ЧС, такую как возникновения пожара в помещении кабинета. Это ЧС может произойти из-за короткого замыкания электрооборудования, несоблюдение требований пожарной безопасности и т.д.

6.4.1. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований

Существует множество факторов способных привести к возгоранию на рабочем месте. Наиболее вероятным является человеческий (антропогенный) фактор. Как правило, большинство людей нарушают правила пользования электрическими приборами из-за чего и происходит возгорание. Так же причиной возникновения огня может служить неисправность этих приборов. Причиной пожара может стать неисправность электропроводки. Это может быть как перегрузка сетей, вызванная подключением слишком большого количества бытовых приборов в одну розетку, так и элементарное короткое замыкание, возникшее при неверном соединении проводов или их окислении. Несвоевременное выявление нарушений в работе электрооборудования и его несвоевременный ремонт.

Так же причиной пожара в кабинете может послужить не соблюдение требований правил пожарной безопасности. В качестве примера можно привести курение вне установленных мест, применение обогревательных приборов с открытыми нагревательными элементами.

6.4.2. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

Для того, чтобы данная ситуация не произошла необходимо проводить следующие профилактические работы, направленные на устранение возможных источников возникновения пожара:

- периодические проверки проводки электрооборудования;
- проведения инструктажа офисных работников по пожаробезопасности.

Не использовать для обогрева помещения электронагревательными приборами с открытыми нагревательными элементами. Открытые нагревательные поверхности могут привести к пожару, так как в помещении находятся бумажные документы и справочная литература в виде книг, пособий,

а бумага – легковоспламеняющийся предмет. В целях уменьшения вероятности возникновения пожара вследствие короткого замыкания необходимо, чтобы электропроводка была скрытой.

В летний период во время грозы возможно попадание молнии вследствие чего возможен пожар. Во избежание этого я рекомендую установить на крыше здания молниеотвод; несоблюдение мер пожарной безопасности и курение в помещении также может привести к пожару.

Запрещается курение в помещениях офиса для устранения причины возгорания. Курение разрешается только в строго отведенном специально оборудованном для этого месте. Для того, чтобы обезопасить помещения от возникновения пожара, необходимо устанавливать системы противопожарной сигнализации, которые реагируют на дым и другие продукты горения, огнетушители, пожарные краны и другие противопожарные устройства, разработать план эвакуации и провести инструктаж для персонала о плане эвакуации из помещения (этажа), а также назначить ответственного за данные мероприятия.

Периодически проводить ложные тревоги для того, чтобы проверить не только пожарную сигнализацию, но и сотрудников офиса при ЧС.

При осмотре этажа, где расположен кабинет, были выявлены звуковые оповещатели, огнетушители, пожарный кран и кнопки включения пожарной автоматики.

В случае, если возник пожар, необходимо предпринять меры по эвакуации персонала из помещения кабинета в соответствии с планом эвакуации этажа. При отсутствии прямых угроз здоровью и жизни произвести попытку тушения возникшего возгорания огнетушителем. В случае потери контроля над пожаром, необходимо эвакуироваться вслед за сотрудниками по плану эвакуации и ждать приезда пожарной охраны.

При возникновении пожара должен сработать звуковой оповещатель пожарной тревоги, издав предупредительные сигналы, и передав на пункт пожарной станции сигнал о ЧС. В случае если система не сработала, по каким-

либо причинам, необходимо самостоятельно произвести вызов пожарной службы по телефону 101, сообщить место возникновения ЧС и ожидать приезда пожарной охраны в месте сбора.

На рабочем месте специалиста выполняются все требования и предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов соответствуют ГОСТ 12.1.038-82 [37].

Процент влажности в кабинете в пределах нормы. Содержание химически опасных веществ и реагентов, разрушающих изоляцию и токоведущие части электрооборудования, в данном помещении не наблюдается. В помещении бетонные полы, покрытые линолеумом, что не является проводником электрического тока. Персональный компьютер имеет надежную изоляцию токоведущих частей оборудования, отсутствуют соединения, которые могут вызывать искры. При работе в офисе отсутствуют прикосновение с металлическими конструкциями, с приборами, не имеющего заземления или поврежденной изоляцией токоведущих частей, что подтверждает соблюдение и выполнение всех требований ГОСТ 12.1.019 (с изм. №1) ССБТ. Кабинет является помещением без повышенной опасности поражения людей электрическим током.

Вывод

При написании раздела «Социальная ответственность» объектом анализа являлось рабочее место специалиста по проверке подводных переходов. Проведен анализ на соответствие рабочего места требованиям государственных нормативно-правовых актов, гигиеническим требованиям, предъявляемым в соответствии с ГОСТ к уровню шума, параметрам микроклимата, состоянию освещения на рабочем месте. Рабочее место специалиста по подводным переходам соответствует гигиеническим требованиям.

Приведены возможные воздействия при выполнении трудового процесса специалиста на объекты экосистемы (гидросфера, атмосфера, литосфера).

Проведен анализ вредных и опасных производственных факторов на рабочем месте специалиста по проверке подводных переходов. Можно уверенно утверждать, что в данном помещении соблюдаются все требования нормативных документов, что является подтверждением безопасности данного места работы. Явных и видных нарушений на рабочем месте не выявлено, угрозы для жизни и здоровья людей не наблюдается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе предложено дерево событий при истечении нефти из поврежденного дюкера. Исходя из значений условных вероятностей, определен наиболее вероятный сценарий развития аварии, который заключается в загрязнении водной среды нефтепродуктами без взрыва и возгорания.

В работе заданы характеристики пяти модельных подводных переходов нефтепроводов, у которых варьируются количество дефектов с предельным сроком эксплуатации не более 1 года на участке трассы и размер дефекта. Для модельных подводных переходов нефтепроводов рассчитаны вероятность аварии, количество истекающей нефти, ущерб, риск при истечении нефти из поврежденного дюкера. Получено, что риск может достигать 28048,46 руб/км·год.

В работе предложено ввести мероприятие по снижению риска: применение автоматизированного скринингового контроля для выявления утечек нефти при аварии на подводных переходах нефтепроводов.

Для оценки эффективности мероприятия по снижению риска оценили срок окупаемости. Получено, что окупаемость варьируется от 5,9 до 6,5 лет. Дополнительно оценен риск возникновения аварии после введения мероприятия.

Таким образом, в работе показана методика управления риском на примере аварии на подводных переходах нефтепроводов. Предложенный подход может быть использован для управления риском аварии на опасных производственных объектах.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кармышанов Д.М. статья «Современные методы строительства ППМН» статья в сборнике статей, нефтегазовый терминал сборник научных статей памяти профессора Н. А. Малюшина. Тюмень –2015– С. 134-137.
2. Эксплуатация подводных переходов трубопроводов (ППТ) [Электронный ресурс] / mylektsii.ru, URL: <https://mylektsii.ru/1-35874.html>, свободный. Дата обращения: 17.02.2019г.
3. Неразрушающий контроль: сборник трудов VI Всероссийской научно-практической конференции «Неразрушающий контроль: электронное приборостроение, технологии, безопасность». В 3 т. / Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016 – 482 с.
4. Единый Стандарт Нефтяная компания «Транснефть» [Электронный ресурс] / 1cert.ru, URL: <https://1cert.ru/stati/posledstviya-avariy-na-podvodnykh-perekhodakh-neftyanykh-magistraley-i-metody-borby-s-nimi>, свободный. Дата обращения 25.02.2019г.
5. Вайншток С.М. Учеб. для вузов: В 2 т. – 2-е сред. изд. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – Т.2 – С. 195
6. Крец В.Г., Шадрина А.В, Антропова Н.А. Учебное пособие: Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ. Изд. Томский политехнический университет, 2012 – С. 301
7. Wilson N., Taylor F. The Building of Trans Mountain, Canada,s First Oil Pipeline Akross the Rockies. Vancouver, 1954.
8. А. К. КОРТУНОВ. Газовая магистраль Канады. - М.: Государственное научно – техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы,1960.
9. Кретов П. статья «Нефтепроводы из Альберты»// Трубопроводный транспорт нефти №6 – 2008 – С. 46-48.

10. Чухарева Н.В., Рудаченко А.В., Ревазов А.М., Соколов И.В. Предотвращение аварийных разливов при порывах нефтепромысловых трубопроводов на подводных переходах в пойменной зоне// Нефтегазовое дело. – 2014. – Т12 - №1. – С.103-108

11. Новиков А.В. Прогнозирование и предупреждение разгерметизации нефтепровода в местах перехода через водные объекты / А.В. Новиков. – Томск : НИ ТПУ, 2017г. – 27-32 с.

12. A.V. Filatov, A.V. Yevtyushkin, V.M. Bryksin. Some results of long term geodynamic monitoring of oil and gas fields and power engineering infrastructure in Western Siberia and Arctic by INSAR technique using ERS-2, ENVISAT and ALOS satellite data. Electronic scientific journal "Oil and Gas Business", 2012, Issue 3, pp. 43-73.

13. Оценка риска: понятие и место в обеспечении безопасности технических систем [Электронный ресурс] / studopedia.su, URL: https://studopedia.su/9_92935_sushchestvuyut-chetire-raznih-podhoda-k-otsenke-riska.html, свободный. Дата обращения: 15.02.2019 г.

14. Отто М. Современные методы аналитической химии (в 2-х томах). Том II. Москва: Техносфера, 2004. - 288с.

15. Гладилович Д. Б. Флуориметрический метод контроля содержания нефтепродуктов в водах //Партнеры и конкуренты. – 2001. – №. 12. – С. 11-15.

16. Карлин. И.П., Камаев А.В. Экспертное исследование микроколичеств смазочных материалов: Методические рекомендации. – М.: ЭКЦ МВД России, 1993. – 32 с.

17. Кудрявцев А. А. и др. Моделирование спектров люминесценции растворов нефти //Вестник Тюменского государственного университета. Социально-экономические и правовые исследования. – 2011. – №. 5.

18. ГОСТ 31953-2012. Вода. Определение нефтепродуктов методом газовой хроматографии

19. Иванова Л. В., Сафиева Р. З., Кошелев В. Н. ИК-спектметрия в анализе нефти и нефтепродуктов // Вестник Башкирск. ун-та. 2008. №4. URL:

<https://cyberleninka.ru/article/n/ik-spektrometriya-v-analize-nefti-i-nefteproduktov>, свободный. Дата обращения: 17.02.2019г.

20. ПНД Ф 14.1:2:4.168-2000. Количественный химический анализ вод. Методика (метод) измерений массовой концентрации нефтепродуктов в пробах питьевых, природных и очищенных сточных вод методом ИК-спектрофотометрии с применением концентратометров серии КН. М: Сибэкоприбор, 2017. – 28 с.

21. Евгенийев М. И. Тест-методы и экология // Соросовский образовательный журнал. – 1999. – №. 11. – С. 29-34.

22. Белов М. Л. и др. Анализ возможности контроля нефтяных загрязнений земной поверхности на безопасной для зрения длине волны излучения 0,355 мкм //Интернет-журнал Науковедение. – 2017. – Т. 9. – №. 2 (39).

23. Руководство по безопасности «Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и магистральных нефтепродуктопроводов», руководство по безопасности Ростехнадзора от 17.06.2016г.

24. Паспорт безопасности опасного объекта подводного перехода РНУ«Стрежевой». ОАО «Центрсибнефепровод».Томск, 2013.

25. Стадникова М.А. Оценка вероятности (частоты) утечки нефти на участках подводных переходов магистральных нефтепроводов. Промышленная и экологическая безопасность и страхование рисков на предприятиях нефтегазового комплекса – М.: РГУ, 2010. – 132-138с.

26. Корниенко А.Б. Оценка аварийных утечек нефти из трубопроводов. ООО «РЭА-консалтинг», 2009.– 42-56 с.

27. Лурье М.В. Задачник по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа: Учебное пособие для вузов. — М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 349 с.

28. A.M. Ledovskaya, E.A. Kupressova, S.V. Romanenko. Oil pollution prevention of natural waters by incident early detection on oil pipelines in water body crossing places. *Chemical Engineering Transactions*, vol.70, 2018, pp. 1003-1008.
29. РД 03-496-02. Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах.– М.: Госгортехнадзор России, 2002. – 23 с.
30. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ.
31. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
32. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.
33. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
34. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
35. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий.
36. ПУЭ Правила устройства электроустановок. Издание 7.
37. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

Приложение А

Authentic literature review on the research topic

Раздел магистерской диссертации,
выполненный на иностранном языке

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1EM71	Пацук Антон Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ларионова Екатерина Владимировна	к.х.н		

Консультант – лингвист отделения ОИЯ ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Ажель Юлия Петровна			

2. CALCULATION OF RISK INDICATORS FOR ACCIDENTS AT HAZARDOUS PRODUCTION FACILITIES OF MAIN OIL PIPELINES AND MAIN OIL PRODUCT PIPELINES FOR UNDERWATER CROSSINGS

In accordance with the guidelines the value of the potential risk year⁻¹, without counting the number of victims determined by the formula 1:

$$R = \lambda Q \quad (1)$$

where $\lambda(x)$ – specific frequency of depressurization of the underwater crossing of the pipeline ,year⁻¹ · km⁻¹;

Q_k - conditional probability of an accident scenario;

The conditional probability is calculated from the event tree, in which each event is assigned a conditional probability in accordance with the guidelines.

To assess the frequency of accidents at the underwater crossing site, you can apply a technique using the principle of adjusting the average specific frequency of accidents, as well the system of coefficients and scoring, taking into account the unequal influence of factors. The calculation uses the principle of adjusting the average specific frequency of accidents at oil pipeline facilities using a specially built system of five groups of influence factors with established weight coefficients and scoring factors that can be used for underwater crossings of oil pipelines. To perform the potential risk calculation, it is necessary to build an approximate model of the underwater transition, describing the necessary conditions and characteristics that affect the operation of the underwater transition, as well as can lead to an adverse event.

2.1. Description of the model of the underwater crossing of the pipeline in the conditions of the north of the Tomsk region

The underwater crossing model for further calculations is based on the characteristics of the main oil pipelines and oil product pipelines of the Tomsk Region taken from safety data sheets of the hazardous industrial facility.

The Siberian region is characterized by a harsh climate with its characteristic climatic features (characteristics of the territory); they are taken into account when developing projects for underwater crossings and safety data sheets, and are able to influence technical operation.

Southern and south-westerly wind direction prevails on the territory of the Tomsk region. The average annual wind direction is 6-8 points. Wind speed reaches up to 3.5 m/s. The maximum value of wind speed in the warm period reaches from 2 to 5 m/s, in the cold period up to 15 m/s. In a blizzard, the wind speed reaches 40 m/s. Relative humidity reaches 75%. The average annual precipitation is 685 mm, in the frost-free period – 206 mm, in the cold period -180 mm. The average annual temperature is – 1.5 ° C. In summer, the maximum temperature reaches +35 ° C, in winter – – 56 ° C.

To compile a model of the underwater crossing, an analysis of the safety data sheets of the operated underwater crossings was conducted. Results are presented in the summary Table of Appendix B.

The length of the underwater crossing through the water body is 3000 m. The diameter of the pipeline is 1220 mm. The underwater passage has 2 pumps NPS-1 and NPS-2. NPS-1 is located at altitude of 150 meters, NPS-2 at the altitude of -100 meters from zero. The underwater passage is equipped with hand-operated valves, necessary for cutting off the damaged section and reducing the flow rate of oil by reducing the pressure in the pipeline when cutting off the section from the pump station. The valves are located on the coastal part of the reservoir on both sides. Characteristics of the underwater transition model are described in Table 1.

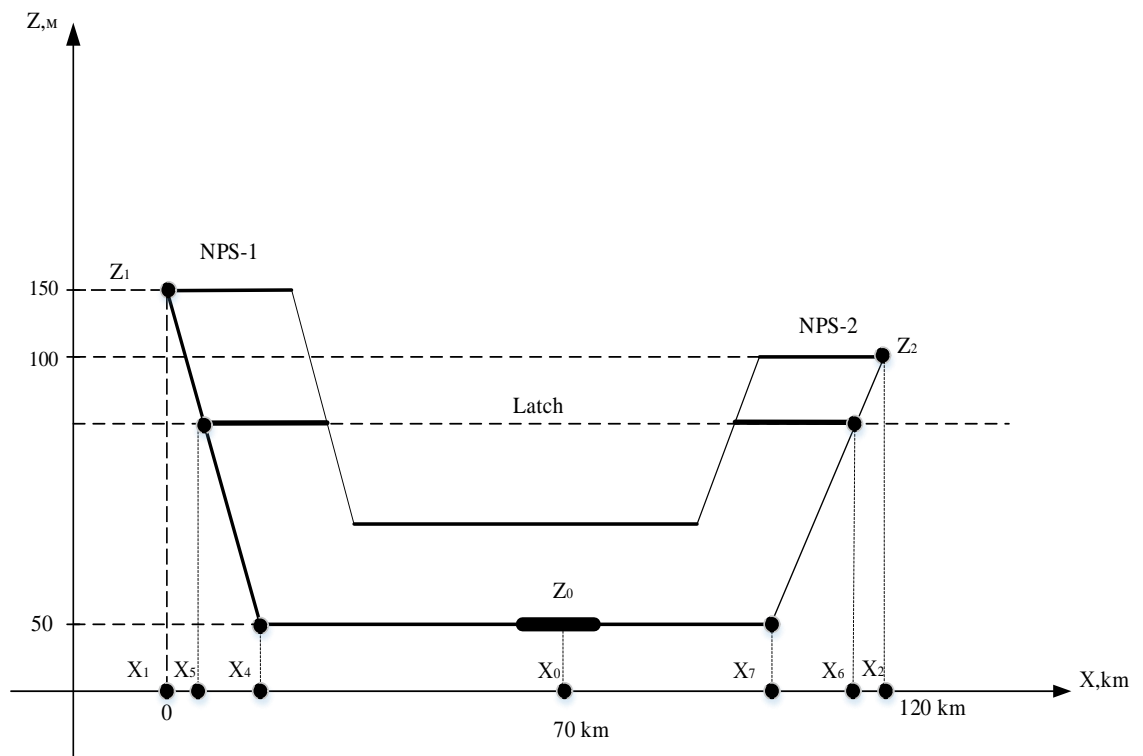
Table 1. Characteristics of the underwater transition model

Factor		Characteristics				
		1	2	3	4	5
1.	External anthropogenic impacts (Gr₁)					
1.1.	Minimum depth of the underground hazardous industrial facility of trunk oil pipelines and trunk oil product pipelines (F ₁₁)	Information about the real state of the underwater transition is missing. In the presence of these conditions in accordance with the guidelines, this factor is assigned a point value equal to 6				
1.2.	Level of anthropogenic activity (F ₁₂)	1. The average population density in the three-kilometer strip along the route is less than 50 people per 1 kilometer square. 2. The activity of construction and other works at the time of the quantitative analysis of the risk of accidents is high (these works are usually carried out more than three months a year). 3. Non-departmental communications are absent. 4. There are no roads and railways within the protected zone. 5. Shipping intensity is low (less than five ships per day).				
1.3.	Danger of sabotage and tie-ins for the purpose of theft of neti and oil products (F ₁₃)	Attempted theft of oil (petroleum products) was previously recorded on the exploited site, but no protective measures were taken.				
2.	Corrosion (Gr₂)					
2.1.	Soil corrosive activity (F ₂₁)	No data on soil properties				
2.2.	The presence of underground metal structures and power systems near the hazardous industrial facility of trunk oil pipelines and trunk oil product pipelines (F ₂₂)	There are no metal constructions and power systems of direct and alternating current in the analyzed area within 50 m from the road				
2.3.	Security of hazardous production facilities of trunk pipelines by means of electrochemical protection (F ₂₃)	Putting electrochemical protection into operation 2 years after the start of operation of a hazardous industrial facility of main oil pipelines and oil product pipelines.				
2.4.	Monitoring the security of a hazardous industrial facility of trunk oil pipelines and oil product pipelines (F ₂₄)	Measurements with the remote electrode were carried out more than 10 years ago.				
3.	Natural effects (Gr₃)					

continuation of table 1

3.1.	Ground movement probability (F ₃₁)	Low probability Soil movements are rarely observed. Displacements and damage to a hazardous industrial facility of trunk pipelines and oil product pipelines are practically excluded. Underwater transition is type 1. The site of a hazardous industrial facility of trunk pipelines and oil pipelines is located outside of seismically hazardous areas.				
3.2.	Soil bearing capacity (F ₃₂)	Medium (loams semi-hard, refractory, hard-frozen, low-icy and icy, loams with inclusions of gravel and pebbles, semi-hard, refractory clay; fine, dense, wet and saturated sand)				
3.3.	The presence on the site line fittings aboveground pipelines (F ₃₃)	There are no aboveground structures				
3.4.	Conduct preventive events(F ₃₄)	1. Measures to reduce the stresses in a hazardous industrial facility of the main oil pipeline and magnetic oil product pipelines did not take place; 2. Measures to change the properties of the soil are not carried out; 3. Monitoring of soil deformations and movements of a hazardous industrial facility of the main oil pipeline and oil product pipelines is not carried out.				
4	Structural and technological factors (Gr₄)					
4.1.	The ratio of the actual wall thickness of the pipe to the required (F ₄₁)	Missing data				
4.2.	Metal fatigue (F ₄₂)	It is impossible to reliably estimate the amplitude of the pressure drop, the score of this factor of influence on the three-kilometer sections near the refinery station is = 9				
4.3.	The possibility of hydraulic shocks (F ₄₃)	High probability of water hammer				
4.4.	Telemechanical systems (F ₄₄)	No leak detection system				
5.	Defects of the pipe body and welds (Gr₅)					
5.1.	The number of defects with a maximum service life of not more than 1 year on the road section (F ₅₁)	More than 10	from 1 to 10	from 0.1 to 1	less than 0.1	No defects with a maximum service life of more than 1 year
5.2.	The number of defects with a maximum service life of 1 to 6 years on the route section (F ₅₂)	from 30 to 50				
5.3.	Diagnostics (F ₅₃)	The section of the underwater crossing is operated with non-eliminated defects with a maximum service life of not more than 1 year beyond the limited period.				

A sample profile of the underwater transition is shown in Picture 6.



Picture 6 - Underwater Pipeline Profile

2.2. Application of the point estimate in determining the state of the underwater crossing, including the accidents risk factors

A classification and definition of the factors groups to determine the accident frequency at underwater crossings, influencing the causes of accidents identified in the analysis of the use of statistical data on failures over the past 5 years, are introduced. According to statistics, there are five groups of factors affecting the underwater transition, such as:

- external anthropogenic impacts;
- corrosion;
- natural effects;
- design and technological factors;
- defects in pipe body and welds.

They define the relative contribution of each group Gr i (i from 1 to 5) by determining the weighting factor p_i . The group share is determined from the accident statistics on the considered section of the underwater crossing.

Each group has certain factors J_i , which can cause an adverse event (cause of an emergency) at the underwater crossing. These factors are assigned an alphanumeric designation F_{ij} , where i – is the group number, j - is the factor number in the group. Each factor has its own weighting factor called a share in the q_{ij} group, which produces a certain contribution to the intensity of accidents at a hazardous industrial facility of the main oil pipeline and magnetic oil product pipelines.

To determine the point score, it is necessary to consider each group individually, to research the factors in relation to the underwater transition under consideration. In the methodological recommendations for conducting a quantitative risk analysis, the methodology and the criteria, according to which a score is assigned to each factor of the group, are described. Scoring is necessary to carry out calculations of the frequency of oil leakage. The final results of the analysis of indicators of the underwater transition with the arrangement of the ball values of each factor groups are shown in the table 2.

Table 2. Scoring of factors affecting the state of the hazardous production facility of the main oil pipeline and oil product pipeline on the degree of risk of accidents

Factor		Group share p_i	Group share q_{ij}	Ballroom score for the underwater transition model				
				1	2	3	4	5
1.	External anthropogenic impacts (Gr1)	0,60		4,68				
1.1.	The minimum depth of the underground hazardous production facility of the main oil product pipeline (F_{11})		0,4	$B_{11}= 6$				

continuation of table 2

1.2.	Level of anthropogenic activity (F ₁₂)		0,2	B ₁₂ = 7
1.3.	Danger of sabotage and tie-ins for the purpose of theft of neti and oil products (F ₁₃)		0,4	B ₁₃ = 10
2.	Corrosion (Gr₂)	0,05		0,275
2.1.	Soil corrosive activity (F ₂₁)		0,25	B ₂₁ = 10
2.2.	The presence of underground metal structures and power systems near hazardous production facility of the main oil product pipeline (F ₂₂)		0,25	B ₂₂ = 0
2.3.	Security hazardous production facility of the main oil product pipeline by means of electrochemical protection (F ₂₃)		0,25	B ₂₃ = 2
2.4.	Security control hazardous production facility of the main oil product pipeline (F ₂₄)		0,25	B ₂₄ = 10
3.	Natural effects(Gr₃)	0,05		0,21
3.1.	Ground movement probability (F ₃₁)		0,2	B ₃₁ = 1
3.2.	Soil bearing capacity (F ₃₂)		0,15	B ₃₂ = 5
3.3.	The presence on the site line fittings aboveground pipelines (F ₃₃)		0,15	B ₃₃ = 0
3.4.	Conduct preventive events (F ₃₄)		0,5	B ₃₄ = 6,5
4	Structural and technological factors (Gr₄)	0,10		0,59

continuation of table 2

4.1.	The ratio of the actual wall thickness of the pipe to the required (F_{41})		0,35	$B_{41}= 0$				
4.2.	Metal fatigue (F_{42})		0,30	$B_{42}= 9$				
4.3.	The possibility of hydraulic shocks (F_{43})		0,15	$B_{43}= 8$				
4.4.	Telemechanical systems (F_{44})		0,20	$B_{44}= 10$				
5.	Defects of the pipe body and welds (Gr_5)	0,20		1,88	1,7	1,46	1,34	1,28
5.1.	The number of defects with a maximum service life of not more than 1 year on the road section (F_{51})		0,3	10	7	3	1	0
5.2.	The number of defects with a maximum service life of 1 to 6 years on the route section (F_{52})		0,2	$B_{52}=7$				
5.3.	Diagnostics (F_{53})		0,5	$B_{53}=10$				
B_n				7,63	7,45	7,21	7,095	7,035
B_m				3				

2.2.1. Assessment of the oil leakage frequency (petroleum products) in the linear part of the hazardous production facility of the main oil product pipeline

Methods using the principle of adjusting the average specific frequency of accidents using a system of coefficients and scoring, was taken into account the uneven influence of factors in accordance with annexes N 5 and N 6 to this safety guide. The calculation uses the principle of adjusting the average specific frequency of accidents on the linear section of a hazardous industrial facility of main oil pipelines and main oil product pipelines using a specially built system of five groups

of influence factors with established weights and scales of factor scores, which can be applied to land and underwater areas of crossings of a hazardous industrial facility of main oil pipelines and main oil pipelines results both in the presence pigging and in their absence. The frequency of accidents at individual sites is calculated by the formula 2:

$$\lambda_n = \bar{\lambda} \cdot k_{\text{en}} \cdot k_n \cdot k_{\text{HH}} \quad (2)$$

Accidents at hazardous industrial facilities of main oil pipelines and main oil product pipelines and their individual sections λ_n have differences in the values of the specific frequency (probability) of accidents $\bar{\lambda}$. They differ in the features of design, technological characteristics, design, technology of construction and operation in the environment and social environment.

To determine the specific intensity of accidents on the linear part $\bar{\lambda}$, it is necessary to have statistical data on failures and accidents over the last 5 years at underwater crossings.

According to the available data provided by the Federal Service for Environmental, Technological and Nuclear Supervision, 93 emergency situations occurred on the oil pipelines from 1999 to 2008, of which 12 accidents occurred at underwater crossings with pollution of water bodies. The specific intensity value $\bar{\lambda} = 0,025 \times 10^{-3}$ accidents/km·year.

The value of the integral coefficient k_{vl} indicates how many times $\bar{\lambda}$ the average frequency for this route differs from the specific frequency (probability) of the accident at section λ_n at each n-th section of the route, and is calculated by the formula 3 and shown in the Table 2

$$k_{vl} = B_n / B_{\text{average}} \quad (3)$$

According to the formula by summing up all the works of the group shares and the shares in the group and the scoring marks for each factor of the group, the

value of B_n is calculated. To perform the accidents risk calculation at underwater transitions, 5 underwater transitions with identical parameters, but difference among themselves into a defective pipe body and a weld, are taken as models. As a variable parameter, a factor representing the number of defects with a maximum service life of not more than 1 year on 5 sections of the route has been taken. Each of the sections of underwater crossings is assigned a score in accordance with the number of detected defects in a particular section. According to the formula 4 B_n calculation is made, the results of the calculation are shown in the Table 2

$$B_n = \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^{J(i)} \rho_i \cdot q_{ij} \cdot B_{ij} \quad (4)$$

Due to the lack of data or for the designed hazardous industrial facility, the main oil pipelines and oil product pipelines according to the methodological recommendations, the average score of $B_{average}$ is recommended to be equal to 3.

Strength ratio k_n is defined as the reciprocal of the actual safety margin of the hazardous industrial facility of oil trunk pipelines and oil trunk pipelines at the site in question to the value of the safety factor for a hazardous industrial facility of oil trunk pipelines and oil trunk pipelines. In the absence of data, it is assumed to be 1.

The coefficient k_{mn} is taken, depending on the technology used in the construction of the underwater crossing, equal to 0.1 in the sections executed by the microtunneling technology; 0.4 - in areas executed by directional drilling; 0.6 - in areas made using the "pipe in pipe" technology or using concrete pipes and 1 - in all other areas. To perform the calculations, k_{mn} was taken = 1.

Table 3 – The results of the calculations

The number of defects with a maximum service life of not more than 1 year on the road section (F_{51})	k_{vl}	B_n	$\lambda_n, 10^{-6}$
More than 10	2,54	7,63	63,5
From 1 to 10	2,48	7,45	62
from 0.1 to 1	2,4	7,21	60
less than 0.1	2,36	7,095	59
No defects with a maximum service life of more than 1 year	2,34	7,035	58,5

2.2.2. Estimation of defective hole formation frequency in the main oil pipelines and main oil pipelines depending on its size

Depending on the volume of oil being poured, two types of outflows resulting from an accident can be distinguished.

The first type can be attributed to the outflow through the fistula and damage caused by corrosion; they are characterized by the presence of size up to 15 mm. The share of leaks of the first type accounts for 70% of the total amount of depressurization.

The second type of outflows can be attributed to cracks in the main oil pipelines and main oil product pipelines resulting from a defect in the pipe made by the manufacturer, not high-quality construction and installation work, mechanical damage, equipment failures and operating errors. The share of leaks of the second type accounts for 30% of the total amount of depressurization. This type is characterized by varying the size of defective holes in a wider range.

The size of defective holes in this case can vary in a much wider range: from a few centimeters to a complete (guillotine) pipe rupture.

The specific frequency of accidents at the site with the occurrence of defective holes of a certain size, the characteristic dimensions of the defective holes are listed in the Table 4 and calculated by the formula:

$$\lambda_m^c = \lambda_n \cdot f_m^{Lp} \quad (5)$$

Table 4 - the parameters of the defective hole in the hazardous industrial facility of the main oil pipeline and the main oil product pipeline and the frequency of occurrence of the hole with these parameters

Defective hole parameters	Crack m=0	Small crack m=1	Medium crack m=2	Guillotine break m=3
	$S_{eff} \leq 10^{-4}, M^2$ regardless of diameter			
S_{eff} / S_0		0,0072	0,0448	0,179
Share breaks f_m^{Lp}	0,7	0,165	0,105	0,03

The results of specific accidents with the given sizes of defective holes are shown in the table 5.

Table 5 – The specific frequency of accidents obtained taking into account the parameters of the defective hole in the hazardous industrial area of main oil pipelines and main oil product pipelines

λ_m^c accidents /(km·year), 10^{-6}	Crack m=0	Small crack m=1	Medium crack m=2	Guillotine break m=3
λ_{m1}^c	44	10,47	6,6	1,9
λ_{m2}^c	43	10,23	6,5	1,86
λ_{m3}^c	42	9,9	6,3	1,8
λ_{m4}^c	41	9,73	6,1	1,77
λ_{m5}^c	40	9,6	6	1,74

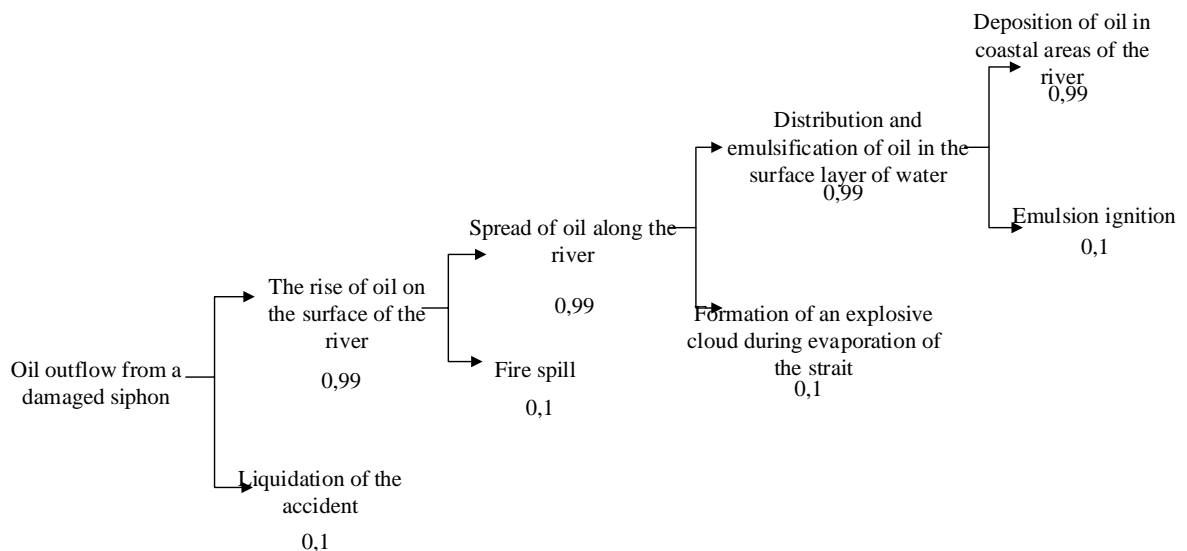
2.3. Calculation of risk indicators for accidents, taking into account the parameters of the defective hole in the hazardous industrial area of main oil pipelines and main oil product pipelines

Considering the specific frequency of accidents λ_m^c , taking into account the parameters of the defective hole and the conditional probability of realization of the scenario of the development of accidents Q_k , the magnitude of the potential risk can be calculated. To determine the conditional probability of the accident scenario Q_k implementation, it is necessary to build an event tree that will allow considering the

event algorithm when oil flows out of the damaged siphon. To build the event tree, the safety data sheets of underwater passages passing through the Ob, Pasol, Ilyak, Chaya, and Parabel rivers of the Strzhevoy oil pipeline management department were studied.

From these passports for building an event tree, a brief description of the most likely scenario of an emergency situation with a description of the sequence of events was adopted. With the help of expert evaluation, the conditional probability of each event was determined and the conditional probability was calculated. The event tree allows you to consider all possible options for the development of the accident that can lead to certain consequences.

The figure 7 shows a tree of events of oil outflow from the damaged siphon of a hazardous industrial facility of main oil pipelines and main oil product pipelines. According to the results of the calculations, the conditional probability of the accident scenario Q implementation leading to pollution of the water body is 0.95.



Picture 7 – Event tree of oil outflow from the damaged siphon of a hazardous industrial facility of trunk oil pipelines and trunk oil product pipelines

The calculation of risk R is made for each underwater transition, taking into account the size of defective holes. The results of the calculations are shown in the Table 6

Table 6 –Calculation of risk based on the size of the defect

Q	R	Crack m=0, $10^{-6} \text{ year}^{-1}$	Small crack m=1, $10^{-6} \text{ year}^{-1}$	Medium crack m=2, $10^{-6} \text{ year}^{-1}$	Guillotine break m=3, $10^{-6} \text{ year}^{-1}$
0,95	R1	41,8	9,9465	6,27	1,805
0,95	R2	40,85	9,7185	6,17	1,767
0,95	R3	39,9	9,405	5,98	1,71
0,95	R4	38,95	9,2435	5,79	1,68
0,95	R5	38	9,12	5,7	1,653

Conclusion of the chapter: During the calculations, we considered 5 models of underwater crossings, which had identical parameters, but differed among themselves by the number of defects with a maximum service life of not more than 1 year on the route section. According to the results of the obtained calculations, it can be concluded that the maximum level of risk is observed with the largest number of defects, while reducing this value, the risk decreases accordingly. The calculation was made taking into account the size of the defective hole, the greatest potential risk is characteristic of a fistula, with an increase in the defective hole, the risk is significantly reduced.

Приложение Б

Нефтепровод Александровское-Анджера-Судженск, РНУ «Стрежевой», ОАО «Центрсибнефтепровод

Наименование водоема с ПП	Диаметр трубопровода, мм	Толщина стенок трубопровода, мм	Глубина заложения ПП, м	Износ производственных фондов, %	Частота наиболее вероятного сценария развития чрезвычайной ситуации, год ⁻¹	Количество опасного вещества участвующего в реализации наиболее вероятного сценария, т, м ³ /ки	Максимальная площадь распространения нефти, тыс. м ²	Протяженность трубопровода, м	Ширина реки в месте перехода в меженях, м
ПП через р. Пасол (20,5 км магистрального нефтепровода)	Основной 1220	14	4	49	6,51×10 ⁻⁴	639	213	3295	110
	Резервной 1220	19						3361	
ПП через р.Обь (33 км магистрального нефтепровода)	Обеих ниток 1020	16	6	49	6,51×10 ⁻⁴	639	213	4517	760
								4165	
ПП через р.Ильяк (118 км магистрального нефтепровода)	Основной 1220	15.5	4	49	6,51×10 ⁻⁴	690,59	230,19	4046	72
	Резервной 1020	12.5						4012	
ПП через р. Чая (501 км магистрального нефтепровода)	Основной 1220	15.3	3,78	49	6,51×10 ⁻⁴	70,7	570	4538,3	65-78
	Резервной 1220	19;14						4759,5	
ПП через р.Парабель (380 км магистрального нефтепровода)	Основной 1220	19	-	49	6,51×10 ⁻⁴	44,6	539,59	3757	116
	Резервной 1220	12						3737	
ПП через р.Обь (674 км магистрального нефтепровода)	Основной 1020	18;14	5,7-7,6	49	6,51×10 ⁻⁴	70,7	570	1168,2	1300
	Резервной 1020	16;14						1162,7	