



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

Институт неразрушающего контроля
Направление подготовки (специальность): 20.04.01 «Техносферная безопасность»
Кафедра экологии и безопасности жизнедеятельности

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Методика расчета территориальных пожарных рисков при эксплуатации магистрального нефтепровода

УДК 614.842.6:622.822.7

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1EM51	Соловьев Виталий Николаевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сечин Александр Иванович	д.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Попова Светлана Николаевна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭБЖ ИНК ТПУ	Романенко Сергей Владимирович	д.х.н.		

Томск – 2017 г.

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

По направлению 20.04.01 «Техносферная безопасность»

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и заинтересованных сторон
Профессиональные компетенции		
P1	Применять глубокие математические, естественно-научные, социально-экономические и профессиональные знания при осуществлении изысканий и инновационных проектов создания и оптимизации методов и средств обеспечения безопасности человека и окружающей среды от техногенных и антропогенных воздействий.	Требования ФГОС (ПК-1–4, 6; ОПК-1–3, 5; ОК-4). Критерий 5 АИОР (п.1.1), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI.
P2	Создавать и использовать на основе глубоких и принципиальных знаний необходимое оборудование, инструменты и технологии по защите человека в техносфере, а также для повышения надежности и устойчивости технических объектов.	Требования ФГОС (ПК-5, 7; ОПК-1–3, 5; ОК-5, 6), критерии АИОР. Критерий 5 АИОР (пп. 1.3, 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI.
P3	Проводить инновационные инженерные исследования опасных природных и техногенных процессов и систем защиты от них, включая критический анализ данных из мировых информационных ресурсов в области современных информационных технологий, современной измерительной техники и методов измерения.	Требования ФГОС (ПК-8–13; ОПК-1–3, 5; ОК-9, 10). Критерий 5 АИОР (п.1.2, 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI.
P4	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.	Требования ФГОС (ПК-14–18; ОПК-1–5; ОК-1, 8). Критерий 5 АИОР (п.1.6), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI.
P5	Организовывать мониторинг в техносфере, составлять краткосрочные и долгосрочные прогнозы развития ситуации на основе его результатов с использованием фундаментальных и специальных знаний, анализировать и оценивать потенциальную опасность объектов экономики для человека и среды обитания и разрабатывать	Требования ФГОС (ПК-19, 21, 22; ОПК-1–5; ОК-2). Критерий 5 АИОР (пп.1.2, 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI.

	рекомендации по повышению уровня безопасности объекта.	
P6	Проводить экспертизу безопасности и экологичности технических проектов, производств, промышленных предприятий и территориально-производственных комплексов, аудит систем безопасности, осуществлять мероприятия по надзору и контролю.	Требования ФГОС (ПК-20, 23–25; ОПК-1–3, 5). Критерий 5 АИОР (п.1.2), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI.
Общекультурные компетенции		
P7	Использовать глубокие знания в области проектного менеджмента, в том числе международного менеджмента, находить и принимать управленческие решения с соблюдением профессиональной этики и норм ведения инновационной инженерной деятельности в области техносферной безопасности.	Требования ФГОС ВО (ОК-7, ОК-8; ОПК-1–3, 5; ПК-4, ПК-6). Критерий 5 АИОР (п.2.1), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI.
P8	Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной профессиональной среде, включая разработку документации, презентацию и защиту результатов инновационной инженерной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-4–6, 10–12; ОПК-3), Критерий 5 АИОР (п.2.2), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI.
P9	Эффективно работать индивидуально, а также в качестве руководителя группы с ответственностью за работу коллектива при решении инновационных инженерных задач в области техносферной безопасности, демонстрировать при этом готовность следовать профессиональной этике и нормам.	Требования ФГОС (ОК-1-3, 8; ОПК-1–4). Критерий 5 АИОР (пп.1.6, 2.3.), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI.
P10	Демонстрировать глубокое знание правовых, социальных, экологических и культурных аспектов инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.	Требования ФГОС (ОК-4, 5; ОПК-2–3; ПК-18, 19). Критерий 5 АИОР (пп.2.4,2.5), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI.
P11	Понимать необходимость и уметь самостоятельно учиться и повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-2–4). Критерий 5 АИОР (2.6), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI.

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

Институт неразрушающего контроля
Направление подготовки (специальность) 20.04.01 «Техносферная безопасность»
Кафедра экологии и безопасности жизнедеятельности

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой ЭБЖ
С.В. Романенко

(Подпись) _____
(Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
1EM51	Соловьеву Виталию Николаевичу

Тема работы:

Методика расчета территориальных пожарных рисков при эксплуатации магистрального нефтепровода	
Утверждена приказом директора ИНК (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе:
– Наименование объекта исследования – участок магистрального нефтепровода; – Производительность ((53 млн. т. в год (147 тыс. т в сутки)); – Режим работы – непрерывный; – Вид транспортируемого вещества – нефть; – Длина отрезка магистрального нефтепровода – 310 км; – Диаметр трубы нефтепровода 1220 мм; – Рабочее давление – 3,7 МПа

Перечень подлежащих исследованию и разработке вопросов:

- Обзор литературных источников.
- Постановка задачи исследования.
- Сбор статистических данных причин возникновения аварий на магистральных нефтепроводах.
- Технологическая характеристика магистрального нефтепровода «Стрежевой–Каргасок».
- Составление вариологической модели объекта исследования.
- Расчет пожарных рисков при эксплуатации магистрального нефтепровода.
- Определение расчетным путем зон поражения при возникновении аварии на нефтепроводе.
- Рекомендации по уменьшению рисков, организационно-технические мероприятия.
- Методология проведения исследования на безопасное функционирование объекта.
- Практические рекомендации по уменьшению территориальных пожарных рисков

Перечень графического материала:

- Частота аварий на нефтепроводах в Российской Федерации и за рубежом.
- Состав сооружений магистральных нефтепроводов.
- Расположение магистрального нефтепровода на карте.
- Дерево событий для участков рассматриваемого объекта.
- Зона территориального пожарного риска магистрального нефтепровода на участке «Стрежевой–Каргасок».
- Графики зависимости интенсивности и дозы теплового излучения от расстояния (от оси нефтепровода), избыточного давления волны взрыва от расстояния.
- Зоны распространения интенсивности, дозы теплового излучения и избыточного давления.
- Схема методологии проведения исследования на безопасное функционирование объекта.

Консультанты по разделам магистерской диссертации

Раздел	Консультант
Составление вариологической модели	Профессор кафедры ЭБЖ Сечин Александр Иванович
Оценка пожарного риска	
Проведение методологии исследования	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент кафедры менеджмента Попова Светлана Николаевна
Социальная ответственность	Доцент кафедры ЭБЖ Сечин Андрей Александрович
Раздел магистерской диссертации, выполненный на иностранном языке	Старший преподаватель ИЯФТ Данейкина Наталья Викторовна

Дата выдачи задания на выполнение магистерской диссертации по линейному графику

1.03.2017

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор кафедры ЭБЖ	Сечин Александр Иванович	д.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1ЕМ51	Соловьев Виталий Николаевич		

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт неразрушающего контроля
Направление подготовки (специальность) 20.04.01: «Техносферная безопасность»
Уровень образования: Магистратура
Кафедра экологии и безопасности жизнедеятельности
Период выполнения (осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года)
Форма представления работы:

Магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения магистерской диссертации

Срок сдачи студентом выполненной работы:		
Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
7.03.17	Составление и утверждение темы проекта	8
15.03.17	Постановка цели и задачи, календарное планирование работы	10
17.03.17	Сбор материала и статистических данных об авариях на исследуемом объекте, технологическая характеристика магистрального нефтепровода	12
21.03.17	Проведение расчета территориальных пожарных рисков для участков магистрального нефтепровода «Стрежевой-Каргасок»	12
24.03.17	Построение вариологической модели для магистрального нефтепровода	10
5.04.17	Расчет зон поражения от взрыва при возникновении аварии на магистральном нефтепроводе	14
14.04.17	Составление мероприятий по повышению устойчивости объекта и уменьшению территориальных пожарных рисков	12
28.04.17	Методология проведения исследования на безопасное функционирование объекта	12
12.05.17	Выводы	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор кафедры ЭБЖ	Сечин Александр Иванович	д.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭБЖ ИНК НИТПУ	Романенко Сергей Владимирович	д.х.н.		

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

Студенту

Группа	ФИО
1EM51	Соловьеву Виталию Николаевичу

Институт	ИНК	Кафедра	ЭБЖ
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	20.04.01 «Техносферная безопасность»

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

1. Стоимость ресурсов НИ: материально-технических, информационных, энергетических, финансовых	Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах и изданиях, нормативно-правовых документах, наблюдение.
2. Нормативы и нормы расходования ресурсов.	
3.Использованная система налогообложения, ставки налогов, дисконтирования, отчислений.	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, альтернатив проведения научного исследования и перспективности, с позиции ресурсосбережения и ресурсоэффективности.	Определение потенциального потребителя результатов исследования, SWOT-анализ, определение возможных альтернатив проведения научных исследований.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований.	Планирование этапов работы, определение календарного графика и трудоемкости выполнения работ, расчет бюджета научно- технического исследования.

Перечень графического материала:

<ol style="list-style-type: none"> 1. Карта сегментирования рынка 2. Оценочная карта конкурентных технических решений 3. Матрицы SWOT анализа 4. Инициация проекта 5. Календарный план-график проведения научных исследований 6. Расчет бюджета научных исследований
--

Дата выдачи задания по линейному графику	1.03.2017
---	-----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Попова Светлана Николаевна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1EM51	Соловьев Виталий Николаевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
1ЕМ51	Соловьеву Виталию Николаевичу

Институт	ИНК	Кафедра	ЭБЖ
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	20.04.01 «Техносферная безопасность»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (материал, рабочая зона, технологический процесс, алгоритм, методика)	Рабочим местом является отдел службы промышленной безопасности и охраны труда. Объект исследования (методика расчета территориальных пожарных рисков при эксплуатации магистрального нефтепровода)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования.</p> <p>1.2. Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований.</p> <p>1.3. Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов.</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – предлагаемые средства защиты (коллективная защита и индивидуальные защитные средства); – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	Недостаточная освещенность может быть вызвана ошибочным расположением ламп в помещении, не правильным выбором количества осветительных приборов и не рациональной нагрузкой на них электрического тока. Это может стать причиной неадекватного восприятия человеком технологического процесса, его утомления, также может вызвать пульсирующие головные боли. Не нормированная температура или концентрация влажности воздуха в помещении может быть вызвана не правильной эксплуатацией отопительных приборов, не правильно подготовленной внутренней обстановки помещения в различные времена года. Это приводят к отклонению показателей микроклимата внутри производства.
<p>2. Экологическая безопасность</p> <p>2.1. Анализ возможного влияния объекта исследования на окружающую среду.</p> <p>2.2. Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду.</p> <p>2.3. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы), гидросферу (сбросы) и литосферу (отходы). 	Воздействие на окружающую среду сводится к минимуму, за исключением бытовых отходов и возможностью выброса вредных веществ в атмосферу при аварии на магистральном нефтепроводе.

<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <p>3.1. Анализ вероятных чрезвычайных ситуаций, которые может инициировать объект исследования.</p> <p>3.2. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований.</p> <p>3.2. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень 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. 	<p>К мерам по предупреждению ЧС будут относиться:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Создание запасов средств индивидуальной защиты и поддержание их в готовности; 2. Выявление угроз пожара и оповещение персонала; 3. Подготовка работающих к действию в условиях ЧС; 4. Подготовка и поддержание в постоянной готовности сил и средств, для ликвидации ЧС.
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Соблюдение законов (налоговое законодательство, трудовой и гражданский кодексы). Руководитель (ответственный) принимает обязательства выполнения и организации правил эвакуации и соблюдение требования безопасности в помещении.</p>
<p>Перечень графического материала:</p>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	<p>Расчет освещения и схема размещения светильников общего равномерного искусственного люминесцентного освещения.</p>

<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1ЕМ51	Соловьев Виталий Николаевич		

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация: 145 страниц, 24 рисунка, 35 таблиц, 63 источника литературы, 2 приложения.

Ключевые слова: нефть, магистральный нефтепровод, территориальные и пожарные риски, авария, дерево событий, зоны поражения от взрыва, селитебная зона, мониторинг, организационно-технические мероприятия, методология исследования.

Объектом исследования является разработка методики расчета территориальных пожарных рисков при эксплуатации магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» на участке «Стрежевой–Каргасок».

Цель работы – разработка методики расчета территориальных пожарных рисков при эксплуатации магистрального нефтепровода на участке «Стрежевой-Каргасок».

Новизна работы заключается в разработке вариологической модели дерева событий для аварийных ситуаций магистрального нефтепровода и на ее основе методологии проведения исследования на безопасное функционирование объекта.

В процессе разработки были проведены расчеты пожарных рисков для участков магистрального нефтепровода, дан сравнительный анализ риска с помощью рассчитанных и приведенных значений вероятности, выполнен расчет зон воздействия поражающих факторов при аварии на нефтепроводе, определены безопасные расстояния до селитебной зоны при возникновении аварий на нефтепроводе и составлены мероприятия по повышению устойчивости объекта и уменьшению территориальных пожарных рисков.

В процессе исследования дан анализ статистическим данным по авариям на магистральном нефтепроводе, рассмотрены технологические участки нефтепровода, проанализировано функционирование технологического оборудования.

В результате исследования произведен расчет территориальных пожарных рисков на участках магистрального нефтепровода, расчетным методом определены зоны поражения территорий при возникновении аварий на нефтепроводе, составлены рекомендации по уменьшению риска, проведен анализ безопасного функционирования магистрального нефтепровода.

Степень внедрения: средняя

Область применения: нефтяная промышленность (транспортировка нефти).

Практическая значимость магистерской диссертации заключается в составлении вариологической модели дерева событий, в расчете рисков магистрального нефтепровода на участке «Стрежевой–Каргасок», в расчете вероятных зон воздействия поражающих факторов при аварии на нефтепроводе, в составлении необходимых мероприятий по уменьшению территориальных пожарных рисков и проведении исследования на безопасное функционирование объекта.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В магистерской диссертации применены следующие термины с соответствующими определениями:

Нефтепровод – инженерно-техническое сооружение трубопроводного транспорта, предназначенное для транспортировки нефти.

Магистральный нефтепровод – производственно-технологический комплекс, состоящий из трубопроводов, диаметром до 1220 мм с избыточным давлением среды свыше 1,18 МПа (12 кгс/см^2) до 10 МПа (100 кгс/см^2), и связанных с ними перекачивающих станций, других технологических объектов, обеспечивающих транспортировку нефти, от пунктов приемки до пунктов сдачи потребителям или перевалку на другой вид транспорта.

Линейная часть магистрального нефтепровода – составная часть магистрального нефтепровода, состоящая из трубопроводов (включая запорную арматуру, переходы через естественные и искусственные препятствия), установок электрохимической защиты от коррозии, вдоль линий электропередач и иных сооружений, предназначенных для транспортировки нефти.

Лупинг – участок трубопровода, прокладываемый параллельно основному трубопроводу; подключается для увеличения пропускной способности последнего.

На участке трубопровода с лупингом, расход транспортируемого продукта в основном трубопроводе уменьшается, следовательно, сокращается общая потеря напора на преодоление гидравлического сопротивления. Поэтому при неизменной величине напора пропускная способность трубопровода в целом увеличивается тем значительнее, чем больше площадь поперечного сечения лупинга.

Запорная арматура – вид трубопроводной арматуры, предназначенный для перекрытия потока среды.

Авария – разрушение сооружений или технических устройств, неконтролируемый взрыв или выброс опасных веществ.

Авария на магистральном нефтепроводе – опасное происшествие, повлекшее внезапное истечение нефти, сопровождаемое одним или несколькими событиями (воспламенение нефти или взрыв паров, загрязнение водоемов, сверх пределов, образование утечки нефти в объеме 10 м³ и более).

Дефект нефтепровода – отклонение параметров нефтепроводов или их элементов от требований, установленных нормативными документами.

Охранная зона магистрального нефтепровода – территория с особыми условиями использования, устанавливаемая вдоль или вокруг объектов магистрального нефтепровода в целях обеспечения его безопасности.

Риск – вероятность того или иного неблагоприятного события в течение определенного времени.

Анализ риска аварии – процесс выявления опасностей и оценки риска для групп людей, имущества или окружающей среды.

Анализ риска – совокупность методов исследования опасностей возникновения, развития и последствий возможных аварий. Включает в себя планирование работ, идентификацию опасностей аварий, оценку риска аварий, установление степени опасности возможных аварий и разработку мероприятий по снижению риска аварий.

Оценка риска аварий – определение вероятности и степени тяжести последствий опасностей аварий для человека и окружающей среды.

Риск аварии – мера опасности, которая характеризует реализацию аварий на опасном производственном объекте и тяжесть их последствий.

Мониторинг – непрерывный процесс наблюдения и регистрации параметров объекта, в сравнении с заданными критериями.

Чрезвычайная ситуация – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, природного явления или катастрофы, которая может повлечь гибель людей и нанести ущерб окружающей среде.

В диссертации использованы следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

МН – магистральный нефтепровод;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

КПП СОД – камера пуска-приема средств очистки и диагностики.

КПП СОД – предназначена для запуска и приема внутритрубных средств очистки, диагностики, герметизации и разделительных устройств в потоке перекачиваемого продукта.

В данной работе использованы следующие нормативные ссылки:

1. ГОСТ Р 12.3.047-2012. «Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля».

2. СП 36.13330.2014. «Свод правил. Магистральные трубопроводы».

4. СП 131.13330.2012. «Свод правил. Строительная климатология».

5. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-08. «Санитарно-защитные зоны».

6. ГОСТ Р МЭК 62502-2014. «Менеджмент риска. Анализ дерева событий».

7. ГОСТ Р 55435-2013. «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения».

8. ГОСТ Р 51858-2002. «Нефть. Общие технические требования».

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	17
1. Аварии на магистральных нефтепроводах.....	19
1.1 Аварии и причины их возникновения на объектах нефтяной промышленности.....	19
2. Режим транспортировки нефти в России	23
2.1 Сооружения магистральных нефтепроводов	23
2.2 Физико-химические свойства нефти. Воздействие на людей и окружающую среду.....	26
3. Технологическая характеристика магистрального нефтепровода... ..	27
3.1 Участок рабочего нефтепровода. Работа и функционирование оборудования.....	27
3.2 Топография района расположения.....	28
3.3 Природно-климатические условия в районе расположения магистрального нефтепровода.....	30
3.4 Обозначение трассы магистрального нефтепровода на местности. Охранная и санитарно-защитная зоны.....	31
3.5 Аварийные ситуации магистрального нефтепровода Томской области «Александровское-Анжеро-Судженск».....	32
4. Оценка территориальных рисков при эксплуатации магистрального нефтепровода	33
4.1 Оценка пожарных рисков.....	35
4.1.1 Анализ магистрального нефтепровода «Стрежевой-Каргасок»	35
4.1.2 Построение вариологической модели для магистрального нефтепровода	36

4.1.3 Расчет интенсивности теплового излучения.....	52
4.1.4 Расчет параметров избыточного давления волны при сгорании и взрыве паров нефти.....	54
5. Рекомендации по уменьшению территориальных пожарных рисков	61
5.1 Мониторинг риска	61
5.2 Организационно-технические мероприятия	63
6. Методология проведения исследования на безопасное функционирование объекта	68
7. Результаты проведенного исследования	70
8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	72
9. Социальная ответственность	94
Заключение	113
Список публикаций по представленной работе	117
Список используемых источников.....	118
Приложение 1	125
Приложение 2	128

ВВЕДЕНИЕ

Основной спецификой нефтяной отрасли является добыча, транспортировка и подготовка огромных количеств нефти, являющейся пожаровзрывоопасным веществом.

В настоящее время трубопроводы не заменимы при транспортировке нефти на огромные расстояния от мест их добычи к местам потребления.

Значение трубопроводного транспорта с каждым годом возрастает, обеспечивая новые сферы. Применение трубопроводов экономически выгодно, работают трубопроводы в различный температурный диапазон и в любое время года. Такое средство транспортировки нефти незаменимо, особенно для России, с ее огромными территориями и сезонными ограничениями на использование водного транспорта.

На 2017 год общая протяженность магистральных нефтепроводов в России составляет около 70 тыс. км.[1]. Отдельные нефтепроводы часто объединяются в крупные системы.

Современные системы магистрального транспорта углеводородов представляют собой сложные инженерно-технические сооружения, с высокой производительностью и значительной протяженностью, которые в течение всего срока службы подвергаются значительным внутренним и внешним нагрузкам.

Большая потенциальная опасность рассматриваемых технологий и многочисленные аварии, связанные с разгерметизацией трубопроводов, которые обуславливают выбросы углеводородов, с последующими пожарами и взрывами, приводящими к человеческим жертвам, загрязнению окружающей среды и значительным экономическим потерям формируют актуальность работы.

Главной целью методики расчета рисков является, обеспечение непрерывности и стабильной деятельности производственного процесса и обеспечение безопасности для селитебной зоны, путем предупреждения

угроз и ограничения степени воздействия негативных факторов на магистральный нефтепровод.

Необходимо выявить значимые факторы, влияющие на аварийность и применяя эффективные меры безопасности, снизить возникновение территориальных пожарных рисков.

Цель работы состоит в разработке методики расчета территориальных пожарных рисков при эксплуатации магистрального нефтепровода на участке «Стрежевой-Каргасок».

Для достижения поставленной цели, необходимо решить следующие задачи:

1. дать анализ статистическим данным об авариях и причинам их возникновения;
2. составить вариологическую модель магистрального нефтепровода;
3. провести расчет территориальных пожарных рисков для участков магистрального нефтепровода;
4. расчетным методом определить безопасное расстояние от оси нефтепровода до селитебной зоны;
5. составить мероприятия по уменьшению территориальных пожарных рисков;
6. провести исследование на безопасное функционирование объекта.

1. АВАРИИ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ

1.1 Аварии и причины их возникновения на объектах нефтяной промышленности

Авария – разрушение сооружений или технических устройств, неконтролируемый взрыв или выброс опасных веществ.

Интенсивность аварий измеряют количеством аварий на участке нефтепровода длиной 1000 км за один год его эксплуатации. Статистика такова, в среднем на российских магистральных нефтепроводах интенсивность аварий составляет 0,2 аварии в год на 1000 км. Удельная интенсивность аварий на магистральных нефтепроводах осредненная по периодам (1/год/1000 км) представлена на (рис. 1) [2].

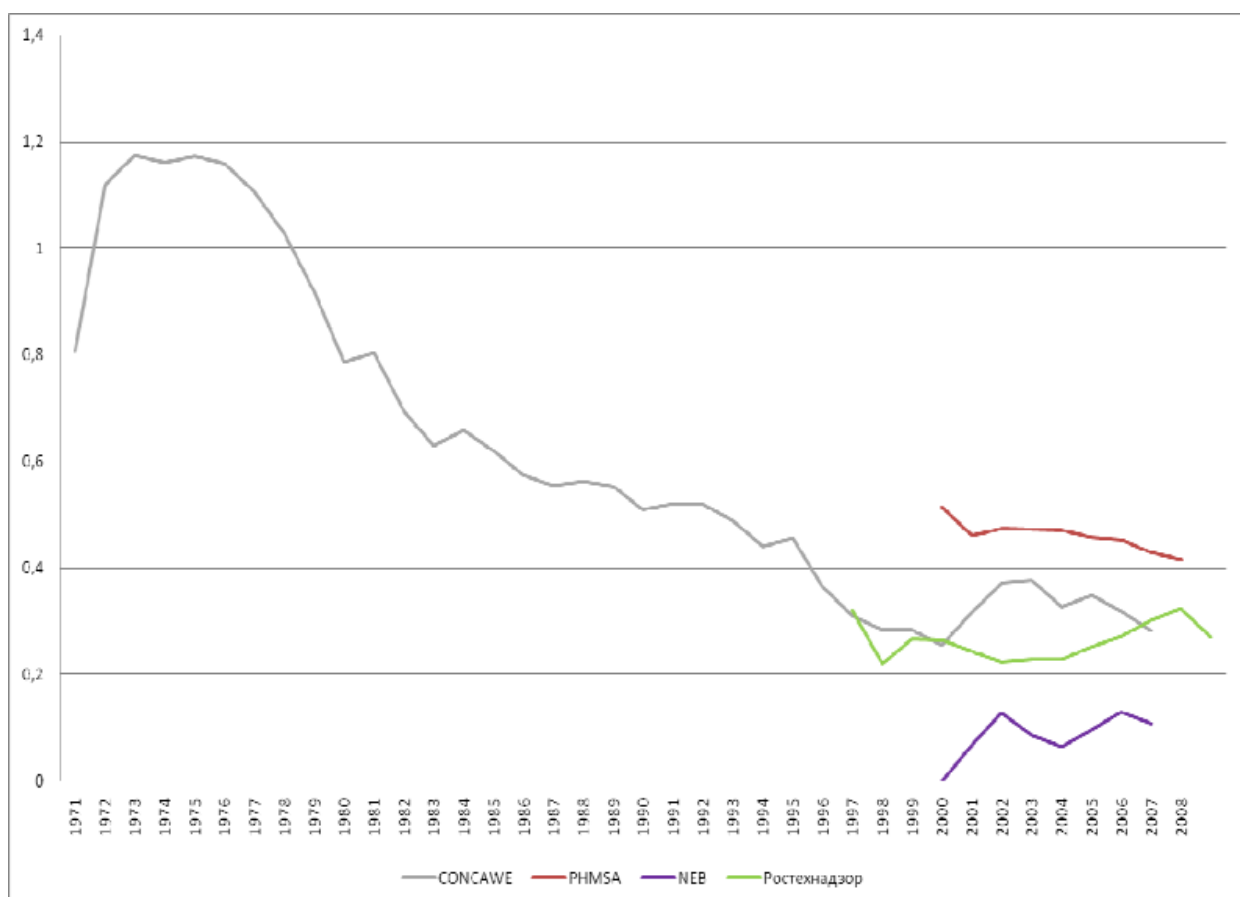


Рисунок 1 – График удельной интенсивности аварий на магистральных нефтепроводах России и в зарубежных странах

Из графика видно, что в 1970–1990 гг. наибольшее количество аварий произошло в Европейских странах, в 1998–2008 гг. в США, России и странах

Европы, что говорит о значительном физическом старении нефтепроводов и оборудования.

В (табл. 1) представлена интенсивность аварий на магистральных нефтепроводах России и в зарубежных странах.

Таблица 1 – Интенсивность аварий в России и в зарубежных странах [2]

Период	Европа	США	Канада	Россия
70-е годы прошлого столетия	1,17	–	–	–
За весь период наблюдений	0,55	0,43	0,10	0,25
Последние 5 лет наблюдений	0,27	0,26	0,11	0,27

Из (табл. 1) видно, что показатели аварийности магистральных нефтепроводов России и западных стран сопоставимы по порядку величин.

На (рис. 2) изображена схема суммарного распределения причин аварий на нефтепроводах России и в зарубежных странах [2].

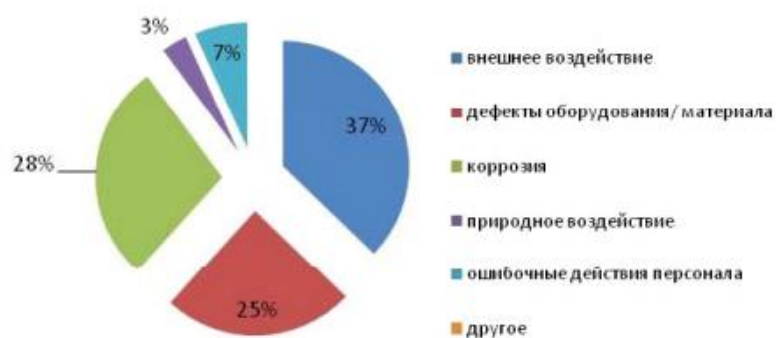
PHMSA (office of pipeline safety under the pipeline and hazardous materials safety) – управленческая служба по обеспечению безопасности трубопроводов и опасных материалов в США [3].

Европейская ассоциация нефтяных компаний CONCAWE – служба по обеспечению безопасности транспортировки и переработки нефти [4].

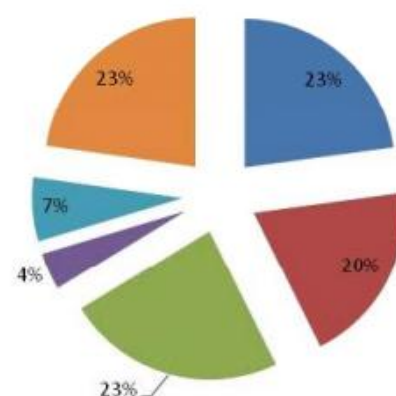
Рост числа крупных аварий происходит в результате значительного физического старения оборудования, ухудшении финансовых вложений в технологии, а также из-за некомпетентности сотрудников предприятий.

В большинстве случаев причины возникновения аварий в России подобны странам Запада. Существуют различия в природно-климатических условиях, внешней антропогенной нагрузке и в техническом обслуживании нефтепроводов.

CONCAWE (1971-2007)



PHMSA (1988-2008)



Ростехнадзор (1996-2008)

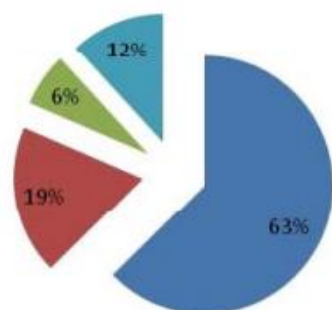


Рисунок 2 – Суммарное распределение причин аварий на нефтепроводах России и в зарубежных странах

Таблица 2 – Причины аварий на магистральных нефтепроводах [5]

Виды аварий	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Несанкционированное вскрытие	8	12	10	1	3	1	1		1	
Наезд и работа строительной техникой	4			2						
Коррозийное разрушение					1		2	1	1	1
Брак строительномонтажных работ	2	5			2	1				
Ошибочные действия персонала				2						
Заводской брак изделия	2		3					2	1	1
Воздействия природы					1					
Всего	16	17	13	5	7	2	3	3	3	2

Распределение причин аварий на магистральных нефтепроводах за 2005-2014 гг. по статистике Федеральной службы по экологическому технологическому и атомному надзору представлены в (табл. 2) [5].

Основными причинами аварий в России на объектах магистральных нефтепроводов являются:

1. коррозионное повреждение трубопроводов, регулирующей и запорной арматуры;
2. нарушение технического условия при изготовлении оборудования и труб (некачественная заводская сварка трубных швов, дефекты в металле трубы);
3. внешнее воздействие на трубопроводы (землетрясения, проседание грунта, в том числе криминальная врезка в трубопровод);
4. механические повреждения труб (вмятины, царапины), нанесенные при строительстве;
5. нарушение правил и норм работ при ремонте и строительстве (повреждения в процессе капитального ремонта труб), отступление от проектного решения;
6. ошибочное действие ремонтного и эксплуатационного персонала;
7. несвоевременное проведение технического диагностирования, обслуживания и ремонта нефтепроводов.

Как видно из статистики, нарушение правил при проектировании, несанкционированные врезки и коррозионные повреждения, составляют весомую долю аварий на магистральных нефтепроводах. Снижение аварий по этим причинам не наблюдается.

2. РЕЖИМ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ В РОССИИ

2.1 Сооружения магистральных нефтепроводов

Магистральный нефтепровод – инженерно-техническое сооружение, состоящее из целого комплекса систем. Магистральные нефтепроводы прокладывают для транспортировки нефти от технологических трубопроводов до мест перевалки и потребления, к которым, относятся нефтебазы и нефтеперерабатывающие заводы [6].

Трубопроводы диаметром от 219 до 1220 мм и протяженностью свыше 50 км относятся к магистральным нефтепроводам. Предназначены такие нефтепроводы для транспортировки товарной нефти из районов добычи до мест потребления или перевалки на другой вид транспорта [7].

МН в зависимости от диаметра подразделяются на 4 класса:

- 1) от 1000 до 1220 мм;
- 2) от 500 до 1000 мм;
- 3) от 300 до 500 мм;
- 4) менее 300 мм.

Магистральный нефтепровод состоит из следующих комплексов сооружений:

- трубопровод (линейная часть);
- подводные трубопроводы
- головные и промежуточные нефтеперекачивающие станции (НПС);
- конечный пункт (хранение и переработка нефти).

Линейная часть магистрального нефтепровода – составная часть магистрального нефтепровода, состоящая из трубопроводов, включая, запорную арматуру, переходы через естественные и искусственные препятствия, системы электрохимической защиты от коррозии, сооружений технологической связи.

Головная НПС предназначена для приема нефти с промыслов, смешивания или разделения их по сортам, учета нефти и ее закачки из резервуаров в трубопровод. Головная НПС располагается вблизи нефтепромыслов.

Промежуточные нефтеперекачивающие станции служат для восполнения энергии, затраченной потоком на преодоление сил трения, для обеспечения дальнейшей перекачки нефти. Промежуточные нефтеперекачивающие станции размещают по трассе трубопровода согласно гидравлическому расчету (через каждые 70–200 км), в зависимости от рельефа трассы. Перекачивающие насосные станции оборудуются центробежными насосами с электроприводом [7].

Магистральные нефтепроводы представляют собой технологическую систему, которая представлена на (рис.3).

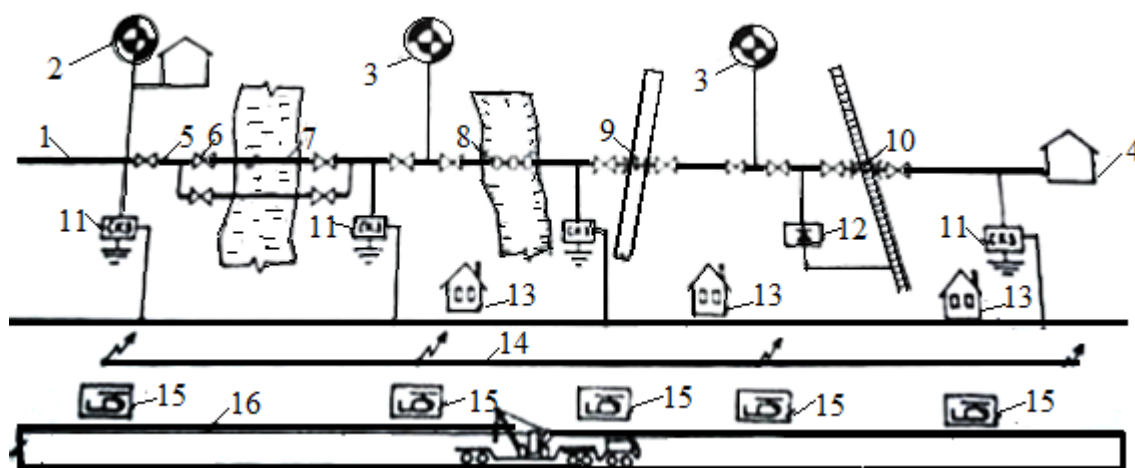


Рисунок 3 – Технологическая схема магистрального нефтепровода

1 – подводный трубопровод; 2 – головная нефтеперекачивающая станция; 3 – промежуточные нефтеперекачивающие станции; 4 – конечный пункт; 5 – линейная часть; 6 – линейная задвижка; 7 – дюкер; 8 – надземный переход; 9 – переход под автодорогой; 10 – переход под железной дорогой; 11 – станция катодной защиты; 12 – дренажная установка; 13 – дом охранника; 14 – линия связи; 15 – вертолетная площадка; 16 – дорога вдоль трассы.

Нефтепровод представлен в виде сваренных в непрерывную нитку труб. Чаще всего верхнюю образующую магистрального нефтепровода углубляют в грунт на глубину 0,8 м, если условиями не требуется иная глубина заложения. Подземная укладка нефтепровода хороша тем, что трубы

и переносимая по нему жидкость (нефть), не подвергаются резким перепадам температур, это дает важное преимущество для осуществления технологической надежности нефтепровода. При прокладке нефтепровода в районах вечной мерзлоты или в болотистых районах, трубы закладываются в искусственные насыпи или на опоры. Для этих условий применяют сварные или цельнотянутые трубы с диаметром от 219 до 1220 мм. Толщина стен труб должна определяться проектным давлением, которое в некоторых случаях достигает 10 МПа [7].

Если трубопровод пересекает крупные реки, то его утяжеляют бетонными покрытиями или грузами и углубляют ниже дна реки. Помимо основной нитки на участок пересечения реки укладывается резервная нитка того же диаметра.

Крупнейшие магистральные нефтепроводы России представлены в (табл. 3).

Таблица 3 – Самые крупные магистральные нефтепроводы России [8]

Нефтепровод	Диаметр, мм	Длина, км	Год постройки
Нефтепровод «Гуймазы – Омск – Новосибирск – Красноярск – Иркутск»	720	3662	1959 — 1964
Нефтепровод «Дружба»	529 — 1020	8900	1962 — 1981
Нефтепровод «Александровское – Анжеро-Судженск – Красноярск – Иркутск»	1220	1766	1973
Нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан»	1020 — 1200	4740	2006 — 2012

Нефтепровод Александровское–Анжеро-Судженск имеет наибольший диаметр трубы 1220 мм, длина нефтепровода 1766 км, 1973 год постройки.

2.2 Физико-химические свойства нефти. Воздействие на людей и окружающую среду

Нефть – легковоспламеняющаяся жидкость, представляющая собой смесь углеводородов с различными соединениями (сернистыми, азотистыми, кислородными), легче воды.

Основные элементы нефти – углерод и водород. В среднем в состав нефти входит 13 % водорода и 86 % углерода и другие классы органического происхождения, такие как, кислород в различных соединениях (кислоты, эфиры – не более 3,6 %) , азот (до 1,7%), сера (до 5%). Сера содержится как в чистом виде, так и в виде сероводорода. Кроме углеводородов и соединений, в состав нефти входят вещества, содержащие примесные атомы – серосодержащие и кислородосодержащие (нафтеновые кислоты, смолисто-асфальтеновые) [9].

Плотность нефти колеблется от 760 до 960 кг/м³. Температура кристаллизации от –60 до 30 °С; температура кипения от 28 до 100 °С. Температура вспышки от –35 до 120 °С.

При транспортировке нефти [9]:

- плотность нефти при 20 °С равна 860 кг/м³;
- массовая доля серы и воды, соответственно равны (1,15 % и 0,4 %);
- концентрация хлористых солей 100 мг/м³, а объемная доля фракций до 200 °С равна 25 %.

Пары и газы при вдыхании, на организм человека действуют наркотически. Оказывают вредное воздействие на центральную нервную систему. Острые отравления парами нефти могут привести к потере сознания. Пары и газы углеводородов, образующиеся в результате испарения, при выбросе нефти, загрязняют атмосферный воздух. При разливе на грунт нефть загрязняет почвенный слой, губительно влияет на растительный покров и животный мир, а при определенных условиях может послужить и источником ЧС [9].

3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

3.1 Участок рабочего нефтепровода. Работа и функционирование оборудования

Участок «Стрежевой-Каргасок» магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск» имеет длину порядка 310 км, простираясь по Каргасокскому и Александровскому району Томской области (рис. 4).

Технологический процесс перекачки нефти осуществляется по схеме «из носа в нос» на участке «Стрежевой-Каргасок». Необходимое давление, для работы на входе насосов промежуточных перекачивающих станций, обеспечивается за счет давления, развиваемого предыдущей НПС [10].

В магистральном нефтепроводе, под воздействием разницы в давлении, создаваемой насосными станциями, нефть транспортируется со скоростью 3 м/с. НПС «Раскино» и резервуарный парк, расположены на расстоянии 195 км от г. Стрежевой.

На расстоянии в 10–20 км на линейных частях нефтепровода размещают задвижки, которые позволяют перекрыть отдельные участки при аварии. Диаметр трубы линейного нефтепровода составляет 1220 мм.

Материал трубы – сталь 13ГС (сталь конструкционная низколегированная) повышенной прочности для сварных конструкций [10]. Низколегированная сталь изготовлена из электросварных прямошовных труб группы прочности К52 (временное сопротивление разрыву в кгс/мм²), работающих под давлением, в различных агрессивных средах. Низколегированная сталь – это сталь, которая кроме обычных примесей, содержит элементы, специально вводимые в определенных количествах для обеспечения физических и механических свойств, (легирующие компоненты составляют 2,5 % – хром, никель, медь). Легирующие добавки повышают

прочность, снижают опасность хрупкого разрушения и повышают коррозионную стойкость стали [10].

На (рис. 4) представлена карта-схема магистрального нефтепровода на участке «Стрежевой-Каргасок» [11].

Вдоль магистрального нефтепровода установлена НПС «Раскино», резервуарный парк, построены вертолетные площадки и расположены населенные пункты, такие как г. Стрежевой, с. Медведево, с. Каргасок.

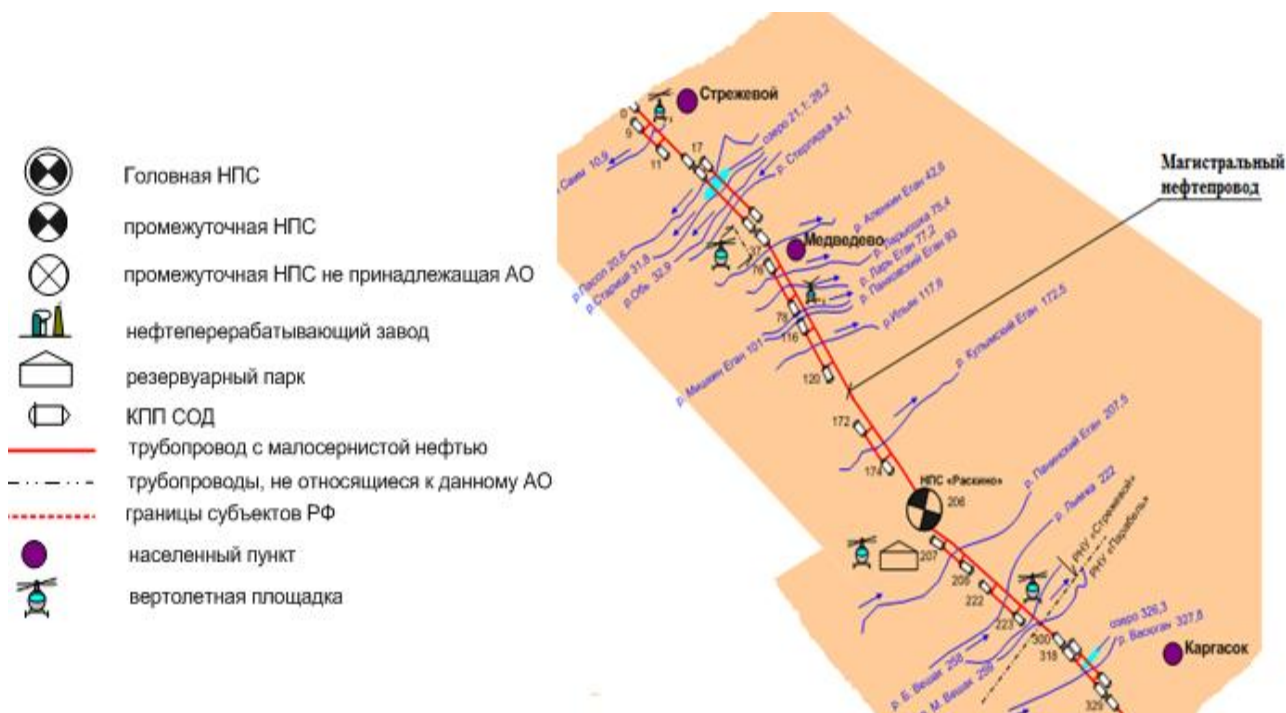


Рисунок 4 – Участок магистрального нефтепровода «Стрежевой-Каргасок»

3.2 Топография района расположения

Исследуемый объект магистральный нефтепровод «Александровское–Анжеро-Судженск» на участке «Стрежевой-Каргасок» располагается по Каргасокскому и Александровскому району Томской области. Местность равнинная. Территория представлена болотно-лесистой местностью, небольшая часть территории входит в лесостепную зону, с большим количеством населенных пунктов [12]. На (рис. 5) представлена карта-схема Томской области и наглядное расстояние от г. Стрежевой до с. Каргасок.

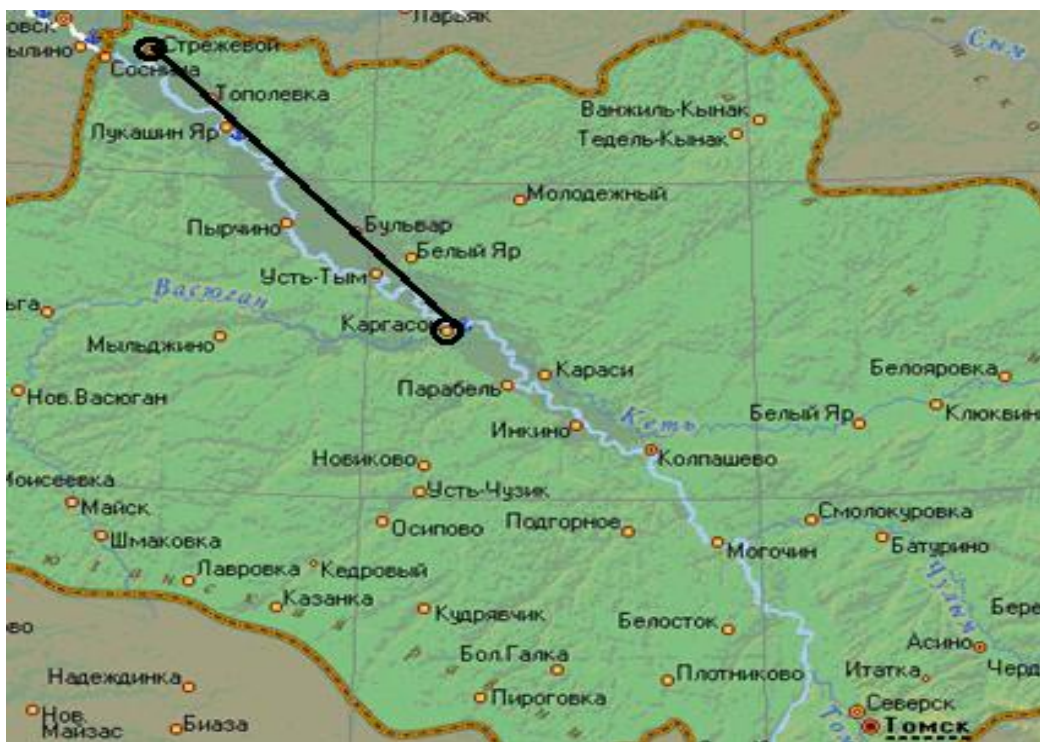


Рисунок 5 – Топография района расположения магистрального нефтепровода «Стрежевой-Каргасок»

Рельеф местности плоско-пологий, с незначительными уклонами в сторону реки Обь, со слабо-выраженными бугристыми формами. Территория магистрального нефтепровода относится к сейсмически устойчивой [12].



Рисунок 6 – Схема магистральных нефтепроводов России и стран ближнего зарубежья

Магистральный нефтепровод преодолевает большое количество водных преград и простирается по равнинной и болотистой местности.

Схема магистральных нефтепроводов России и стран ближнего зарубежья, в состав которой входит рассматриваемый участок, представлен на (рис. 6) [13]. Из которого следует, что в случае возникновения ЧС на некотором участке, вся система может быть подвергнута не которому производственному разбалансу. Нарушение целостности нефтепроводов приводит к утечкам перекачиваемого продукта, пожарам, взрывам и экологическим последствиям.

3.3 Природно-климатические условия в районе расположения магистрального нефтепровода

Сооружения магистрального нефтепровода расположены в Томской области, которая относится к холодной климатической зоне. Климатические условия территории характеризуются продолжительной зимой, поздними весенними и ранними осенними заморозками, коротким теплым летом. Годовая норма осадков в виде дождя и снега 520 мм. Среднегодовая температура равна $-2\text{ }^{\circ}\text{C}$. зимой температура опускается до $-55,0\text{ }^{\circ}\text{C}$, средняя продолжительность зимы почти 5 месяцев [14]. На большей части Томской области метели в период с октября по май. Среднее число дней с метелью составляет 62 дня в год. Грозы наблюдаются чаще всего с мая по август.

Томская область находится в таежной зоне и лишь часть ее территории входит в лесостепную зону. Местность слабохолмистая, заселенная. По характеру растительности регион относится к таежным лесам из березы, осины, сосны. Открытые участки местности заболочены [12].

В (табл. 4) приведены климатические характеристики северной части Томской области. Из таблицы видно, что тип климата резко континентальный с низкими и высокими температурами и с большим количеством осадков.

Таблица 4 – Климатические характеристики северной территории Томской области [14]

Наименование показателя	Единица измерения	Величина показателя
Тип климата		Резко континентальный
Температурный режим:		
Абсолютная минимальная температура воздуха	°С	минус 55
Абсолютная максимальная температура воздуха	°С	35
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (январь)	°С	минус 24
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль)	°С	24
Средняя годовая температура воздуха	°С	минус 1,5
Осадки: Среднее количество осадков за год	мм	520

3.4 Обозначение трассы магистрального нефтепровода на местности. Охранная и санитарно-защитная зоны

Трасса магистрального нефтепровода на местности обозначена предупредительными и опознавательными знаками с интервалом 1000 м в пределах прямой видимости.

Охранная зона вдоль трасс линейной части магистрального нефтепровода, проложенного под землей, за исключением подводных переходов равна 25 м.

Вдоль подводных переходов, расстояние по обе стороны от крайних магистральных трубопроводов равно 100 м.

Для магистральных трубопроводов создаются санитарные разрывы (санитарно-защитные зоны), которые определяются минимальными расстояниями от магистральных трубопроводов до смежных зданий, строений и сооружений.

Рекомендуемые минимальные расстояния от магистральных нефтепроводов до городов, поселков и отдельных малоэтажных жилищ

устанавливаются: при диаметре нефтепровода 1000 мм – 1200 мм – от 100 до 200 м СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-08 [16].

Участок «Стрежевой-Каргасок» магистрального нефтепровода имеет диаметр 1200 мм, минимальное расстояние до селитебной зоны равно 200 м.

3.5 Аварийные ситуации магистрального нефтепровода Томской области «Александровское-Анжеро-Судженск»

В 2013 году в северном районе Томской области, участок площадью 2 га земли был загрязнен разливом нефти. Произведен сбор и удаление нефти, внесен плодородный грунт. По результатам обследования, произошел порыв из нефтепровода. Одна из версий аварии, несанкционированная врезка в нефтепровод.

В сентябре 2015 года на севере Томской области произошла авария с участием тяжелой техники, на месте перехода трубы магистрального нефтепровода через водный объект. В результате произошло повреждение стенки трубы магистрального нефтепровода. Объем выхода нефти составил около 75 м³, загрязнению была подвержена территория площадью 1,8 га. Рельеф и растительность благоприятно сыграли роль в нераспространении пятна по поверхности болота. Обилие мха и торфа, как естественного сорбента нефти, уменьшило площадь загрязнения. Пострадавших нет [17].

4. ОЦЕНКА ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ РИСКОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

Руководящие документы по оценке и анализу риска включают в себя расчет вероятности возникновения нежелательных событий и оценки их последствия [18;19;20].

Рассмотрим возможные риски на магистральном нефтепроводе.

- 1) пожарный риск – мера, возможной реализации пожарной опасности объекта и ее последствия для людей и материальных ценностей;
- 2) индивидуальный пожарный риск – пожарный риск, который может привести к гибели человека в результате воздействия опасных факторов пожара;
- 3) потенциальный территориальный риск – частота реализации поражающих факторов аварии в рассматриваемой точке территории;
- 4) экологический риск – вероятность возникновения отрицательных изменений в окружающей среде.
- 5) приемлемый риск – риск, уровень которого допустим и обоснован исходя из экономических и социальных соображений развития общества [18].

Процесс проведения анализа риска включает следующие основные этапы:

- 1) планирование и организация работ;
- 2) идентификация опасностей;
- 3) оценка риска;
- 4) разработка рекомендаций по уменьшению риска.

Основная цель анализа риска аварий – установление степени опасности для заблаговременного предупреждения угроз причинения вреда жизни и здоровью людей, окружающей среде, безопасности государства.

В (табл. 5) представлена классификация рисков и их краткая характеристика.

Таблица 5 – Классификация и характеристика видов риска

Вид риска	Объект риска	Источник риска	Последствия воздействия
Пожарный риск	Технические системы, объекты	Техногенные, природные и антропогенные воздействия	Авария, взрыв, пожар, ЧС
Потенциальный территориальный риск	Человек	Техногенные воздействия	Взрыв, пожар, травма, смерть
Индивидуальный пожарный риск	Человек	Техногенное и природное воздействие.	Заболевание, травма, инвалидность, смерть
Технический	Технические системы и объекты	Техническое несовершенство, нарушение правил эксплуатации технических систем	Авария, взрыв, пожар, разрушение
Экологический	Экологические системы	Антропогенное вмешательство в природную систему, техногенные ЧС	Антропогенные экологические катастрофы, стихийные бедствия

Оценка пожарного риска на производственном объекте должна предусматривать [18]:

- 1) анализ пожарной опасности производственного объекта;
- 2) определение частоты реализации пожароопасных аварийных ситуаций;
- 3) построение полей опасных факторов пожара для различных сценариев его развития;
- 4) оценку последствий воздействия опасных факторов пожара на людей для различных сценариев его развития;
- 5) вычисление риска;
- 6) наличие систем для обеспечения пожарной безопасности сотрудников, материальных ценностей, зданий и сооружений.

4.1 Оценка пожарных рисков

4.1.1 Анализ магистрального нефтепровода «Стрежевой-Каргасок»

Участок нефтепровода «Стрежевой-Каргасок» имеет длину 310 км, рабочее давление 3,5 МПа, диаметр трубы 1220 мм.

Для более детальной оценки пожарных рисков, произведем деление магистрального нефтепровода на отрезки в соответствии с топографической обстановкой местности Томской области (Стрежевой-Каргасок). Таким образом, магистральный нефтепровод проходит через следующие рельефные участки местности:

- 1) Берет начало от с. Александровское, равнинная местность (лесостепная зона).
- 2) Болотистая местность.
- 3) Торфяная зона.
- 4) Переход через водные преграды (реки).
- 5) Проходит по участку с оползневыми явлениями.
- 6) Небольшая возвышенность (с. Каргасок).

На (рис. 7) наглядно представлена схема участков магистрального нефтепровода.

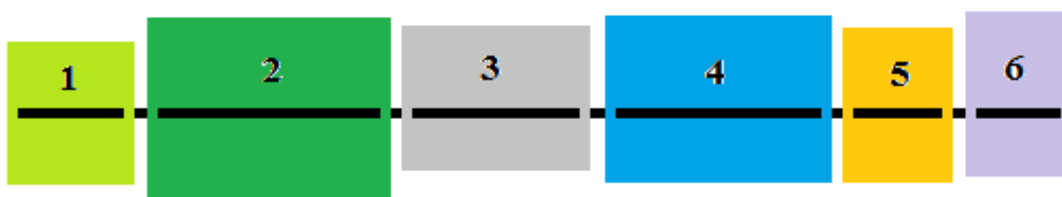


Рисунок 7 – Схема участков магистрального нефтепровода «Стрежевой-Каргасок»

1 – лесостепная зона; 2 – болотистая местность; 3 – торфяная зона; 4 – водные преграды; 5 – участок с оползневым явлением; 6 - возвышенность

На участках магистрального нефтепровода, где рельеф местности имеет пересечения, а также в заболоченных зонах, нефтепровод уложен в специальные земляные насыпи, которые выполнены с поверхностным

креплением грунта и тщательным послойным уплотнением. Переходы, откосы и склоны укреплены. Участки нефтепровода, проложенные на пересечениях с оврагами и ручьями, ограждены устройством водопропускных сооружений.

4.1.2 Построение вариологической модели для магистрального нефтепровода

Применение сложных технологических процессов, отсутствие возможности охвата всего спектра явлений, способного привести к возникновению аварий, повлекло за собой построение метода дерева событий, для комплексного анализа устойчивого функционирования объекта.

Дерево отказов – дедуктивное логическое построение, которое использует концепцию одного финального события, с целью нахождения всех возможных путей, при реализации которых оно может произойти [20].

Данный метод позволяет выявить слабые места в производственном процессе, а также получить более полное представление о поведении самой системы в моменты выхода оборудования из устойчивого функционирования, что и является предшествующим фактором развития чрезвычайной ситуации.

Методология построения дерева событий, основана на графическом логическом описании механизмов отказа системы.

Ключевые основы метода – это предположение, что компоненты в системе работают успешно, либо отказывают полностью.

До начала построения дерева отказов, нужно определить верхнее событие. Необходимо, детальное понимание работы систем компонентов, роли операторов и возможных человеческих ошибок.

Для этого рассматриваются, какие события или их комбинации могут привести непосредственно к возникновению финального события. Затем каждое из этих событий рассматривается как вершина дерева, и процесс

повторяется до тех пор, пока полученные события уже будут неделимы в принципе или по соображениям решения задачи.

На (рис.8) представлен базовый набор символических изображений дерева событий.

Каждое событие помечено соответственно[20]:

T – главное (основное) событие (прямоугольник);

B – базовые или неразвивающиеся события (овал и ромб);

M – промежуточные события (квадрат).

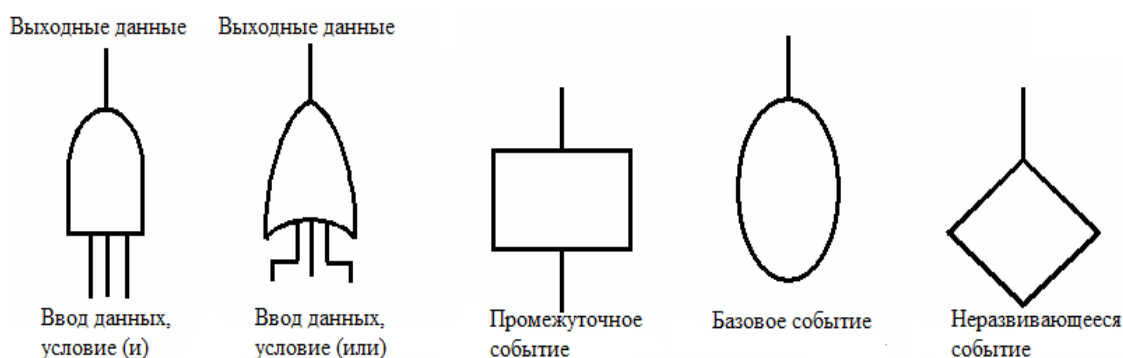


Рисунок 8 – Базовый набор символических изображений дерева событий

Рассмотрим инициирующие события сценариев магистрального нефтепровода для лесостепной зоны.

Сценарий 1. Разгерметизация нефтепровода – растекание нефти по прилегающей территории – загрязнение почвы – испарение нефти с поверхности пролива – рассеяние паров нефти в атмосфере – загрязнение атмосферы.

Главным событием является истечение нефти из нефтепровода, вследствие разгерметизации нефтепровода.

Возникновение главного события может быть спровоцировано возникновением событий:

M1 – Техногенное воздействие;

M1 – Внешние воздействия;

M2 – Влияние человеческого фактора;

M3 – Воздействие окружающей среды;

M4 – Природное воздействие

М5 – Случайная нагрузка на нефтепровод;

М6 – Температурное воздействие;

В1 – Несанкционированное вскрытие;

В2 – Рост внутреннего давления;

События М1, МI, М4, М5, М6, требуют дальнейшего развития.

Дерево событий магистрального нефтепровода для лесостепной зоны изображено на (рис.9).

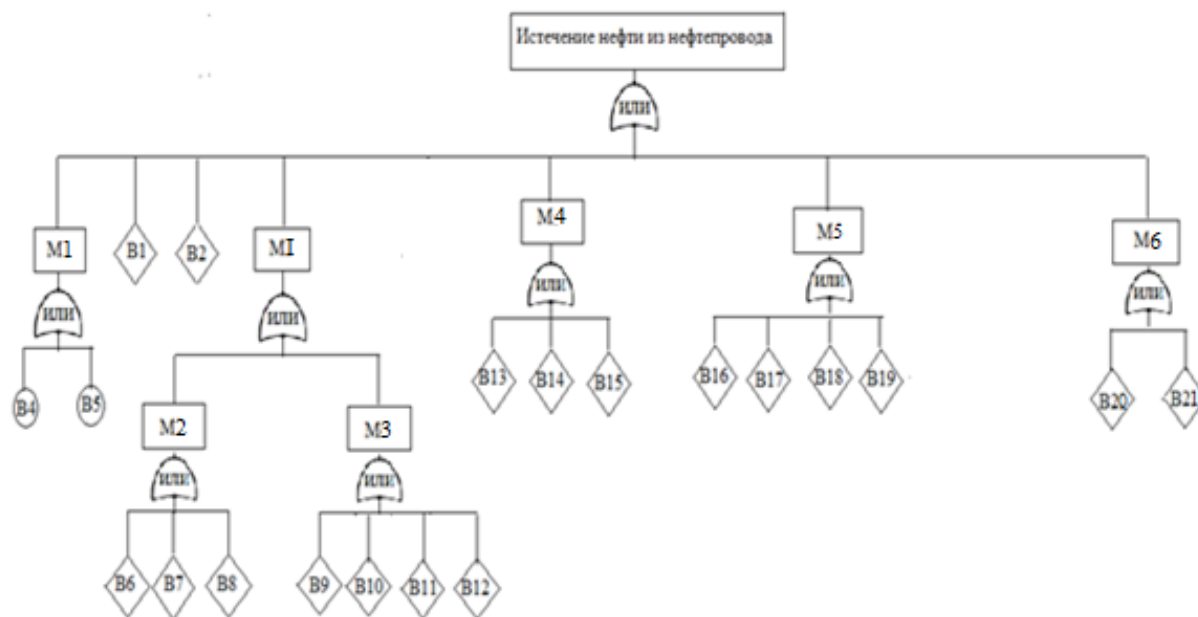


Рисунок 9 – Дерево событий магистрального нефтепровода для лесостепной зоны

Возможные инициирующие события представлены в (табл. 6).

Вероятность (частота) событий была определена с помощью метода экспертных оценок Главного управления МЧС России по Томской области (отдел защиты в ЧС).

Произведем расчет вероятностей возникновения событий.

К событию М1 – разгерметизация нефтепровода в результате техногенного воздействия через логический блок «или» ведут события В4, В5. Тогда вероятность наступления события М1 будет равна:

$$P(M1) = P(B4) + P(B5) = 1 \times 10^{-5} + 1 \times 10^{-6} = 1.1 \times 10^{-5} / \text{год.}$$

К событию М2 – влияние человеческого фактора через логический блок «или» ведут события В6, В7, В8.

$$P(M2) = P(B6) + P(B7) + P(B8) = 4 \times 10^{-6} + 3 \times 10^{-6} + 1 \times 10^{-4} = 1.07 \times 10^{-4} /$$

год.

Таблица 6 – Возможные инициирующие события возникновения аварийной ситуации и пожарного риска

Обозначение	Характеристика события	Вероятность (частота) события
M1	Внешние воздействия	$2,1 \cdot 10^{-4}$
M2	Влияние человеческого фактора	$1,07 \cdot 10^{-4}$
B6	Некачественная сварка швов	$3 \cdot 10^{-6}$
B7	Несоблюдение технологии производства	$4 \cdot 10^{-6}$
B8	Нерегулярное обслуживание участка	$1 \cdot 10^{-4}$
M3	Воздействие окружающей среды	$1,1 \cdot 10^{-4}$
B9	Коррозия металла	$1 \cdot 10^{-4}$
B10	Землетрясение	$1 \cdot 10^{-7}$
B11	Падение опоры ЛЭП	$1 \cdot 10^{-5}$
B12	Молния	$1 \cdot 10^{-6}$
M1	Техногенного воздействия	$1.1 \cdot 10^{-5}$
B4	Авиакатастрофа	$1 \cdot 10^{-6}$
B5	Воздействие от средств передвижения	$1 \cdot 10^{-5}$
M4	Природное воздействие	$3,1 \cdot 10^{-4}$
B13	Закупорка льдом задвижек, регуляторов.	$1 \cdot 10^{-4}$
B14	Воздействие температуры	$1 \cdot 10^{-5}$
B15	Метеосадки (дожди)	$2 \cdot 10^{-4}$
M6	Температурное воздействие	$3 \cdot 10^{-6}$
B20	Промерзание трубы	$2 \cdot 10^{-6}$
B21	Нагрев металла (лесной пожар)	$1 \cdot 10^{-6}$
M5	Случайная нагрузка: (B16 – динамическое воздействие (ветер, вибрация); B17 – пожар; B18 – нагрузка от снега; B19 – механические повреждения)	$1,2 \cdot 10^{-2}$
B1	Несанкционированное вскрытие	$1 \cdot 10^{-3}$
B2	Рост внутреннего давления	$4 \cdot 10^{-5}$

К событию M3 – воздействие окружающей среды через ведут события B9, B10, B11, B12. Вероятность наступления события M3 будет равна:

$$P(M3) = P(B9) + P(B10) + P(B11) + P(B12) = 1 \times 10^{-6} + 1 \times 10^{-7} + 1 \times 10^{-4} + 1 \times 10^{-5} = 1.1 \times 10^{-4} / \text{год.}$$

К событию M1 – внешние воздействия через блок «или» ведут события M2 и M3. Вероятность наступления события M2 будет равна:

$$P(M1) = P(M2) + P(M3) = 1,1 \times 10^{-4} + 1 \times 10^{-4} = 2,1 \times 10^{-4} / \text{год.}$$

К событию М4 – природное воздействие ведут события В13, В14, В15.

$$P(M4) = P(B13) + P(B14) + P(B15) = 1 \times 10^{-4} + 1 \times 10^{-5} + 2 \times 10^{-4} = 3,1 \times 10^{-4} / \text{год.}$$

К событию М5 – случайная нагрузка на нефтепровод через логический блок «или» ведут события В16, В17, В18, В19.

$$P(M5) = 1,2 \times 10^{-2} / \text{год.}$$

К событию М6 – температурное воздействие ведут события В20 и В21.

$$P(M6) = P(B20) + P(B21) = 2 \times 10^{-6} + 1 \times 10^{-6} = 3 \times 10^{-6} / \text{год.}$$

Рассчитав вероятности событий М1, МІ, М4, М5, М6 и зная значения конечных событий В1, В2, мы можем определить вероятность возникновения главного события.

К главному событию «Истечение нефти из нефтепровода» через логический блок «или» ведут события М1, В1, В2, МІ, М4, М5, М6.

Тогда вероятность наступления головного события будет равна:

$$F(T) = P(M1) + P(B1) + P(B2) + P(MI) + P(M4) + P(M5) + P(M6) = 1 \times 10^{-3} + 4 \times 10^{-5} + 1,1 \times 10^{-5} + 2,1 \times 10^{-4} + 3,1 \times 10^{-4} + 1,2 \times 10^{-2} + 3 \times 10^{-6} = 1,35 \times 10^{-2} / \text{год.}$$

Таким образом, анализируя полученные данные, можно сделать следующий вывод: общая величина риска главного события истечение нефти из нефтепровода равняется $1,35 \times 10^{-2} / \text{год.}$

В (табл. 7) представлена матрица «Вероятность-тяжесть последствий» для магистрального нефтепровода лесостепной зоны.

Буквенными индексами обозначены уровни последствий отказов:

А – риск выше допустимого, требуется разработка дополнительных мер безопасности;

В – риск ниже допустимого, при принятии дополнительных мер безопасности;

С – риск ниже допустимого, при осуществлении контроля принятых мер безопасности;

D – риск пренебрежимо мал, принятие дополнительных мер безопасности не требуется [21;23].

Таблица 7 – Матрица «вероятность-тяжесть последствий»

Наименование отказа	Отказ	Частота возникновения отказа в год [23]	Расчетная частота возникновения отказа в год	Тяжесть последствий отказов[23]			
				Катастрофического	Критического	Некритического	С пренебрежимо малыми последствиями
Техногенное воздействие	Возможный	$10^{-4} - 10^{-6}$	$1,1 \cdot 10^{-5}$	A	B	B	C
Внешние воздействия	Вероятный	$10^{-2} - 10^{-4}$	$2,1 \cdot 10^{-4}$	A	A	B	C
Природное воздействие			$3,1 \cdot 10^{-4}$	A	A	B	C
Случайная нагрузка			$1,2 \cdot 10^{-2}$	A	A	B	C
Температурное воздействие	Возможный	$10^{-4} - 10^{-6}$	$3 \cdot 10^{-6}$	A	B	B	C

Как видно из таблицы 7, техногенное и температурное воздействие имеют возможный характер проявления с частотой возникновения отказа ($10^{-4} - 10^{-6}$), случайная нагрузка, внешние и природные воздействия имеют вероятный характер проявления с частотой ($10^{-2} - 10^{-4}$).

Уровни последствий отказов А,В,С. Требуется разработка дополнительных мер безопасности и осуществление контроля, за принятыми мерами.

Сценарий 2. Разгерметизация нефтепровода – выброс нефти на прилегающую территорию – разлив нефти по территории – испарение (образование паров) легких углеводородов нефти с поверхности разлива – накопление паров, образование облака взрывоопасной смеси – возгорание паров углеводородов при наличии источника зажигания – взрыв паровоздушного облака – воздействие ударной волны на окружающие объекты, поражение людей.

Главным событием является разгерметизация нефтепровода.

Возникновение главного события может быть спровоцировано возникновением следующих событий:

М1 – Истечение нефти из нефтепровода в лесостепной зоне;

М2 – Истечение нефти в болотистой местности;

М3 – Утечка нефти в торфяной зоне;

М4 – Аварийная ситуация на переходе через реку;

М5 – Утечка нефти на оползневых участках;

М6 – Истечение нефти на возвышенности;

В1 – Несанкционированное вскрытие нефтепровода.

Событие В1 можно принимать за базовое, так как для него существует информация.

События М1, М2, М3, М4, М5, М6 требуют дальнейшего развития.

Рассмотрим развитие сценария М1 – «Истечение нефти из нефтепровода в лесостепной зоне» (рис. 10).

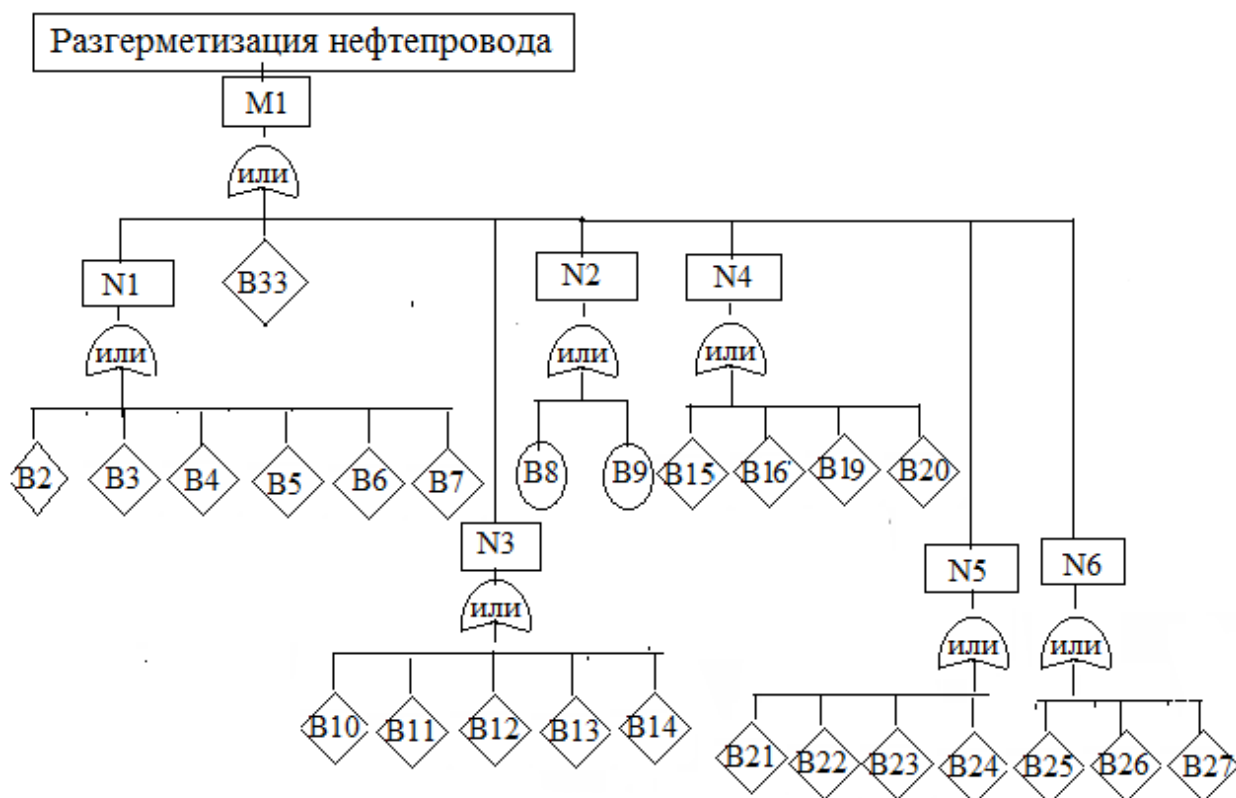


Рисунок 10 – Сценарий М1, истечение нефти из нефтепровода в лесостепной зоне

Событие М2 – «Истечение нефти в болотистой местности» представлено на (рис. 11).

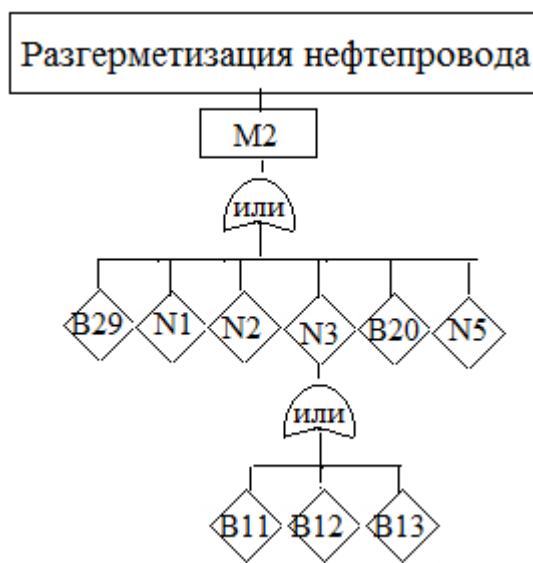


Рисунок 11 – «Истечение нефти в болотистой местности», событие М2

Событие М3 – «Утечка нефти в торфяной зоне», (рис. 12).

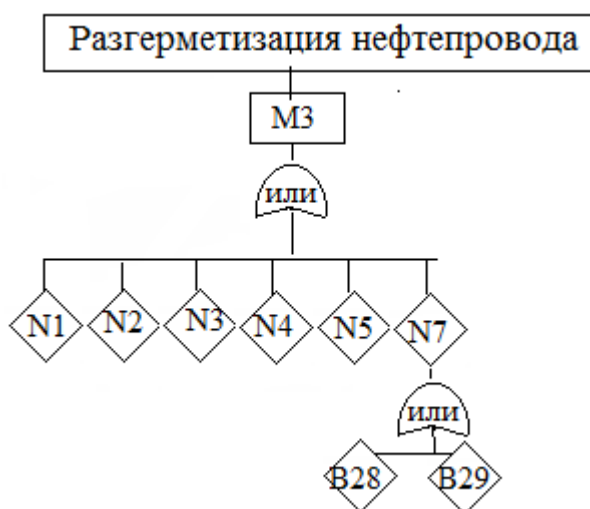


Рисунок 12 – Утечка нефти в торфяной зоне, событие М3

Событие М4 «Разгерметизация нефтепровода на переходе через реку», (рис. 13).

Событие N8 – воздействие на магистральный нефтепровод в результате природных особенностей речной местности происходит при одновременном действии двух факторов (вымывание конструкции нефтепровода и повреждение в результате карчехода).

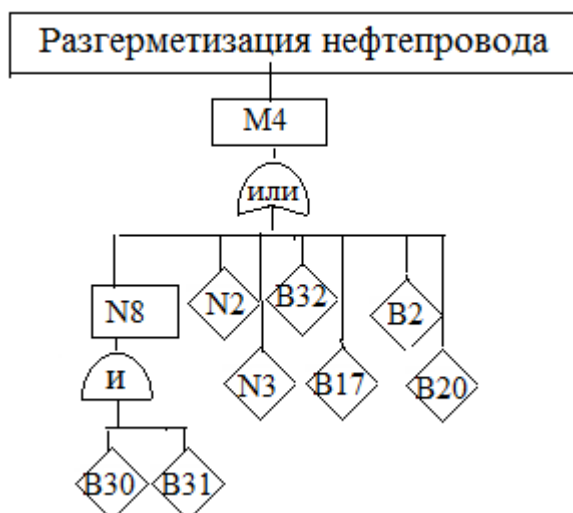


Рисунок 13 – «Утечка нефти на переходе через реку», событие М4

На (рис. 14) представлены ветви дерева событий разгерметизации нефтепровода на оползневом участке

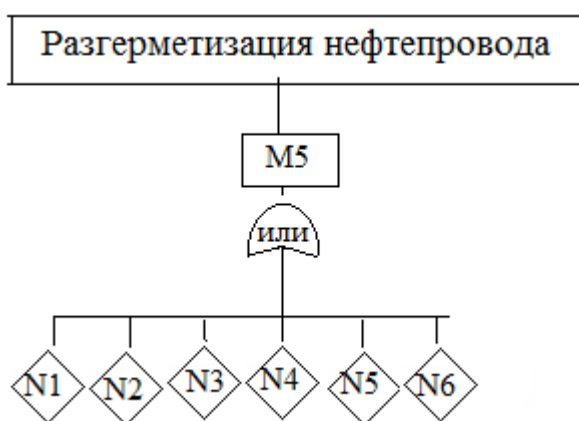


Рисунок 14 – Событие М5 «Разгерметизация нефтепровода на оползневом участке»

На (рис. 15) изображены ветви дерева событий, истечение нефти на возвышенности.

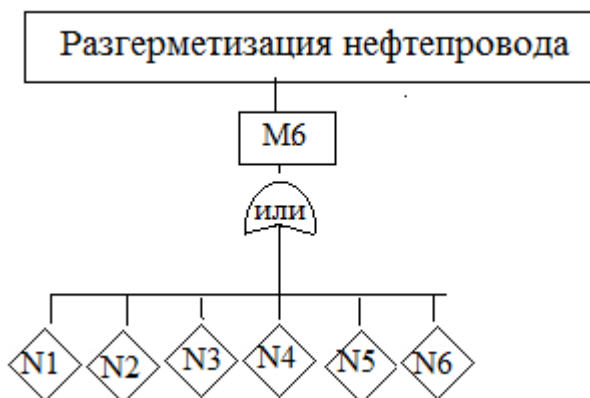


Рисунок 15 – «Истечение нефти на возвышенности»

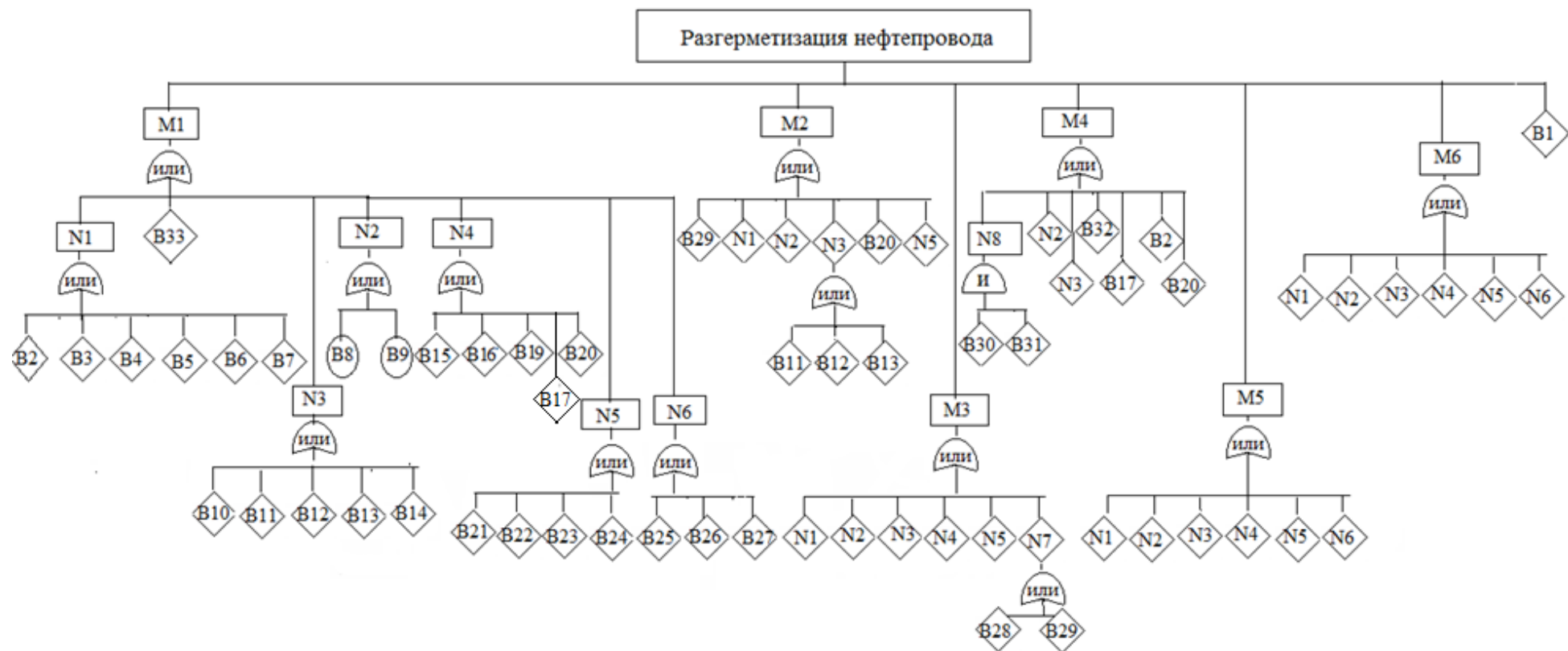


Рисунок 16 – Дерево событий магистрального нефтепровода «Стрежовой-Каргасок»

На (рис. 16) представлено дерево событий магистрального нефтепровода «Стрежовой-Каргасок» для всех рассмотренных участков местности.

В (табл. 8) составлены возможные инициирующие события.

Таблица 8 – Возможные инициирующие события возникновения аварийной ситуации и пожарного риска

Обозначение	Характеристика события	Вероятность (частота) события
N1	Природное воздействие	$2 \cdot 10^{-4}$
B2	Землетрясение	$1 \cdot 10^{-7}$
B3	Молния	$1 \cdot 10^{-5}$
B4	Ураган	$1 \cdot 10^{-6}$
B5	Падение метеорита	$4 \cdot 10^{-9}$
B6	Оползневые процессы	$1 \cdot 10^{-6}$
B7	Метеоосадки (снег, дожди)	$2 \cdot 10^{-4}$
N2	Техногенное воздействие	$1 \cdot 10^{-4}$
B8	Авиакатастрофа	$1 \cdot 10^{-7}$
B9	Воздействие от средств передвижения	$1 \cdot 10^{-4}$
N3	Антропогенное воздействие (человеческий фактор)	$1,1 \cdot 10^{-2}$
B10	Нерегулярное обслуживание участка	$1 \cdot 10^{-4}$
B11	Несоблюдение технологии производства	$4 \cdot 10^{-3}$
B12	Дефекты сварных швов (некачественная сварка)	$3 \cdot 10^{-3}$
B13	Ошибки обслуживающего персонала	$2 \cdot 10^{-3}$
B14	Диверсия	$1 \cdot 10^{-5}$
N4	Воздействие окружающей среды	$2,2 \cdot 10^{-3}$
B15	Воздействие температуры (лесные пожары)	$1 \cdot 10^{-3}$
B16	Закупорка льдом задвижек, регуляторов	$1 \cdot 10^{-4}$
B17	Проседание грунта	$1 \cdot 10^{-4}$
B19	Падение опоры ЛЭП	$1 \cdot 10^{-5}$
B20	Коррозия металла	$1 \cdot 10^{-3}$
N5	Случайная нагрузка	$2,2 \cdot 10^{-3}$
B21	Динамическое воздействие (ветер, вибрация)	$1 \cdot 10^{-4}$
B22	Пожар	$2 \cdot 10^{-3}$
B23	Нагрузка от снега	$1 \cdot 10^{-5}$
B24	Перепад давления в трубе	$1 \cdot 10^{-5}$
N6	Механическое воздействие на нефтепровод	$2 \cdot 10^{-3}$
B25	Наезды автотранспорта (грузоавтомобили) на нефтепровод	$1 \cdot 10^{-5}$
B26	Повреждение нефтепровода при проведении земляных работ	$1 \cdot 10^{-3}$
B27	Неаккуратное обращение с трубой при ремонтных работах	$1 \cdot 10^{-3}$
N7	Температурное воздействие	$1,1 \cdot 10^{-4}$
B28	Нагрев металла в результате тления торфа	$1 \cdot 10^{-4}$
B29	Промерзание трубы	$1 \cdot 10^{-5}$
N8	Воздействие на нефтепровод в результате природных особенностей речной местности	$6 \cdot 10^{-4}$
B30	Вымывание конструкции нефтепровода	$3 \cdot 10^{-4}$
B31	Повреждение в результате карчехода	$2 \cdot 10^{-4}$
B32	Повреждение в результате ремонта и взрыва на параллельной ветке	$1 \cdot 10^{-4}$
B1	Несанкционированное вскрытие нефтепровода	$1 \cdot 10^{-3}$
B33	Рост внутреннего давления	$4 \cdot 10^{-5}$

Вероятность (частота) событий была определена с помощью метода экспертных оценок Главного управления МЧС России по Томской области (отдел защиты в ЧС) и преподавателей кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности ТПУ.

После составления возможных инициирующих событий для всех базовых и неразвивающихся событий, определения методом экспертных оценок частоты возникновения нежелательных воздействий на нефтепровод и построения дерева событий, можно приступить к количественному анализу. Для этого нужно вычислить вероятность возникновения главного события.

Развитие события M1 «Истечение нефти из нефтепровода для лесостепной зоны» через логический блок «или». B2, B3, B4, B5, B6, B7 ведут к событию N1 «Природное воздействие»

$$P(N1) = P(B2) + P(B3) + P(B4) + P(B5) + P(B6) + P(B7) = 1 \times 10^{-7} + 1 \times 10^{-5} + 1 \times 10^{-6} + 4 \times 10^{-9} + 1 \times 10^{-6} + 2 \times 10^{-4} = 2 \times 10^{-4}.$$

События B8, B9 ведут к событию N2 «Разрушение нефтепровода в результате техногенного воздействия» через блок «или»:

$$P(N2) = P(B8) + P(B9) = 1 \times 10^{-7} + 1 \times 10^{-4} = 1 \times 10^{-4}.$$

События B10, B11, B12, B13, B14 ведут к событию N3 «Разрушение нефтепровода, из-за антропогенного воздействия» через блок «ИЛИ»:

$$P(N3) = P(B10) + P(B11) + P(B12) + P(B13) + P(B14) = 1 \times 10^{-4} + 4 \times 10^{-3} + 3 \times 10^{-3} + 2 \times 10^{-3} + 1 \times 10^{-5} = 1.1 \times 10^{-2}.$$

События B15, B16, B17, B19, B20, ведут к событию N4 «Разрушение нефтепровода в результате воздействия окружающей среды» через блок «ИЛИ»:

$$P(N4) = P(B15) + P(B16) + P(B17) + P(B19) + P(B20) = 1 \times 10^{-3} + 1 \times 10^{-4} + 1 \times 10^{-4} + 1 \times 10^{-5} + 1 \times 10^{-3} = 2.2 \times 10^{-3}.$$

События B21, B22, B23, B24, ведут к событию N5 «Случайная нагрузка на нефтепровод»

$$P(N5) = P(B21) + P(B22) + P(B23) + P(B24) = 1 \times 10^{-4} + 2 \times 10^{-3} + 1 \times 10^{-5} + 1 \times 10^{-5} = 2.2 \times 10^{-3}.$$

События B25, B26, B27, ведут к событию N6 «Механическое повреждение нефтепровода»:

$$P(N6) = P(B25) + P(B26) + P(B27) = 2 \times 10^{-3}$$

N1, N2, N3, N4, N5, N6 и B33 ведут к M1 через блок «ИЛИ»:

$$P(M1) = P(N1) + P(N2) + P(N3) + P(N4) + P(N5) + P(N6) + B33 = 1.4 \times 10^{-2}.$$

Событие M2 является промежуточным. К нему ведут события N1, N2, N3, N5, B20, B29.

$$P(N3) = P(B11) + P(B12) + P(B13) = 4 \times 10^{-3} + 3 \times 10^{-3} + 2 \times 10^{-3} = 9 \times 10^{-3}.$$

$$P(N5) = P(B21) + P(B22) + P(B23) + P(B24) = 2.1 \times 10^{-3}.$$

$$P(M2) = P(N1) + P(N2) + P(N3) + P(N5) + B20 + B29 = 1.5 \times 10^{-2}.$$

Событие M3 является промежуточным. К нему ведут события N1, N2, N3, N4, N5, N7 через логический блок «или».

$$P(N7) = P(B28) + P(B29) = 1 \times 10^{-4} + 1 \times 10^{-5} = 1.1 \times 10^{-4}$$

$$P(M3) = P(N1) + P(N2) + P(N3) + P(N4) + P(N5) + P(N7) = 1.6 \times 10^{-2}$$

Событие M4 является промежуточным. К нему ведут события N2, N3, B2, B17, B20, B32 через логический блок «или» и N3 через блок «и».

$$P(N8) = P(B30) \times P(B31) = (3 \times 10^{-4}) \times (2 \times 10^{-4}) = 6 \times 10^{-8}$$

$$P(M4) = P(N8) + P(B32) + P(N2) + P(N3) + P(B2) + P(B17) + P(B20) = 1.3 \times 10^{-2}.$$

К событию M5, утечка нефти на оползневых участках, ведут события N1, N2, N3, N4, N5, N6, тогда $P(M5) = 1.7 \times 10^{-3}$.

К событию M6, ведут события N1, N2, N3, N4, N5, N6, через логический блок «или». $P(M6) = 1.7 \times 10^{-3}$.

Главное событие «Разгерметизация нефтепровода» наступает при возникновении событий M1, M2, M3, M4, M5, M6 и B1, связанных между собой блоком «или».

$$T = P (M1) + P (M2) + P (M3) + P (M4) + P (M5) + P(M6) + B1 = (1.4 \times 10^{-2}) + (1.5 \times 10^{-2}) + (1.6 \times 10^{-2}) + (1,3 \times 10^{-2}) + (1,7 \times 10^{-3}) + (1,7 \times 10^{-3}) + (1 \times 10^{-3}) = 6,2 \times 10^{-2}.$$

M1 – Истечение нефти из нефтепровода в лесостепной зоне, 1.4×10^{-2} ;

M2 – Истечение нефти в болотистой местности, 1.5×10^{-2} ;

M3 – Утечка нефти в торфяной зоне, 1.6×10^{-2} ;

M4 – Аварийная ситуация на переходе через реку, 1.3×10^{-2} ;

M5 – Утечка нефти на оползневых участках, 1.7×10^{-3} ;

M6 – Истечение нефти на возвышенности, 1.7×10^{-3} ;

B1 – Несанкционированное вскрытие, 1×10^{-3} .

Вероятность возникновения главного события равна $6,2 \times 10^{-2}$ / год.

Рассмотрим оценку риска в баллах и сравним рассчитанные значения вероятности и приведенную оценку в баллах.

Таблица 9 – Бальные оценки риска различных участков магистрального нефтепровода в зависимости от срока эксплуатации [24]

№	Характеристика (тип участка магистрального нефтепровода)	Сроки эксплуатации, лет		
		Более 30	20-30	Менее 20
1	2	Более 30	20-30	Менее 20
1	Участки трассы, удаленные от населенных пунктов и транспортных коммуникаций, проходящие по лесистой или степной зоне, без болот и речных переходов.	4,3 - 4,7	4,3 - 4,7	4,3 - 4,7
2	Переходы через водные преграды в силу повышенной коррозии и трудности восстановления изоляционного покрытия.	4,6 - 6,0	4,6 - 6,0	4,6 - 6,0
3	Участки трассы, проходящие через зоны с повышенной плотностью населения, в которых возможны утечки нефти из МН из-за хищения нефтепродуктов и вандализма.	4,0 - 5,0	4,0 - 5,0	4,0 - 5,0
4	Участки трассы, пересекающие зоны с повышенной опасностью природных воздействий (геологические разломы, оползни).	4,6 - 6,0	4,6 - 6,0	4,6 - 6,0
5	Места расположения запорной и вспомогательной арматуры и ответвлений.	4,3 - 4,8	4,3 - 4,8	4,3 - 4,8
6	Участки трассы, примыкающие к НПС, которые являются «источниками» или «приемниками» циклических нагрузок на МН, связанных с изменениями режима перекачки и возникновением при этом гидравлических волн.	4,6 - 6,0	4,6 - 6,0	4,6 - 6,0

Магистральный нефтепровод «Стрежевой-Каргасок», рассматриваемый в данной работе, был спроектирован и введен в работу в 1973 г. На 2017 г. нефтепровод эксплуатируется уже более 40 лет. В зависимости от срока эксплуатации, характеристики и типа участка местности, можно определить риск, оцениваемый в баллах.

В (табл. 10) рассматривается оценка частоты утечек нефти на магистральном нефтепроводе в зависимости от группы факторов воздействия.

Таблица 10 – Оценка частоты утечек нефти на участках магистрального нефтепровода [24]

№	Обозначение и наименование группы факторов	Доля группы факторов (баллы)
1	Внешние антропогенные воздействия	6
2	Коррозия	5
3	Вероятность перемещений грунта или размыва подводного перехода	6
4	Природные воздействия	4
5	Дефекты линейной части трубы и сварных швов	6

Сравнительная степень опасности аварий на магистральном нефтепроводе в зависимости от значений показателя риска представлена в (табл. 11).

При построении вариологической модели дерева событий, расчета вероятности возникновения аварийной ситуации и пожарного риска и проанализировав (табл. 10 и 11), можно сделать вывод, значения показателя расчетной вероятности событий, равны средней и высокой степени опасности риска на участках магистрального нефтепровода.

Высокая степень риска на болотистой местности, объясняется повышенной коррозионной активностью почв.

Высокий риск в водных переходах, из-за коррозии металла труб под действием солей и кислот, растворенных в воде, а также из-за особенностей речной местности (карчеход).

Риск, связанный с лесостепной зоной, относится к высокой степени опасности аварий, вследствие расположения населенных пунктов вблизи магистрального нефтепровода, что говорит о воздействии антропогенного фактора (несанкционированные врезки в нефтепровод), повреждение трубы в результате наезда тяжелой техники или проведение земляных работ.

Таблица 11 – Критерии значений рисков аварий на магистральном нефтепроводе

Сравнительная степень опасности аварии на участках нефтепровода	Значения показателя риска аварии		
	Вероятность (частота) события[23]	Оценка в баллах[24;25]	Расчетная вероятность события
Незначительная	$<10^{-6}$	1-2	
Низкая	$10^{-4} - 10^{-6}$	3-4	
Средняя	$10^{-3} - 10^{-4}$	5-6	Оползневые участки ($1,7 \times 10^{-3}$) Возвышенность ($1,7 \times 10^{-3}$)
Высокая	$10^{-2} - 10^{-3}$	7-8	Разгерметизация нефтепровода ($6,2 \times 10^{-2}$); Лесостепная зона ($1,4 \times 10^{-2}$) Болотистая местность ($1,5 \times 10^{-2}$); Торфяная зона ($1,6 \times 10^{-2}$); Переход через реку ($1,3 \times 10^{-2}$); Несанкционированное вскрытие (1×10^{-3})
Чрезвычайно высокая	$10^{-1} - 10^{-2}$	9-10	

Риск возникновения аварий, выраженный в баллах, приравнивается к зонам с низкой, средней и высокой степени опасности возникновения аварийных ситуаций.

Конечным событием в ходе реализации ЧС, является образование таких поражающих факторов, как тепловое излучение (при горении пролива нефти) и избыточное давление воздушной ударной волны (при взрыве паров нефти).

4.1.3 Расчет интенсивности теплового излучения

Сценарий. Разгерметизация нефтепровода, в результате несанкционированного доступа, с последующим истечением и взрывом паров нефти. Объем истечения нефти равен 50 т.

Происходит образование «Огненного шара» – крупномасштабного диффузионного пламя, сгорающей массы топлива или парового облака, которое поднимается над землей. Поднимаясь, «огненный шар» образует грибовидное облако, ножка которого – это сильное восходящее конвективное течение. Такое течение может зажигать отдельные предметы и разбрасывать их на большие площади, что приводит к тяжелым последствиям и возможно, образованию вторичных пожаров, так как интенсивность теплового излучения очень высока [27;28].

В данном случае произошла разгерметизация нефтепровода, объем пролива нефти 50 т. При образовании огненного шара, масса паров нефти в облаке топливно-воздушной смеси будет равна 20 % от общей массы пролива нефти:

$$m = 0.2 \cdot 50 = 10 \text{ т} \quad (1)$$

Интенсивность теплового излучения q , кВт/м², рассчитывается по формуле [27] :

$$q = E_f \cdot F_q \cdot \tau \quad (2)$$

где, E_f – средне поверхностная плотность теплового излучения пламени, кВт м⁻²;

F_q – угловой коэффициент облученности;

τ – коэффициент пропускания атмосферы.

Значение E_f принимается на основе экспериментальных данных. При их отсутствии допускается принимать величину E_f равной 450 кВт/м² [27].

F_q рассчитывается по формуле [27]:

$$F_q = \frac{H / D_s + 0,5}{4[(H / D_s + 0,5)^2 + (r / D_s)^2]^{1,5}} \quad (3)$$

где, H – высота центра «огненного шара», м;

Высота центра «огненного шара» H определяется в ходе специальных исследований. Допускается принимать H равной $D_s/2$.

D_s – диаметр «огненного шара», м;

r – расстояние от облучаемого объекта до точки на поверхности земли, непосредственно под центром «огненного шара», м.

Эффективный диаметр «огненного шара» D_s , рассчитывается по формуле [27]:

$$D_s = 5,33m^{0,327} \quad (4)$$

где, m – масса горючего вещества, кг.

Время существования огненного шара t_s , с, рассчитывают по формуле:

$$t_s = 0,92m^{0,303} \quad (5)$$

Коэффициент пропускания атмосферы τ [27]:

$$\tau = \exp\left[-7,0 \cdot 10^{-4} \cdot \left(\sqrt{r^2 + H^2} - D_s / 2\right)\right] \quad (6)$$

Рассчитаем интенсивность теплового излучения на расстоянии 200 м от оси магистрального нефтепровода.

Эффективный диаметр «огненного шара» D_s , рассчитывается по формуле:

Допускается принимать $H = D_s/2 = 54,1$, находим угловой коэффициент облученности F_q на расстоянии 200 м от оси нефтепровода:

По формуле (6), определяем коэффициент пропускания атмосферы τ :

По формуле (2) принимая величину E_f равной 450 кВт/м², тогда интенсивность теплового излучения будет равна:

По формуле (5) находим время существования огненного шара t_s :

Доза теплового излучения Q , Дж/м², рассчитывается по формуле:

(7)

Доза теплового излучения равна:

$$Q = 31.8 \cdot 14.9 = 473.8 \text{ Дж/м}^2$$

Аналогично рассчитаем интенсивность и дозу теплового излучения при следующих расстояниях от оси магистрального нефтепровода (10;50;100;150;300;400;500;600, м).

4.1.4 Расчет параметров избыточного давления волны при сгорании и взрыве паров нефти

Основными параметрами волны давления при сгорании и взрыве паров нефти в открытом пространстве являются избыточное давление и импульс волны давления.

Избыточное давление D_p , кПа, развиваемое при сгорании, рассчитывается по формуле [27]:

$$\Delta p = p_0 (0,8m_{np}^{0,33} / r + 3m_{np}^{0,66} / r^2 + 5m_{np} / r^3) \quad (8)$$

где, p_0 – атмосферное давление, кПа (допускается принимать равным 101 кПа);

r – расстояние от геометрического центра облака, м;

m_{np} – приведенная масса горючего вещества, кг, рассчитанная по формуле [27]:

$$m_{np} = (Q_{сг}/Q_0) m_{г,п} Z, \quad (9)$$

где, $Q_{сг}$ – удельная теплота сгорания газа или пара, Дж/кг;

Z – коэффициент участия, который допускается принимать равным 0,05;

Q_0 – константа, равная $4.52 \cdot 10^6$ Дж/кг;

$m_{z,n}$ – масса горючих газов или паров, поступивших в результате аварии в окружающее пространство, кг.

Импульс волны давления i , Па·с, рассчитывается по формуле [27]:

(10)

Удельная теплота сгорания паров нефти равна 41, Дж/кг [9];

Определяем приведенную массу $m_{пр}$ по формуле (9):

кг

Рассчитываем избыточное давление по формуле (8):

$$\text{_____} \text{ _____} \text{ _____} = 8612,625 \text{ Па}$$

Рассчитываем импульс волны давления i по формуле (10):

$$\text{_____}$$

В (табл.12) представлены расчеты интенсивности, дозы теплового излучения и избыточного давления. С учетом полученных данных и согласно ГОСТ Р 12.3.047–2012, выявлена степень разрушения зданий и сооружений, а так же степень поражения человека и требуемая защита.

Таблица 12 – Критерии пожаровзрывоопасности от оси магистрального нефтепровода, степень поражения и необходимая защита

Радиус зоны, м	Интенсивность теплового излучения, q , кВт/м ²	Избыточное давление, P , кПа	Доза теплового излучения, Q , Дж/м ²	Степень разрушения зданий и сооружений [27]	Степень поражения [27]	Требуемая защита [29]
10	293,57	3196,347	4374,19	Полное разрушение зданий	Мгновенные ожоги. Смертельное поражение человека волной давления	В теплоотражательных костюмах со средствами защиты, под защитой струи
50	227,2	74,833	3385,35	50-% разрушение зданий	Мгновенные ожоги, смертельное поражения человека волной давления	В теплоотражательных костюмах со средствами защиты
100	120,15	21,480	1790,23	Умеренные повреждения зданий	Мгновенные ожоги, средняя степень поражения человека волной давления	В теплоотражательных костюмах со средствами защиты
150	59,4	12,192	885,06	Умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, дверей)	Ожог 3-й степени средняя степень поражения человека волной давления	В теплоотражательных костюмах
200	31,8	8,612	473,81	Нижний порог повреждения зданий волной давления	Ожог 3-й степени, средняя степень поражения человека волной давления	Безопасно в теплоотражательных костюмах
300	10,3	4,863	153,47	Малые повреждения (разбита часть остекления)	Непереносимая боль через 3-5 с; ожог 1-й степени через 6-8 с, ожог 2-й степени через 12-16 с	Безопасно в теплоотражательных костюмах
400	5,03	3,752	74,94	Малые повреждения (разбита часть остекления)	ожог 1-й степени через 40 с, ожог 2-й степени через 50 с	Безопасно для в брезентовой одежде
500	2,4	2,856	35,76	–	Ожог 1-й степени через 60 с	Безопасно для в брезентовой одежде
600	1,4	2,223	20,86	–	Без негативных последствий в течение длительного времени	Не требуется в течение длительного времени

Необходимо построить графики зависимости интенсивности теплового излучения, дозы теплового излучения и избыточного давления волны взрыва от расстояния, от эпицентра взрыва (ось нефтепровода).

На (рис. 17) представлен график зависимости интенсивности теплового излучения от расстояния эпицентра взрыва.

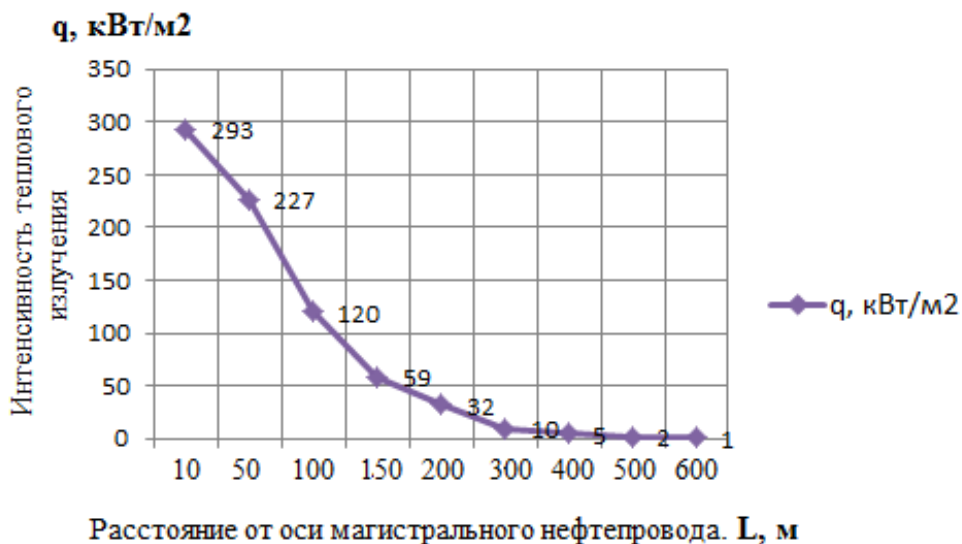


Рисунок 17 – Зависимость интенсивности теплового излучения при воздействии огненного шара на человека от расстояния

Из графика видно, что максимальная интенсивность теплового излучения наблюдается при расстоянии 10 м от оси нефтепровода, интенсивность уменьшается при увеличении расстояния от места взрыва.



Рисунок 18 – Зависимость дозы теплового излучения от расстояния

На (рис. 18) изображен график зависимости дозы теплового излучения от расстояния. При увеличении расстояния от оси трубы, значения дозы теплового излучения уменьшаются.

На (рис. 19) представлен график зависимости избыточного давления волны взрыва от расстояния (от оси нефтепровода). Давление уменьшается, при увеличении расстояния от центра взрыва.

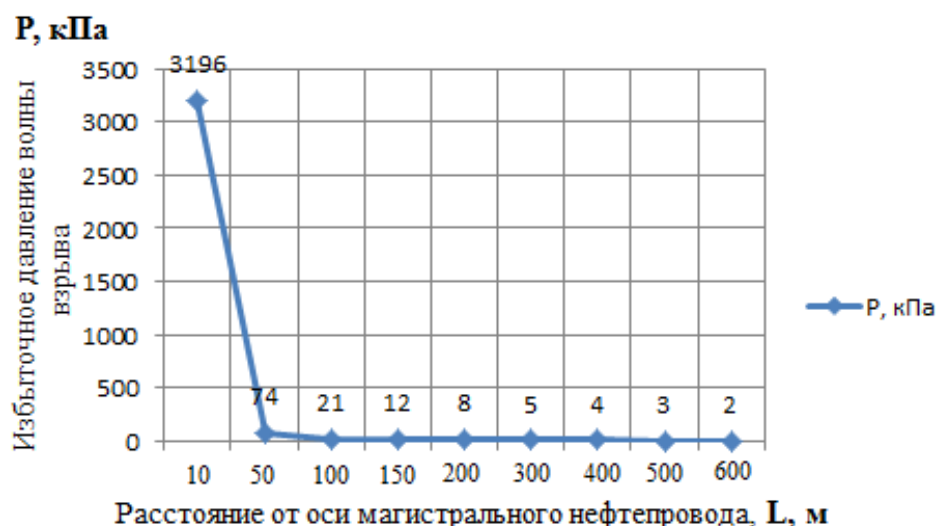


Рисунок 19 – Зависимость избыточного давления от расстояния

Из (табл. 12) и графиков зависимостей, изображенных на (рис. 17,18,19), можно сделать вывод, в зоне радиусом 10 м, произойдет полное разрушение зданий и сооружений, степень поражения человека – мгновенные ожоги и смертельное поражение волной давления от взрыва. В радиусе 200 м от оси магистрального нефтепровода – нижний порог повреждения зданий волной давления, степень поражения человека – ожог 3-й степени, необходима защита, с помощью теплоотражательного костюма.

В радиусе зоны 600 м от нефтепровода – избыточное давление не наносит повреждения зданиям и сооружениям, степень поражения для человека отсутствует в течение длительного времени.

На рисунках 20,21,22 наглядно изображены границы зон распространения интенсивности, дозы теплового излучения и избыточной волны давления.

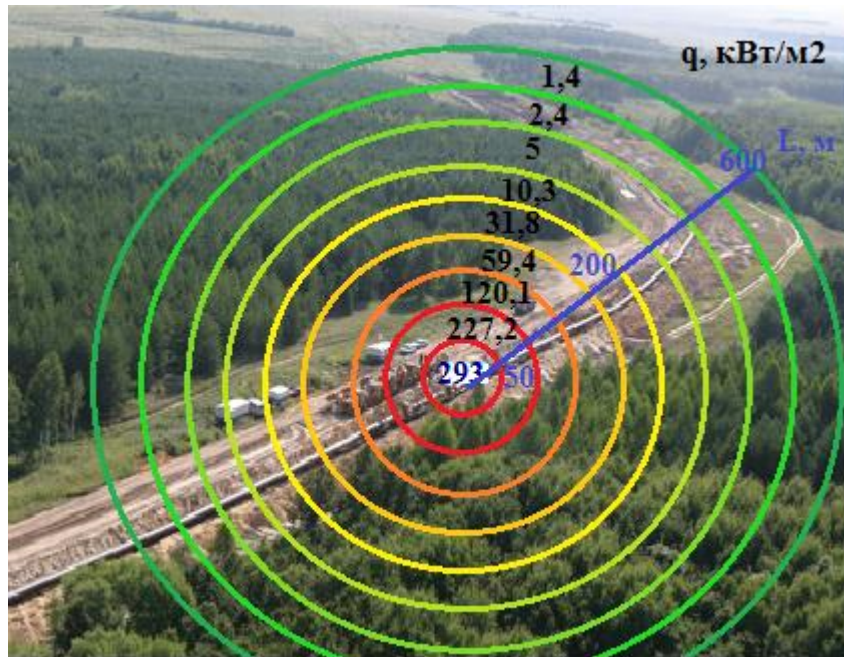


Рисунок 20 – Границы зон распространения интенсивности теплового излучения от оси магистрального нефтепровода

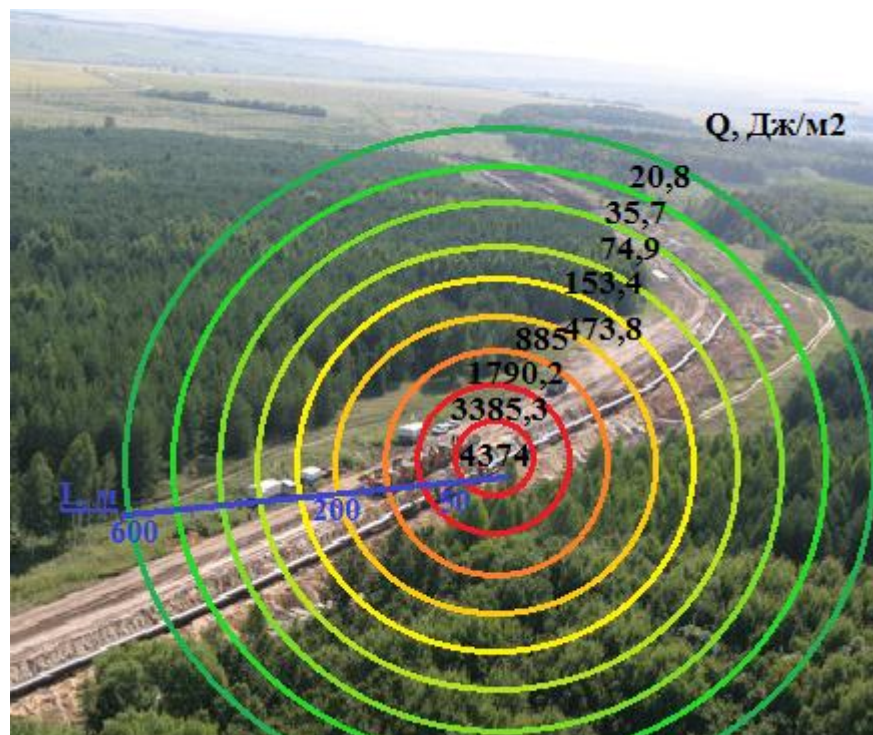


Рисунок 21 – Границы зон распространения дозы теплового излучения от оси магистрального нефтепровода

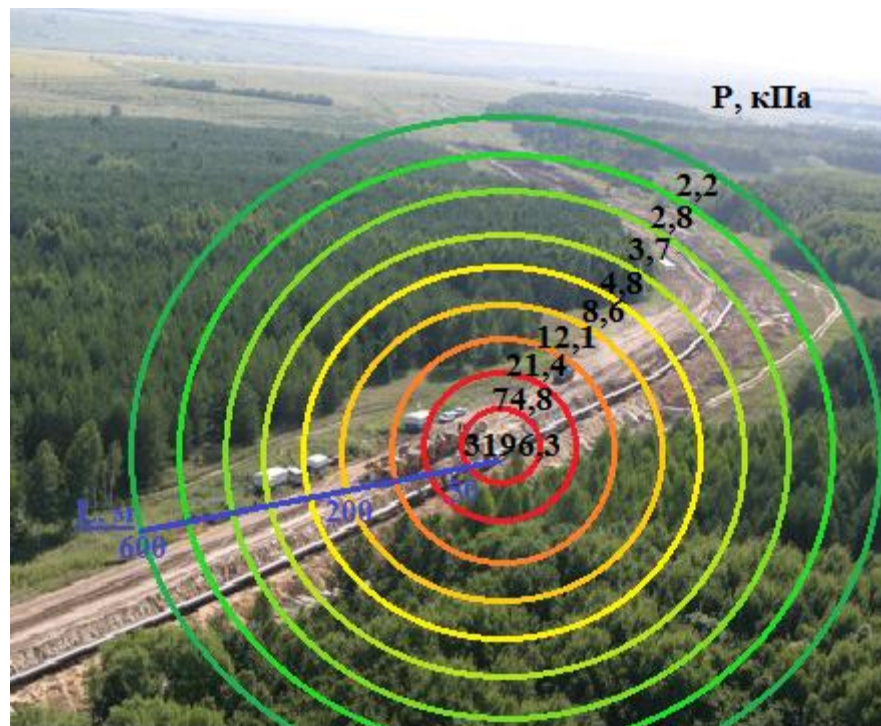


Рисунок 22 – Распространение избыточной волны давления от оси магистрального нефтепровода

Исходя из СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-08 и ГОСТ Р 55435-2013 санитарно-защитная зона от оси магистрального нефтепровода до жилой зоны равна 200 м.

Можно сделать вывод, что проводя расчеты зависимостей интенсивности, дозы и избыточной волны давления, в радиусе 200 м от оси магистрального нефтепровода, происходит нижний порог повреждения зданий волной давления, степень поражения человека – ожог 3-й степени, необходима специальная защита.

В радиусе зоны 600 м от нефтепровода – избыточное давление не повлияет на здания и сооружения, степень поражения для человека отсутствует в течение длительного времени.

Минимально безопасное расстояние от оси магистрального нефтепровода до селитебной зоны равно 600 м.

5. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО УМЕНЬШЕНИЮ ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ ПОЖАРНЫХ РИСКОВ

5.1 Мониторинг риска

Для эффективного управления рисками, поддержания работоспособности магистрального нефтепровода в течение всего периода эксплуатации необходим постоянный мониторинг и техническое обслуживание.

Мониторинг – систематический сбор и обработка информации, которая может быть использована для улучшения процесса принятия решения.

Мониторинг риска – это процесс функционирования регулярной независимой системы оценивания и контроля, за риском с механизмом обратной связи.

Мониторинг предусматривает наблюдение за объектом, сбор, обработку, передачу и хранение информации о состоянии объектов [31].

Мониторинг несёт одну или более организационных функций:

1) выявление состояния критических или находящихся в состоянии изменения явлений окружающей среды, в отношении которых будет выработан курс действий на будущее;

2) установление отношений со своим окружением, обеспечивая обратную связь, в отношении предыдущих удач и неудач определенной политики или программ;

3) установление соответствия правилам и контрактным обязательствам.

Один из методов мониторинга, который используется на 2017 год, это система обнаружения утечек нефти (СОУ) на магистральном нефтепроводе. Метод работает на принципе измерения расхода и давления или регистрации волн давления, с помощью компьютерных программ. Такие системы обнаруживают утечки нефти с интенсивностью около 1% от

производительности трубопровода, развивающиеся за относительно короткое время. Метод не даст быстрых и достоверных результатов обнаружения разгерметизации нефтепровода, так как за 1 сутки транспортируется 147 тыс. тонн нефти на магистральном нефтепроводе, а за 1 час около 6 тыс. т. нефти.

Магистральный нефтепровод тянется на сотни километров по удаленной и труднодоступной местности, объезды территории в таких случаях недоступны для автотранспорта.

Проведение аэровизуального обследования (комплекс наблюдений, которые производятся с вертолета или самолета).

Облеты территории на вертолетах или самолетах не являются выгодными с экономической точки зрения.

Применение различных датчиков не всегда является надежным, они требуют периодической калибровки.

Сегодня на смену традиционным способам мониторинга приходит развитие системы космического мониторинга и создание беспилотных летательных аппаратов [31;32].

Космический мониторинг включает в себя фотосъемку. Информация со спутника поступает на аппаратно-программные комплексы приема космической информации.

На основе принимаемой космической информации решаются следующие задачи:

- 1) мониторинг лесопожарной обстановки;
- 2) краткосрочный прогноз паводковой обстановки (разлив рек);
- 3) мониторинг техногенных ЧС (выявление факторов крупных аварийных разливов нефтепродуктов, оценки масштабов разливов по данным высокого разрешения).

Применение беспилотных летательных аппаратов для мониторинга магистральных нефтепроводов способствует снижению пожарных и экологических рисков, а также повышению экономической эффективности.

Беспилотные аппараты оборудованы аппаратурой для ведения фото и видеосъемки. Летательный аппарат в режиме реального времени транслирует полученные данные на пульт управления операторной или отдел мониторинга, а также записывает их на карту памяти.

Летательный аппарат способен самостоятельно летать по заданному маршруту. Аппарат приспособлен для использования в широком диапазоне температур (от -30 до $+40$ °С), в сложных погодных условиях, таких как дождь и ограниченная видимость. Радиус действия до 100 км, продолжительность полета 5 ч [32].

Фотосъемка имеет более высокое разрешение, в отличие от видеосъемки. Посредством специальной спектрометрической обработки снимка можно обнаружить наличие коррозии нефтепровода.

Тепловизионная съемка позволяет вести наблюдение в условиях ограниченной видимости. Съемка дает возможность выявить утечки нефти и присутствие посторонних в охраняемых зонах, несанкционированные врезки в трубопровод, контроль аварийных ситуаций, координацию действий наземных групп, воздействие на нефтепровод лесных пожаров.

Оперативное получение информации о состоянии магистрального нефтепровода и прилегающей территории, с помощью беспилотных летательных аппаратов, позволяет сэкономить вложение денежных средств и обеспечить безопасную транспортировку нефти.

5.2 Организационно-технические мероприятия

При построении вариологической модели дерева событий, расчета рисков и вероятности возникновения главного события, можно сделать вывод, что значения показателя расчетной вероятности событий, равны средней и высокой степени опасности риска на участках магистрального нефтепровода.

Составляя вариологическую модель деревьев событий, возможно, просчитать малонадежные места системы, предотвратить отказы

оборудования, тем самым минимизировать риски аварий на магистральном нефтепроводе.

Дерево событий демонстрирует только два состояния – это отказавшее и рабочее. От сотрудников компаний метод дерева отказов требует постоянного рассмотрения и понимания поведения системы только одного определенного отказа.

Для обеспечения более эффективной, безопасной и надежной работы магистрального нефтепровода недостаточно метода дерева событий и отказов.

Необходимо рассмотреть организационно-технические мероприятия в зависимости от степени опасности риска и воздействия негативных факторов на магистральный нефтепровод.

Мероприятия, направленные на снижение частоты разгерметизации нефтепровода и аварийных ситуаций подразделяются на инженерно-технические и организационные.

Инженерно-технические мероприятия:

1. Оснащение технологической схемы транспорта нефти средствами контроля, регулирования, противоаварийной защиты.

2. Секционирование трассы нефтепровода линейными кранами с целью уменьшения количества истечения нефти при авариях.

3. Модернизация устаревшего и изношенного оборудования.

4. Своевременное выполнение технического обслуживания и ремонта магистрального нефтепровода и его составных частей с заменой изношенных и опасных участков.

5. Запуск внутритрубного снаряда (поршня) – устройство, которое перемещается внутри трубопровода потоком перекачиваемого продукта, снабженное средствами контроля и регистрации данных о дефектах и особенностях стенки трубопровода, сварных швов и их местоположении.

Перемещение этих объектов по трубопроводам необходимо контролировать. С этой целью вдоль трубопровода на всём его протяжении

устанавливаются датчики – сигнализаторы, которые при прохождении внутритрубного объекта отправляют сигнал в систему линейной телемеханики [35].

В качестве магнитного сигнализатора используется катушка индуктивности, реагирующая на изменение магнитного поля Земли при прохождении по трубе объектов, содержащих чёрные металлы. Основными преимуществами такой конструкции датчика является отсутствие подводимого питания и хорошая чувствительность [35;37].

Снаряд вводится в контролируемый трубопровод через специальную камеру пуска-приемки, проходит по трубе сотни километров, накапливая информацию о ее состоянии в бортовой памяти, а затем извлекается через аналогичную камеру. После выгрузки снаряда информация считывается на внешний терминал, а затем поступает на сервер базы данных, расшифровывается, обрабатывается программой обработки данных, анализируется оператором и представляется в виде отчета.

Программное обеспечение позволяет автоматически выделить области аномалий трубы, идентифицировать до 15 классов аномалий, (трещины, коррозионные поражения и т.д.), определить местоположение и размеры дефектов.

6. Защита труб магистральных нефтепроводов от почвенной коррозии осуществляется наружной противокоррозионной изоляцией и катодной защитой трубопроводов (электрохимическая защита).

Катодная защита – это электрохимическая защита от коррозии, основанная на наложении отрицательного потенциала на защищаемую деталь.

К металлическому изделию (труба) извне подключается постоянный ток. Электрический ток на поверхности трубы создает катодную поляризацию электродов.

Катодная поляризация основана на снижении скорости растворения металла, по мере смещения его потенциала коррозии в область, более отрицательных значений, чем естественный потенциал [38;39].

Электрокоррозия (коррозия блуждающими токами) соседних (линии электропередач) с защищаемым металлическим объектов.

Для предотвращения блуждающих токов служит дренажная установка, предназначенная для отвода токов при дренажной защите металлических подземных сооружений от коррозии.

Дренажная установка состоит из реостата (прибор, служащий для регулирования силы тока и напряжения в электрической цепи), плавного предохранителя, сигнального реле и выключателя.

Использование методов неразрушающего контроля.

7. Надземные участки нефтепровода (ультразвуковой контроль сварных швов трубы) поиск дефектов в изделии трубы ультразвуковым методом, путем излучения и принятия ультразвуковых колебаний, и дальнейшего анализа их амплитуды с помощью ультразвукового дефектоскопа [38;39].

8. Подземные участки нефтепровода ((электрометрическое диагностирование (метод интенсивных электрометрических измерений) в целях оценки состояния изоляционного покрытия)).

Суть измерения заключается в синхронном замере потенциалов трубопровода и поперечных градиентов (наибольшее возрастание величины) с включенными катодными преобразователями и в момент отключения. Потенциал, измеренный в момент отключения, будет с известной погрешностью соответствовать потенциалу защищаемой трубы и отображать степень защиты в месте измерения.

Организационные мероприятия:

1. Проведение аэровизуального обследования (комплекс наблюдений, которые производятся с вертолета или самолета).

2. Применение космического мониторинга и создание беспилотных летательных аппаратов.

3. Использование автоматизированных и компьютерных средств раннего обнаружения угрозы возникновения ЧС.

4. Соблюдением требований к содержанию охранных зон и соблюдением минимальных расстояний до селитебных зон, установленных нормативными документами.

5. Периодическим патрулированием трассы трубопровода, осмотрами и комплексными диагностическими обследованиями (дефектоскоп) с использованием технических средств.

6. Периодичность контроля и ремонта.

7. Повышение квалификации инженерно-технического персонала безопасной эксплуатации оборудования.

8. Проверка знаний норм и правил промышленной безопасности сотрудников аттестационной комиссией.

Характеристика воздействия событий, возникновения рисков и мероприятия по их уменьшению, представлены в таблице согласно приложению 1.

6. МЕТОДОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ НА БЕЗОПАСНОЕ ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ ОБЪЕКТА

Согласно выполненному плану исследований, в данном разделе приводится анализ его пути, сформулированном в виде методологического подхода к проведению исследования на безопасное функционирование объекта. Методологически ход действий и рассуждений представлен на

(рис. 23). Из данного рисунка видно, что первым шагом необходим сбор статистических данных, на основе которых и определяется ситуационная задача. Исходя из поставленной задачи, проводится идентификация опасностей, при анализе которых определяются сценарии развития аварийных ситуаций.

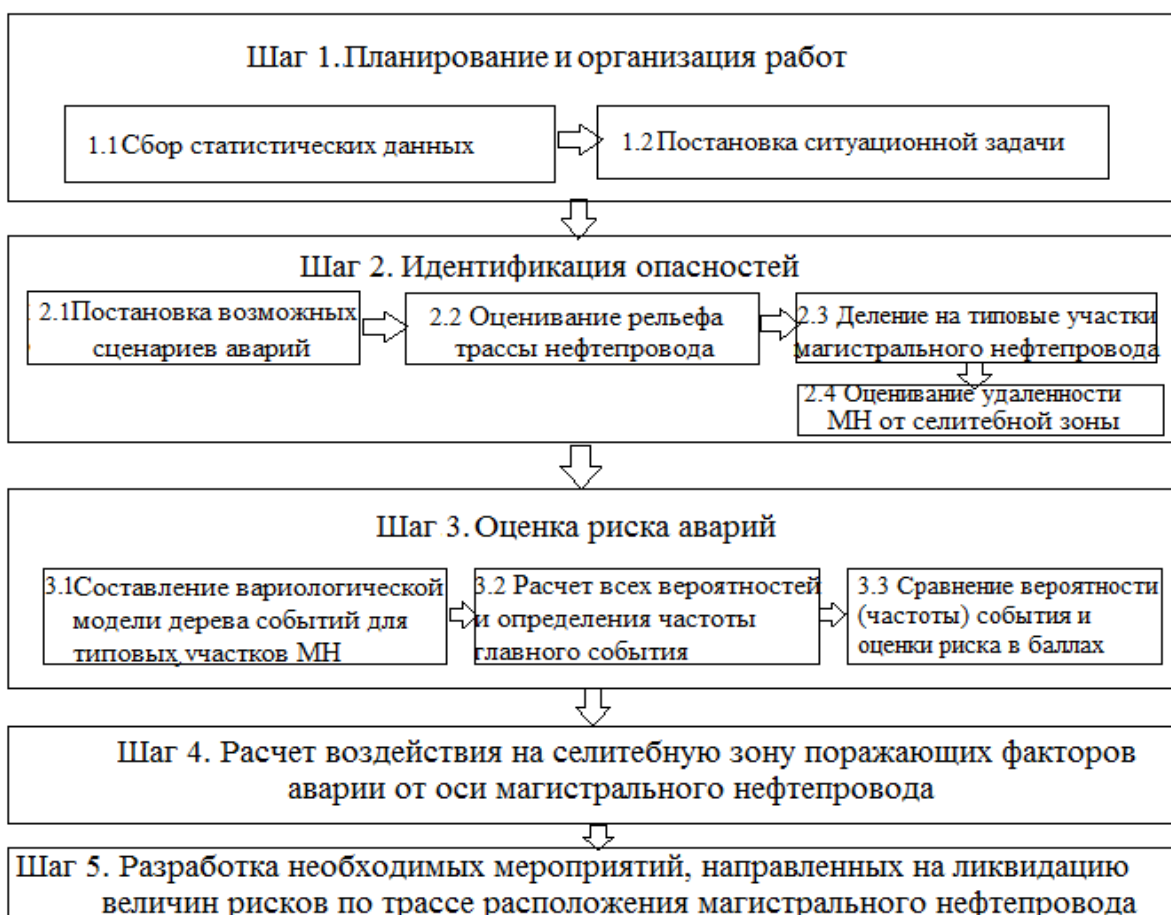


Рисунок 23 – Методология проведения исследования на безопасное функционирование объекта

После определения сценариев развития аварийных ситуаций, оценивается рельеф трассы трубопровода, производится деление на типовые участки местности. Оценивается удаленность объекта исследования от селитебной зоны.

Исходя из определения идентификации опасностей, третьим шагом оценивается риск аварий, при анализе которого составляется вариологическая модель дерева событий, для участков магистрального нефтепровода. Следующим этапом в оценке риска является расчет всех вероятностей и определения частоты главного события. Исходя из расчета вероятностей, происходит сравнение расчетной вероятности событий и оценки риска в баллах по нормативно-технической документации.

Следующий шаг методологии – расчет воздействия поражающих факторов аварии (расчет интенсивности и дозы теплового излучения и избыточного давления волны взрыва) и определения зон негативного воздействия на селитебную зону. При превышении поражающими факторами взрыва безопасного расстояния от оси нефтепровода до санитарно-защитной зоны, появляется необходимость, в защитных мероприятиях, направленных на предотвращение всевозможных рисков аварий и пожаров, воздействующих на селитебную зону.

Завершающим шагом методологии исследования является составление организационно-технических мероприятий, направленных на уменьшение и предотвращение территориальных пожарных рисков.

Таким образом, в результате проведенного исследования, была сформулирована новизна работы, заключающаяся в разработке вариологической модели дерева событий для аварийных ситуаций магистрального нефтепровода и на ее основе методологии проведения исследования на безопасное функционирование объекта.

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ

Нарушение правил при проектировании, несанкционированные врезки и коррозионные повреждения, составляют весомую долю аварий на магистральных нефтепроводах. Снижение аварий по этим причинам не наблюдается.

Составлена вариологическая модель для магистрального нефтепровода.

Проанализированы два сценария возникновения аварийных ситуаций.

При расчете 1-го сценария, методом экспертных оценок определена частота событий, рассчитаны главные вероятности событий. Построено дерево событий для лесостепной зоны.

Представлена матрица «Вероятность-тяжесть последствий» для магистрального нефтепровода степной зоны.

Техногенное и температурное воздействие имеют возможный характер проявления с частотой возникновения отказа ($10^{-4} - 10^{-6}$), случайная нагрузка, внешние и природные воздействия имеют вероятный характер проявления с частотой ($10^{-2} - 10^{-4}$).

Общая величина риска главного события истечение нефти из нефтепровода равняется $1,35 \times 10^{-2}$ / год. Уровень риска – вероятный.

Уровни последствий отказов соответствуют буквенным индексам А, В, С. Требуется разработка дополнительных мер безопасности и осуществление контроля, за принятыми мерами.

При расчете 2-го сценария (разгерметизация нефтепровода с образованием паровоздушного облака и взрыва) для более детальной оценки пожарных рисков, объект исследования разделен на отрезки в соответствии с топографической особенностью местности.

Определена вероятность главного события $6,2 \times 10^{-2}$ / год. С помощью расчетных данных вероятности событий и приведенных из нормативно-

технической документации рисков, выраженных в баллах, произведено их сравнение.

Значения показателя расчетной вероятности событий, равны средней и высокой степени опасности риска на участках магистрального нефтепровода.

Риск возникновения аварий, выраженный в баллах, приравнивается к зонам с низкой, средней и высокой степени опасности возникновения аварийных ситуаций.

Произведен расчет интенсивности и дозы теплового излучения.

Эффективный диаметр «огненного шара» равен 108,2 м. Время существования огненного шара 14,9 с.

Расчетным методом определены параметры избыточного давления волны при сгорании и взрыве паров нефти.

Построены графики и зоны распространения интенсивности, дозы теплового излучения и избыточного давления волны взрыва от оси нефтепровода.

Исходя из СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-08 санитарно-защитная зона от оси магистрального нефтепровода до жилой зоны равна 200 м. В радиусе 200 м от оси магистрального нефтепровода – нижний порог повреждения зданий волной давления, степень поражения человека – ожог 3-й степени, необходима защита, с помощью теплоотражательных костюмов.

Интенсивность теплового излучения 31,8 кВт/м², избыточное давление равно 8,612 кПа, доза теплового излучения 473,81 Дж/м².

В радиусе зоны 600 м от нефтепровода – избыточное давление не наносит повреждения зданиям и сооружениям, степень поражения для человека отсутствует в течение длительного времени. Минимально безопасное расстояние от оси магистрального нефтепровода до селитебной зоны равно 600 м. Составлены организационно-технические мероприятия, направленные на повышение устойчивости нефтепровода и уменьшение воздействия рисков.

8. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

8.1 Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

8.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Диссертационная работа по теме «Методика расчета территориальных пожарных рисков при эксплуатации магистрального нефтепровода» выполняется в рамках научно-исследовательской работы.

Потенциальными потребителями результатов проведенного исследования, являются предприятия нефтяной промышленности.

Суть исследования заключается в разработке мероприятий, обеспечивающих безопасное и надежное функционирование магистрального нефтепровода на основе метода определения территориального пожарного риска.

Рассмотрим целевой рынок и проведем его сегментирование.

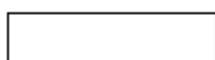
Целевой рынок – это сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. Сегмент рынка – часть рынка, группы потребителей, которые обладают определенными общими признаками [40].


Проведем сегментирование рынка услуг по разработке «методики расчета территориальных пожарных рисков при эксплуатации магистрального нефтепровода» по следующим критериям: размер компании нефтяной промышленности, способы расчета территориального пожарного риска (табл. 13).

Как видно из карты сегментирования, методика расчета территориального пожарного риска при эксплуатации магистрального нефтепровода, является наиболее подходящей для расчета территориальных пожарных рисков и может использоваться компаниями разных размеров и уровней.

Таблица 13 – Карта сегментирования рынка услуг по разработке методики расчета территориального пожарного риска при эксплуатации магистрального нефтепровода

		Способы расчета территориального пожарного риска		
		Методика расчета территориального пожарного риска при эксплуатации магистрального нефтепровода	Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральном нефтепроводе	Методика определения ущерба окружающей среде при авариях на магистральных нефтепроводах
Размер компании	Мелкие			
	Средние			
	Крупные			

 - нерациональность применения метода компаниями

 - применение метода компаниями

8.1.2 Анализ конкурентных технических решений

С помощью анализа конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения, возможно, провести оценку эффективности научной разработки и определить ее направление для будущего развития. В (табл. 14) приведена оценочная карта конкурентных технических решений.

Где сокращения:

B_{Φ} – методика расчета территориального пожарного риска при эксплуатации магистрального нефтепровода;

B_{K1} – методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах;

B_{K2} – методика определения ущерба окружающей среде при авариях на магистральных нефтепроводах.

Конкурентные технические решения определяются по формуле [40]:

$$K = \sum V_i \times B_i \quad (11)$$

где, K – конкурентоспособность разработки;

V_i – вес показателя (выражается в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Таблица 14 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		B_{Φ}	B_{K1}	B_{K2}	K_{Φ}	K_{K1}	K_{K2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1.Спрос проекта	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
2.Удобство в эксплуатации	0,12	5	4	4	0,6	0,48	0,48
3.Специальное оборудование	0,08	5	2	3	0,4	0,16	0,24
4.Возможности проекта	0,06	4	3	4	0,24	0,18	0,24
5.Универсальность метода	0,08	5	4	4	0,4	0,32	0,32
6.Эффективность	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
Экономические критерии оценки эффективности							
1.Конкурентоспособность	0,09	5	4	3	0,45	0,36	0,27
2.Уровень проникновения на рынок	0,07	5	5	5	0,35	0,35	0,35
3.Цена	0,08	5	4	4	0,4	0,32	0,32
4.Квалифицированные кадры	0,05	4	2	3	0,2	0,1	0,15
5.Срок эксплуатации проекта	0,17	5	3	4	0,85	0,51	0,68
Итого	1	53	39	42	4,89	3,58	3,85

Методика расчета территориальных пожарных рисков при эксплуатации магистрального нефтепровода, является наиболее эффективным методом для расчета рисков для магистрального нефтепровода.

Уязвимость конкурентов объясняется несколькими причинами:

- 1) универсальностью метода расчета рисков;
- 2) удобством в эксплуатации;
- 3) использованием специального оборудования и новых технологий.

8.1.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ – это анализ научно-исследовательского проекта.

SWOT-анализ применяется для исследования внутренней и внешней среды проекта [40,41].

В (табл.15), представлен SWOT-анализ слабых и сильных сторон проекта, выявление возможностей и угроз для реализации проекта.

Таблица 15 – SWOT-анализ

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта</p> <p>С1. Актуальность разработки методики. С2. Не требуется уникального оборудования и больших затрат. С3. Принципиально новая методика. С4. Проект востребован у обслуживающих и проектирующих нефтяных компаний. С5. Квалифицированный персонал (сотрудники).</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта</p> <p>Сл1. Применение проекта для нефтяной промышленности (транспортировка нефти). Сл2. Проект не испытан в работе. Сл3. Отсутствие специального полигона для проведения испытания опытного образца. Сл4. Медленный процесс вывода на рынок методики расчета рисков. Сл5. Возможность разработки новых методов расчета рисков другими компаниями.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Рост потребности в обеспечении безопасности производственного процесса. В2. Создание партнерских отношений с исследовательскими институтами и организациями. В3. Повышение стоимости конкурентных разработок. В4. Возможность выхода, как на внутренний, так и на внешний рынок. В5. Появление дополнительного спроса на проект.</p>	<p>При увеличении потребности в обеспечении безопасности производственного процесса, появляется спрос на принципиально новую разработку, не требующей использования специального оборудования. Новизна метода и принципиальные отличия, дают возможность выхода проекта на большие объемы рынка. Создание партнерских отношений с исследовательскими институтами приведет к развитию усовершенствования текущих методов.</p>	<p>Возможность появления новых усовершенствующих методов расчета рисков создаст конкуренцию для методики.</p>

Продолжение таблицы 15

<p>Угрозы: У1. Захват внутреннего рынка иностранными компаниями и ограничение на экспорт технологии. У2. Отсутствие спроса на новый проект на производстве. У3. Изменение законодательной базы по решению данной проблемы. У4. Отсутствие заинтересованности у основных потребителей. У5. Развитие конкуренции: усовершенствование текущих методов.</p>	<p>Актуальность разработки и принципиально новая методика, не сказываются в интересе к методике определения территориального пожарного риска магистрального нефтепровода; Противодействие со стороны конкурентов не повлияет на потребность в уникальном оборудовании.</p>	<p>Медленный процесс вывода на рынок методики по расчету рисков и захват внутреннего рынка иностранными компаниями не приведет к желаемому результату.</p>
---	--	--

Выявим слабые и сильные стороны проекта, относительно возможностей и угроз со стороны внешнего воздействия. Несоответствия взаимосвязей проекта, должны помочь в выявлении необходимости проведения стратегических изменений.

Использование матрицы SWOT-анализа, помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей области. Составляем интерактивную матрицу проекта.

В (табл.16-19) представлены матрицы проекта.

Таблица 16

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

При анализе (табл.16) выявлены следующие возможности и сильные стороны проекта:

B1C1C3C4C5; B2C1C2C3C4C5; B4C1C3C4C5; B5C1C3C4.

При анализе (табл. 17) можно выявить следующие возможности и слабые стороны проекта:

B1Сл1Сл5; B2Сл1Сл4; B3Сл4Сл5; B4Сл1Сл4; B5Сл1Сл5.

Таблица 17

Слабые стороны проекта						
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	В1	+	–	–	0	+
	В2	+	0	0	+	0
	В3	0	0	–	+	+
	В4	+	–	0	+	0
	В5	+	–	0	0	+

Таблица 18

Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		С1	С2	С3	С4	С5
	У1	0	0	+	0	–
	У2	–	–	0	–	–
	У3	–	0	0	0	0
	У4	–	–	+	–	–
	У5	0	+	0	+	–

При анализе (табл. 18) можно выявить следующие угрозы и сильные стороны проекта:

У1С3; У4С3; У5С2С4.

Таблица 19

Слабые стороны проекта						
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	У1	0	+	–	+	–
	У2	+	+	–	0	0
	У3	0	–	+	+	0
	У4	–	0	0	0	–
	У5	+	0	+	+	0

При анализе (табл.19) можно выявить слабые стороны проекта и возможные угрозы:

У1Сл2Сл4; У2Сл1Сл2; У3Сл3Сл4; У5Сл1Сл3Сл4.

8.1.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации

Коммерциализация – деятельность, направленная на практическое использование проектов, с целью их продажи с максимальным коммерческим эффектом [40].

Необходимо, оценить степень готовности научной разработки к вводу инновации и определить уровень собственных знаний для ее проведения. Для

этого нужно заполнить специальную форму, которая содержит показатели о степени проработанности проекта с позиции инновации и введения на рынок сбыта разработки и компетенции разработчика научного проекта. Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации приведена в (табл. 20)

Таблица 20 – Оценка степени готовности проекта к инновации и внедрению

№ п/п	Наименование	Степень готовности научного проекта	Уровень знаний у разработчика
1.	Определена имеющаяся научно-техническая наработка.	5	5
2.	Перспективные направления коммерциализации научно-технической наработки.	5	5
3.	Определены отрасли и технологии для вывода на рынок.	5	5
4.	Товарная форма научно-технической наработки для представления на рынок.	4	3
5.	Определены авторы и осуществлена охрана их прав.	4	4
6.	Оценка стоимости интеллектуальной собственности.	5	5
7.	Проанализированы маркетинговые исследования рынков сбыта.	5	4
8.	Разработан бизнес-план реализации и внедрения научной разработки.	4	4
9.	Определены пути продвижения научного проекта на рынок.	4	5
10.	Разработана стратегия реализации научной разработки.	5	5
11.	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок.	3	3
12.	Подготовлены вопросы для использования услуг инфраструктуры поддержки и получения льгот.	3	3
13.	Проработаны вопросы финансирования научной разработки.	4	4
14.	Имеется команда для реализации и внедрения на рынок научной разработки.	4	5
15.	Подготовлен механизм реализации научного проекта	4	4
Итого		64	54

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле [40]:

$$B_{\text{СУМ}} = \sum B_i \quad (12)$$

где, $B_{\text{СУМ}}$ – суммарное количество баллов по каждому из направлений;

B_i – балл по i -му показателю.

По завершении (табл. 20), можно сделать заключение, что разработка считается перспективной, уровень разработчика выше среднего и возможно привлечь в команду проекта, эксперта в области расчета рисков в нефтегазовой промышленности.

8.2 Инициация проекта

Группа процессов инициации – это процессы, которые выполняются для определения нового проекта или изменения направления существующего. В рамках процессов инициации определяются цели, содержание и фиксируются изначальные финансовые ресурсы. Определяются заинтересованные стороны проекта, которые взаимодействуют и влияют на общий результат проекта [40; 43].

8.2.1 Цели и результаты проекта

В (табл. 21) представлены заинтересованные стороны проекта и ожидания заинтересованных сторон.

Таблица 21 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
Нефтяные компании	Методика расчета территориальных пожарных рисков при эксплуатации магистрального нефтепровода (расчет рисков, определение зон поражения при возникновении взрыва на нефтепроводе)

Информация об иерархии целей проекта и критериях достижения представлена в (табл. 22).

Таблица 22 – Цели и результаты проекта

Цели проекта	Расчет территориальных рисков, расчет зон возникновения чрезвычайных ситуаций, составление дерева событий для участков магистрального нефтепровода.
Ожидаемые результаты проекта	С помощью расчета территориальных рисков, возможно, предотвратить возникновения аварий и снизить воздействие внешних негативных факторов на нефтепровод. Рассчитать зоны возникновения возможных ЧС и тем самым определить безопасное расстояние до селитебных зон. Дерево событий позволяет показать в явном виде малонадежные места в системе.
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

8.2.2 Организационная структура проекта

Организационная структура рабочей группы проекта представлена в (табл.23).

Таблица 23 – Рабочая группа проекта

№	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудозатраты, час.
1	Соловьев Виталий Николаевич	Исполнитель проекта	Работа над реализацией проекта	300
2	Сечин Александр Иванович	Руководитель проекта	Координация деятельности работы и оказание помощи в реализации проекта	100
Итого:				400

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

8.2.3 Ограничения проекта

Ограничение проекта – это факторы, которые могут послужить ограничением степени свободы участников команды проекта, а так же «границы проекта» – параметры и возможности, которые не будут реализованы в рамках данного проекта [43]. Факторы, ограничения и допущения представлены в (табл. 24).

Таблица 24 – Ограничение проекта

Фактор	Ограничения/допущения
Бюджет проекта	Отсутствует
Источник финансирования	Не нуждается в финансировании
Сроки выполнения	1.02.17-1.06.17 г.
Дата утверждения плана управления проектом	25.01.2017 г.
Дата завершения проекта	15.05.2017 г.
Прочие ограничения и допущения	Ограничение по времени работы участниками проекта

8.3 Планирование управления научно-исследовательских работ

8.3.1 Структура работ в рамках научного исследования

В (табл. 25) приведен перечень этапов, работ и распределение исполнителей.

Таблица 25 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ Работы	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение темы проекта	Научный руководитель
	2	Выдача задания для работы над проектом	Научный руководитель
Выбор направления исследований	3	Постановка цели и задачи	Научный руководитель
	4	Календарное планирование работ	Научный руководитель, студент
	5	Поиск и изучение материала по теме	Студент
Теоретические исследования и практические расчеты	6	Подбор необходимого материала и анализ существующих разработок	Студент

Продолжение таблицы 25

	7	Проведение теоретических обоснований	Студент
	8	Анализ конкурентных методик	Студент
	9	Расчет рисков и определения зон поражений при авариях и взрывах на объекте исследования	Студент
	10	Согласование данных с руководителем	Студент, научный руководитель
Обобщение и оценка полученных результатов	11	Оценка и анализ полученных результатов	Студент
	12	Заключение по работе	Студент
Оформление отчета по НИР	13	Составление пояснительной записки к работе	Студент

8.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты 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, так как зависит от множества трудно учитываемых факторов.

Для определения ожидаемого значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула [41,42]:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (13)$$

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

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.–дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях, 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 %.

$$\text{---}, \quad (14)$$

где, — продолжительность одной работы, рабочие дни;
— ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;
— численность исполнителей, которые выполняют, одновременно, одну и ту же работу на данном этапе, чел.

8.3.3 Разработка графика проведения научного исследования

Диаграмма Ганта – это горизонтальный ленточный график, на котором работы представляются протяженными отрезками. Отрезки характеризуют даты начала и окончания выполнения работ.

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

$$, \quad (15)$$

где, — продолжительность выполнения работы в календарных днях;
— продолжительность выполнения работы в рабочих днях;
— коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$\text{---} \quad (16)$$

где, — количество календарных дней в году;
— количество выходных дней в году;
количество праздничных дней в году.

Согласно данным производственного и налогового календаря на 2017 год:

— количество календарных дней составляет 365;
— количество рабочих дней – 247;

– количество выходных дней – 118.

Рассчитываем коэффициент календарности:

$$\frac{\text{---}}{\text{---}},$$
$$k_{\text{кал}}=1,47.$$

Полученные значения представлены в таблице 14.

После заполнения (табл. 26), составляем и строим календарный план-график проведения исследования (табл. 27). График строится для максимального по длительности исполнения работ, в рамках научно-исследовательского проекта с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени исследования. На графике выделяем различной штриховкой продолжительность выполнения работ, в зависимости от исполнителей (студент или научный руководитель).

Таблица 26 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ									Исполнители	Длительность работ в рабочих днях			Длительность работ в календарных днях		
	чел-дни			чел-дни			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
Расчет рисков и определения зон поражений при авариях и взрывах на объекте исследования	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 27 – Календарный план-график проведения НИ

№ 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	Расчет рисков и определения зон поражений при авариях и взрывах на объекте исследования	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

8.3.4 Бюджет научного исследования

При планировании бюджета НИ, необходимо обеспечить полное и верное отражение различных видов расходов, связанных с его выполнением.

8.3.4.1 Расчет материальных затрат НИ

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расxi}, \quad (17)$$

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);

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

k_T – коэффициент, учитывающий расходы (транспортно-заготовительные) [40,42].

Таблица 28 - Материальные затраты на исследования

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, (З _м), руб.		
		Испол.1	Испол.2	Испол.3	Испол.1	Испол.2	Испол.3	Испол.1	Испол.2	Испол.3
Бумага	лист	150	100	130	2	2	2	345	230	169
Ручка	шт.	1	1	1	20	20	20	23	23	23
Интернет	Г/бит	1	1	1	250	250	250	400	400	400
Картридж	шт.	1	1	1	1000	1000	1000	1160	1160	1160
Тетрадь	шт.	1	1	1	10	10	10	12	12	12
Дополнительная литература	шт.	2	2	2	400	350	330	920	420	380
Итого								2860	2245	2144

Транспортные расходы принимаются в пределах 15-25% от стоимости материалов. В (табл.28) подсчитаны материальные затраты.

8.3.4.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

В данный раздел включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборы, контрольно-измерительная аппаратура, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме.

При покупке оборудования следует учесть затраты по его доставке и монтажу в размере 15% от его стоимости. В (табл. 29) приведен расчет спецоборудования для научных работ.

Таблица 29 – Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

№ п/п	Наименование оборудования	Количество единицы оборудования			Цена единицы оборудования, тыс. руб.			Общая стоимость оборудования, тыс. руб.		
		Испол.1	Испол.2	Испол.3	Испол.1	Испол.2	Испол.3	Испол.1	Испол.2	Испол.3
1.	Ноутбук	1	1	1	30	30	30	34	34	34
Итого:								34	34	34

8.3.4.3. Основная и дополнительная заработная плата исполнителей темы

В состав основной заработной платы включается премия, которая выплачивается ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 –30 % от тарифа или оклада. В (табл.30) приведен расчет основной заработной платы.

Необходимо, провести расчет заработной платы относительно времени, в течение которого работал руководитель и студент [44]. За 1 час работы руководитель получает сумму в размере – 450 руб., а студент – 100 руб. (продолжительность рабочего дня составляет 8 часов).

Таблица 30 – Расчет основной заработной платы

№ п/п	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоёмкость, чел.-дн.			Зароботная плата, приходящаяся на одного чел.-дн., тыс. руб.			Всего заработная плата по тарифу (окладам), тыс. руб.		
			Испол.1	Испол.2	Испол.3	Испол.1	Испол.2	Испол.3	Испол.1	Испол.2	Испол.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
9.	Расчет рисков и определения зон поражений при авариях и взрывах на объекте исследования	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

Определяем основную заработную плату:

$$Z_{зн} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (18)$$

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

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

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

Расчет дополнительной заработной платы определяем по формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, \quad (19)$$

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

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

8.3.4.4 Отчисления на социальные нужды

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется по одной из следующих формул:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}), \quad (20)$$

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

На 2017 г. в соответствии с Налоговым кодексом РФ, главы 34, статья 426 отчисления на социальные нужды будут составлять:

- 1) Пенсионный фонд на обязательное пенсионное страхование 22 %;
- 2) Фонд социального страхования 2,9 %;
- 3) Фонд обязательного медицинского страхования 5,1 % [45].

Согласно ФЗ № 125, об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, определяется порядок возмещения вреда, причиненного жизни и здоровью

работника при исполнении им обязанностей по трудовому договору и в иных установленных настоящим Федеральным законом случаях [46].

Согласно приказу МПР № 851н Научные исследования и разработки в области естественных и технических наук, общероссийский классификатор видов экономической деятельности 72.1 относится к I классу профессионального риска, отчисления равны 0,2 %.

Итоговое отчисление во внебюджетные фонды равняется 30,2 %.

Таблица 31 - Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Дополнительная заработная плата, руб.		
	Испол.1	Испол.2	Испол.3	Испол.1	Испол.2	Испол.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:						
Испол. 1	21879.9 руб.					
Испол. 2	12815.4 руб.					
Испол. 3	16973.9 руб.					

8.3.4.5 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов:

- печать и ксерокопирование материалов исследования;
- оплата услуг связи;
- электроэнергия;
- почтовые и телеграфные расходы.

Величина накладных расходов рассчитывается по формуле:

$$Z_{накл} = (\sum стате́й) \cdot k_{нр}, \quad (21)$$

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

Величину коэффициента накладных расходов, принимаем в размере 16%. Подсчитываем наибольшие накладные расходы:

$$1) Z_{\text{накл}} = 94329,9 \times 0,16 = 15092,8 \text{ руб.}$$

$$2) Z_{\text{накл}} = 55250,4 \times 0,16 = 8840,1 \text{ руб.}$$

$$3) Z_{\text{накл}} = 73178,9 \times 0,16 = 11708,6 \text{ руб.}$$

8.3.4.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

В (табл.32) приведен итоговый бюджет затрат на исследовательский проект.

Таблица 32 – Расчет бюджета затрат на научно-исследовательский проекта

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исполнитель 1	Исполнитель 2	Исполнитель 3	
Материальные затраты НИИ	2860	2245	2144	Пункт 3.4.1
Затраты на специальное оборудование для научных работ	34000	34000	34000	Пункт 3.4.2
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	65600	63900	75600	Пункт 3.4.3
Затраты по дополнительной заработной плате	9840	9585	11340	Пункт 3.4.3
Отчисления во внебюджетные фонды	21879,9	12815,4	16973,9	Пункт 3.4.4
Накладные расходы	21468,8	19607,3	22409,3	16 % от суммы ст.1-5
Бюджет затрат научно-технического исследования	155648,7	142152,7	162467,2	Сумма ст.1-6

В ходе выполнения данного раздела, была построена карта сегментирования ранка услуг, которая показывает рациональность применения метода компанией. Самый рациональный метод, это метод

расчета территориальных пожарных рисков при эксплуатации магистрального нефтепровода.

Проведен краткий анализ конкурентных технических решений и комплексный анализ проекта, в котором представлены технические и экономические критерии оценки эффективности.

Построена интерактивная матрица проекта, в которой выявлены слабые и сильные стороны проекта, относительно возможностей и угроз со стороны внешнего воздействия.

Произведена оценка степени готовности проекта к коммерциализации. Разработка считается перспективной, уровень разработчика выше среднего и в команду проекта, возможно, привлечь в эксперта в области расчета рисков в нефтегазовой промышленности.

Представлена инициация проекта и рассмотрена организационная структура проекта.

Определено планирование научно-исследовательских работ. Построен временной показатель проведения работ и календарный график проведения исследования.

Рассчитан бюджет научного исследования. Подсчитаны материальные затраты научного исследования, затраты на специальное оборудование, основная и дополнительная заработная плата исполнителей проекта, отчисления во внебюджетные фонды и накладные расходы. При этом, наименьший бюджет затрат научных исследований составляет 142152,7 тыс. руб., наибольший 162467,2 тыс. руб.

9. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данном разделе проведен анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникать на рабочем месте при проведении исследования и которые может создать объект исследования.

Произведен расчет искусственного освещения и представлена схема размещения светильников отдела промышленной безопасности и охраны труда, так как при недостаточной освещенности рабочей поверхности ухудшается производительность труда, происходит утомление человека, что в свою очередь может стать причиной неправильного восприятия технологического процесса и повышения риска получения травмы.

В данном разделе объектом исследования является расчет территориальных пожарных рисков при эксплуатации магистрального нефтепровода. В случае аварии, магистральный нефтепровод представляет собой большую опасность для окружающей среды, селитебной зоны и может привести к существенному экономическому ущербу, что указывает на необходимость предупреждения и минимизации рисков, связанных с авариями на нефтепроводе.

Рабочим местом является кабинет промышленной безопасности и охраны труда, ООО «РН-Юганскнефтегаз», находящийся на первом этаже административного здания, цеха добычи нефти и газа. В данном кабинете расположено три персональных компьютера с ЖК мониторами. Габариты помещения: 5×4,5×3 м. Стены покрашены матовой краской светло-бежевых тонов, потолки подвесные светло-серого цвета. Имеются два оконных проема 1,2×1,3 м. Общая площадь оконных проемов равна 3,12 м.

9.1 Профессиональная социальная безопасность

9.1.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов

В соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015. ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация», при работе на персональном компьютере, существует вероятность возникновения таких вредных и опасных производственных факторов, как [47]:

1. Со стороны вредных проявлений являются:
 - недостаточная освещенность рабочей зоны;
 - повышенный уровень электромагнитных излучений;
 - повышенная или пониженная влажность и подвижность воздуха;
 - умственное перенапряжение и монотонный режим работы.
2. Со стороны опасных проявлений:
 - повышенный уровень статического электричества;
 - возникновение пожарной опасности.

В (табл. 33) представлены основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы.

Таблица 33 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Источник фактора, наименование видов работ	Ф а к т о р ы (ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ)		Нормативные документы	
	Вредные	Опасные	Вредные факторы	Опасные факторы
Работа за персональным компьютером	Недостаточная освещенность рабочей зоны	Повышенный уровень статического электричества	СП 52.13330.2011	ГОСТ Р 12.1.019 - 2009 (с изм. №1) ССБТ
	Повышенный уровень электромагнитных излучений	Возникновение пожарной опасности	СанПиН 2.2.2./2.4.1340-03	ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ
	Умственное перенапряжение		Р 2.2.2006-05	
	Монотонность труда		Р 2.2.2006-05	
	Повышенная или пониженная влажность воздуха		ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ.	

9.1.2 Основные параметры помещения

Помещение должно быть обеспечено естественным и искусственным освещением.

Необходимо оборудовать оконные проемы занавесками, внешними козырьками, жалюзи.

Если на рабочем месте стоит ПК на базе жидкокристаллического или плазменного экрана, то площадь рабочей зоны должна равняться не менее 4,5 м² в соответствии с СанПиН 2.2.2./2.4.1340–03 [48].

Рабочие кабинеты, имеющие места с персональными компьютерами, оборудуются защитным заземлением. Кроме того, в них обязательно проводится регулярная влажная уборка и производится проветривание помещения.

При отделке интерьера используются материалы пастельных цветов, имеющих матовую фактуру. Пол покрывается гладкими, нескользящими материалами, которые обладают антистатическими характеристиками.

9.1.3 Освещенность рабочего места. Расчет освещения

Освещение рабочего места – важнейший фактор создания нормальных условий труда. Недостаточная освещенность рабочего места ускоряет наступление усталости, снижает внимательность, значительно снижает производительность труда, вызывает усталость центральной нервной системы, возникающей в результате прилагаемых усилий для опознания четких или сомнительных сигналов. Причиной недостаточной освещенности рабочего места может быть и неудовлетворительный уход за светильником, загрязненность ламп, недостаточная мощность ламп, что снижает освещенность на 30 % и более.

Рекомендуемая общая равномерная освещенность при работе с экраном дисплея в кабинетах и рабочих комнатах административных зданиях, составляет 300 лк, а при работе с экраном в сочетании с работой с

документами 400 лк. при расстоянии 80 см от пола, согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [50].

В качестве повышения освещенности и защитных мер служат – установка более мощных ламп, увеличения количества ламп, оценка загрязненности – уборка пыли.

Немаловажную роль имеет освещение рабочего места, так как при недостаточной освещенности рабочей поверхности ухудшается производительность труда, так как плохое освещение отрицательно влияет на зрение человека, что в свою очередь может стать причиной получения травмы.

Произведем расчет искусственного освещения.

В отделе промышленной безопасности и охраны труда, ООО «РН-Юганскнефтегаз» цеха добычи нефти и газа, 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.

Размещение светильников в помещении определяется следующими параметрами, м:

H – высота помещения;

h_c – расстояние светильников от перекрытия (свес);

$h_n = H - h_c$ – высота светильника над полом, высота подвеса;

$h_{рп}$ – высота рабочей поверхности над полом;

$h = h_n - h_{рп}$ – расчётная высота, высота светильника над рабочей поверхностью [51].

$$h_n = 3 \text{ м};$$

$$h = 3 - 0.8 = 2.2 \text{ м}.$$

Для светильников типа ОД:

λ – расположение светильников, равно 1,3.

Расстояние между светильниками L определяется как:

$$L = \lambda \times h = 1.1 \times 2.2 \text{ м} = 2.4 \text{ м}. \quad (22)$$

Оптимальное расстояние l от крайнего ряда светильников до стены рекомендуется принимать равным $L/3$.

$$L = 2.42 \text{ м} / 3 = 0.8 \text{ м}.$$

Необходимо, определить количество рядов светильников и число светильников в ряду [51]:

$$\frac{\text{---}}{\text{---}} \quad \frac{\text{---}}{\text{---}} \quad (23)$$

$$\frac{\text{---}}{\text{---}} \quad \frac{\text{---}}{\text{---}} \quad (24)$$

Размещаем светильники в 2 ряда. В каждом ряду можно установить 3 светильника типа ОДР мощностью 40 Вт (с длиной 1,22 м), при этом разрывы между светильниками в ряду составят 25 см. На (рис. 24) представлен план помещения и размещения на нем светильников. Учитывая, что в каждом светильнике установлено две лампы, общее число ламп в помещении $N = 12$.

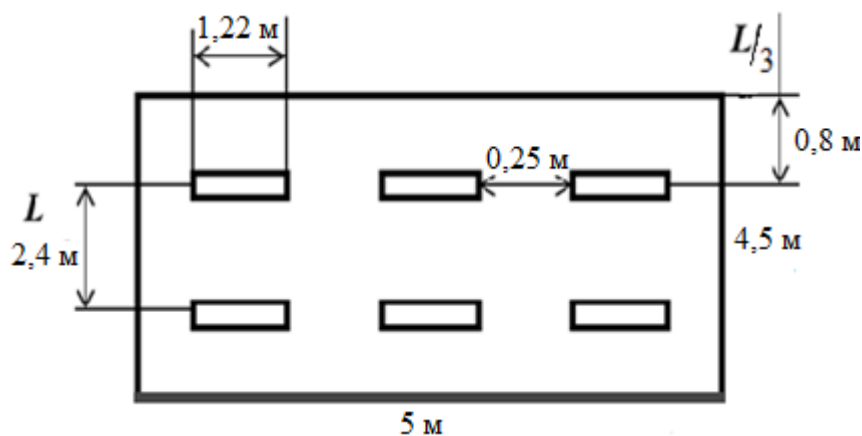


Рисунок 24– План помещения и размещения светильников с люминесцентными лампами

Основные требования и значения нормируемой освещённости рабочих поверхностей изложены в СП 52.13330.2011 [49].

Выбор освещённости осуществляется в зависимости от размера объёма различения (толщина линии, риски, высота буквы), контраста объекта с фоном.

Расчёт общего равномерного искусственного освещения горизонтальной рабочей поверхности, выполняется методом коэффициента светового потока, отражённого от потолка и стен.

Световой поток люминесцентных ламп светильников определяется по формуле [51]:

$$\Phi = E_n \times S \times K_3 \times Z \times 100 / (n \times \eta), \quad (25)$$

где, E_n – нормируемая минимальная освещённость по СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03, лк;

S – площадь освещаемого помещения, м²;

K_3 – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника (источника света, светотехнической арматуры, стен, т.е. отражающих поверхностей);

Z – коэффициент неравномерности освещения, отношение $E_{ср.}/E_{min}$;

n – количество светильников;

η – коэффициент использования светового потока, %.

Для люминесцентных ламп значение принимается равным 1,1 [51].

Рассчитываем индекс помещения:

$$i = S / h \times (A + B) = 20 / (2.2 \times (5 + 4.5)) = 0.95$$

Определяем коэффициент использования светового потока.

Для этого определяем значения коэффициентов отражения стен и потолка $\rho_n = 70\%$ и $\rho_{ст.} = 50\%$, $\eta = 0,45$ [49;51].

Коэффициент запаса светильников, $K = 1,5$ [49].

Необходимо, определить потребный световой поток ламп в каждом из рядов:

$$\Phi = E_n \times S \times K_3 \cdot Z / N_n \times \eta, = 400 \times 20 \times 1,5 \times 1,1 / 12 \times 0,45 = 2444 \text{ лм}$$

По таблице выбирается ближайшая стандартная лампа – ЛБ 40 Вт с потоком 2800 лм [51]. Проверка выполнения условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{л.станд} - \Phi_{л.расч}}{\Phi_{л.станд}} \cdot 100\% \leq +20\% \quad (26)$$

Получаем: $-10 \% \leq 12,7 \% \leq +20 \%$

Определяем электрическую мощность осветительной установки:

$$P = 12 \times 40 = 480 \text{ Вт}$$

Если необходимый поток лампы выходит за пределы диапазона (-10 до $+20 \%$), то корректируется число светильников или высота подвеса светильников.

9.1.4 Электромагнитное излучение

Так как большинство работ проводится с использованием персонального компьютера, то в качестве вредного фактора, следует рассмотреть, электромагнитное излучение. При работе, компьютер образует вокруг себя электромагнитное поле, а при нагревании платы и корпуса монитора, испускает в воздух вредные вещества. Всё это делает воздух очень сухим, слабо ионизированным, со специфическим запахом и тяжёлым для дыхания. Естественно, что такой воздух не может быть полезен для организма и может привести к заболеваниям аллергического характера, болезням органов дыхания и другим расстройствам.

Электромагнитные излучения, воздействуя на организм человека в дозах, превышающих допустимые, могут явиться причиной многих серьезных заболеваний, например, нарушение ритма и замедление частоты сердечных вращений. Уровни допустимого воздействия регламентируются в СанПиН 2.2.2./2.4.1340–03 [48].

В качестве защитных мер от электромагнитного излучения используются:

- ограничение по времени нахождения персонала на рабочем месте;
- регулярные перерывы между рабочим временем и прогулки на свежем воздухе;
- использование радиопоглощающих объемов;
- рациональное размещение оборудования.

В (табл. 34) представлены средства защиты от электромагнитных полей.

Уровень электромагнитных полей измеряется приборами. В кабинете промышленной безопасности и охраны труда, не выявлено нарушений каких-либо параметров, указанных в СанПиН 2.2.2./2.4.1340–03 (напряженность электрического поля, плотность магнитного потока) [48].

Таблица 34 – Средства защиты от излучений оптического диапазона и электромагнитных полей ПЭВМ

№	Средство профилактики неблагоприятного влияния ПЭВМ	Оказываемое профилактическое действие
1	Приэкранные защитные фильтры для видеомониторов	Снижение уровня напряженности электрического поля, повышение контрастности изображения.
2	Очки защитные со спектральными фильтрами, разрешенные Минздравом России для работы с ПЭВМ	Профилактика компьютерного зрительного синдрома, снижение зрительного утомления, повышение работоспособности.

9.1.5 Умственное перенапряжение

Это состояние, при котором у человека теряется баланс логически думать и принимать решения, что в последствие приводит к возникновению болезней. Чувство усталости и разбитости, раздражительность, головные боли, повышение артериального давления.

Согласно руководству по оценке факторов рабочей среды Р 2.2.2006-05, необходим регулярный отдых. Длительность работы за персональным компьютером должна быть не более 1 часа. В течение рабочего дня, необходимо организовывать перерывы на 5-10 мин через каждый час работы. В качестве снижения утомления зрительного аппарата и эмоционального напряжения рекомендуется выполнять комплекс упражнений [52].

9.1.6 Монотонность труда

Сущность монотонности заключается в продолжительном неприятном воздействии однообразия работы на организм человека, его нервную систему. Работа, которая характеризуется многократным повторением одних и тех же трудовых действий.

В качестве защиты существует ряд мер, позволяющих снизить влияние монотонной работы на организм и личность работника:

- рациональная организация режима труда и отдыха;
- обогащение содержания монотонных операций путем добавления в их структуру новых элементов;
- регламентированное изменение темпа трудового процесса в соответствии с динамикой работоспособности человека, согласно руководству по оценке факторов рабочей среды Р 2.2.2006-05 [52].

9.1.7 Микроклимат

Санитарные требования к воздуху рабочей зоны, ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ, устанавливают гигиенические требования к показателям микроклимата рабочих мест помещений с учетом категории тяжести выполняемой работы, времени выполнения работы, периода года, содержат требования к методам измерения и контроль микроклиматических условий [53].

Составляющие микроклимата можно считать благоприятными, если они, длительно действуя на организм человека, обеспечивают нормальную работу всех его систем и поддерживают оптимальное состояние организма.

Показателями, характеризующими микроклимат, являются:

1. температура воздуха;
2. относительная влажность воздуха;
3. скорость движения воздуха;
4. температура поверхностей.

Если измеренные параметры соответствуют требованиям СанПиН 2.2.4.3359-16, то условия труда по показателям микроклимата характеризуются как оптимальные (1 класс) или допустимые (2 класс). В случае несоответствия – условия труда относят к вредным и устанавливают степень вредности, которая характеризует уровень перегревания или охлаждения организма человека [55].

В (табл. 35) приведены оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах.

Согласно СанПиН 2.2.4.3359-16, оптимальные величины параметров микроклимата на рабочих местах в теплый период года, при категории энергозатрат I б (140–174 Вт): для $T_{\text{возд}} = 22\text{--}24$ °С, относительная влажность воздуха равна 40–60 %. Скорость движения воздуха 0,1 м/с.

Оптимальные величины параметров микроклимата на рабочих местах в холодный период года, при категории энергозатрат I б (140–174 Вт): для $T_{\text{возд}} = 21\text{--}23$ °С, относительная влажность воздуха равна 40–60 %. Скорость движения воздуха 0,1 м/с.

Таблица 35 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Iа (до 139)	22-24	21-25	60-40	0,1
	Iб (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
	IIа (175-232)	19-21	18-22	60-40	0,2
	IIб (233-290)	17-19	16-20	60-40	0,2
	III (более 290)	16-18	15-19	60-40	0,3
Теплый	Iа (до 139)	23-25	22-26	60-40	0,1
	Iб (140-174)	22-24	21-25	60-40	0,1
	IIа (175-232)	20-22	19-23	60-40	0,2
	IIб (233-290)	19-21	18-22	60-40	0,2
	III (более 290)	18-20	17-21	60-40	0,3

Рабочий день сотрудников отдела промышленной безопасности и охраны труда составляет 8 часов в день, при категории энергозатрат I б (140–174 Вт). Скорость движения воздуха в отделе – летом и зимой равна 0,1 м/с. Температура воздуха в помещении: летом – 22–24 °С, зимой температура воздуха рабочей зоны равна 20–23 °С.

Относительная влажность воздуха составляет 45–57 %, что соответствует оптимальным и допустимым показателям микроклимата на рабочих местах согласно СанПиН 2.2.4.3359-16 [55].

9.1.8 Электробезопасность

Что касается опасных воздействий в процессе работы с персональным компьютером, то такими являются воздействия электрической природы. В связи с этим, необходимо, обеспечить электробезопасность. Электробезопасность – система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрического поля и статического электричества.

В кабинете промышленной безопасности и охраны труда размещены три персональных компьютера.

Чтобы исключить опасность поражения электрическим током, необходимо, соблюдать следующие правила электробезопасности:

1. перед началом работы, необходимо убедиться в целостности вилок и проводов электропитания, в отсутствии видимых повреждений аппаратуры.
2. при появлении признаков замыкания, необходимо немедленно отключить от сети устройство;
3. запрещается прикасаться к дисплею, вытирать пыль с компьютера при его включенном состоянии, работать за компьютером влажными руками.

Персональные компьютеры в отделе промышленной безопасности имеют надежную изоляцию токоведущих частей оборудования, отсутствуют соединения, которые могут вызывать искры.

В соответствии с ГОСТ 12.1.019-2009 ССБТ [56], для обеспечения защиты от случайного прикосновения с токоведущими частями, необходимо, применять следующие способы и средства:

- безопасное расположение токоведущих частей;
- изоляция токоведущих частей
- изоляция рабочего места;

– предупредительная сигнализация, блокировки.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током, при прикосновении к металлическим токоведущим частям, которые могут оказаться под напряжением, в результате повреждения изоляции, применяют, следующие способы:

1. защитное заземление – преднамеренное электрическое соединение с землей металлических нетоковедущих частей электроустановок, которые могут оказаться под напряжением;
2. зануление – устранение опасности поражения электрическим током при замыкании на корпус электроустановок.
3. защитное отключение – быстродействующая защита, обеспечивающая автоматическое отключение электроустановки при опасности поражения электрическим током.

Перед началом работы необходимо удостовериться в наличии и исправности заземления, затем включить рубильник и после, электрическое питание компьютеров, на которых планируется выполнение работ [56].

9.2 Экологическая безопасность

Экологическая безопасность – это допустимый уровень негативного воздействия, со стороны природных и антропогенных факторов экологической опасности на окружающую среду и человека [57].

Объект исследования – магистральный нефтепровод. Негативное воздействие объекта на окружающую среду может происходить в двух случаях:

1. При строительстве нового магистрального нефтепровода;
2. В случае аварии на магистральном нефтепроводе.

При строительстве нового магистрального нефтепровода, вырубается лес, уничтожаются редкие виды растений, изменяется ландшафт территорий.

При возникновении аварии на нефтепроводе, происходит загрязнение атмосферы, гидросферы и литосферы, происходит изменение ландшафтной территории в зоне возникновения аварии.

Меры по обеспечению экологической безопасности:

1) соблюдать технические требования к охранной зоне и зоне минимально допустимых расстояний магистрального нефтепровода до населенных пунктов и промышленных предприятий. При диаметре трубопровода 1200–1400 мм, охранная зона равна 200 м, согласно своду правил СП 36.13330.2012 [58];

2) при подземной прокладке трубопроводов, необходимо, предусматривать рекультивацию плодородного слоя почвы;

3) в случае загрязнения водоемов нефтью, использовать современные методы очистки воды, с помощью механического метода (фильтрация) и биологического (использование микроорганизмов).

4) секционировать трассы нефтепровода линейными кранами, с целью уменьшения количества выбрасываемого вещества при авариях;

5) оснащение технологической схемы транспорта нефти средствами контроля, регулирования, противоаварийной защиты.

Работа в отделе промышленной безопасности и охраны труда, основана на работе за компьютером. Воздействия на окружающую среду будут заключаться в негативном влиянии на атмосферу, поступлении в воздух вредных веществ, при нагревании платы и корпуса компьютера, а также в скоплении пыли на рабочем месте, в результате чего, происходит накопление аэрозолей в помещении.

Негативное воздействие на литосферу характеризуется утилизацией твердых бытовых отходов (бумага, использованные части компьютера, например, батарея питания, люминесцентные лампы).

Решения по обеспечению экологической безопасности:

1. для литосферы – вывоз и утилизация люминесцентных ламп и частей компьютера на специальных полигонах токсичных отходов, ГОСТ 17.4.3.04-85 [57].

2. для атмосферы – проведение ежедневной влажной уборки на рабочем месте и проветривание помещения. Замена устаревших деталей компьютера на современные устройства, соответствующие передовым технологиям.

9.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, стихийного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, согласно ГОСТ Р 22.0.07-95 [59].

Магистральный нефтепровод отличается высокой производительностью и значительной протяженностью и может быть подвержен техногенным, антропогенным и природным воздействиям.

Главной целью методики расчета рисков является обеспечение непрерывности производственного процесса и стабильной деятельности, путем предупреждения угроз и ограничения степени воздействия внешних и внутренних негативных факторов.

Прямые удары молнии могут стать одной из причин взрыва и пожара на трубопроводах.

Нефтепроводы должны представлять собой на всем протяжении непрерывную цепь, которая в пределах взрывоопасной зоны должна быть заземлена.

Заземление должно предусматривать отвод электрических зарядов, возникающих от вторичных проявлений молнии, а также зарядов статического электричества, возникающего в процессе производства [60].

Вдоль трассы эстакады через каждые 300 м нефтепроводы присоединяют заземлителем.

Со стороны антропогенного воздействия, возможен, несанкционированный доступ к линейному нефтепроводу.

Необходимо, вести постоянный контроль технического состояния нефтепровода (объезды и облеты трассы). Проводить аэровизуальное обследование магистрального нефтепровода (комплекс геологических и прочих наблюдений, которые производятся с вертолета или самолета).

Разгерметизация нефтепровода, вследствие коррозионного повреждения трубопровода может привести к пожарам.

Защитные меры:

1. проводить модернизацию устаревшего и изношенного оборудования;
2. своевременно выполнять профилактические работы;
3. проводить дефектоскопию труб (поиск дефектов, с помощью дефектоскопа);
4. прогнозировать аварийные ситуации (расчет рисков).

В отделе промышленной безопасности и охраны труда, возможна, чрезвычайная ситуация – пожар.

Пожар – неконтролируемый процесс горения, причиняющий материальный ущерб, вред жизни и здоровью людей,

ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ [61].

При работе в отделе промышленной безопасности и охраны труда, причиной пожара могут послужить:

1. неисправность оборудования и электропроводки;
2. перегрузка сети, ведущая к нагреву токоведущих частей и загоранию изоляции;
3. короткое замыкание;
4. несоблюдение норм и правил пожарной безопасности.

9.3.1 Пожарная безопасность

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла [61].

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Среди организационных и технических мероприятий, осуществляемых для устранения возможных пожаров, выделяют следующие меры:

- назначение ответственного за пожарную безопасность помещений предприятия;
- использование только исправного оборудования;
- отключение электрооборудования, освещения и электропитания по окончании работ;
- курение в строго отведенном месте.
- рациональное размещение оборудования;
- своевременный профилактический осмотр, ремонт и испытание оборудования;

В соответствии с ГОСТ 12.1.004-91 тушение пожаров предусматривает использование средств и снаряжения пожаротушения:

- Огнетушители ручные и передвижные, противопожарное полотно.
- Автоматические установки пожаротушения.

Согласно НПБ 166-97 выбираются необходимые огнетушители, исходя из категории защищаемого помещения, пожарной нагрузки, физико-химических и пожароопасных свойств материалов [62].

Огнетушители, которые можно использовать – (порошковые, углекислотные) согласно НПБ 166-97.

Меры по повышению устойчивости объекта к пожарам:

1. Повышение устойчивости сооружений, может быть достигнуто за счет их рационального размещения на территории объекта, оптимальной конструкции и увеличения прочности.

2. Установка системы автоматической сигнализации в помещениях предприятия для своевременного оповещения рабочих.

3. Повышение устойчивости объекта, путем усиления его наиболее слабых элементов;

4. Заглубление линий электроснабжения и установка автоматических отключающих устройств, для предотвращения воспламенения материалов, в случае короткого замыкания.

5. Для предупреждения пожаров от короткого замыкания, перегрузок, необходим, правильный выбор, монтаж и соблюдение требуемого режима эксплуатации электросетей, дисплеев и других электрических средств автоматизации.

Разработка действий при возникновении пожара.

В случае возникновения пожара на территории объекта, действия работников должны быть направлены на немедленное сообщение о нем в пожарную охрану и немедленную эвакуацию людей. Для оповещения людей о пожаре, должны использоваться звуковые пожарные сигналы.

9.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

9.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Согласно ст. 217 ТК РФ вводится должность специалиста по охране труда, имеющего соответствующую подготовку или опыт работы в этой области, в целях обеспечения соблюдения требований охраны труда, осуществления контроля их выполнения в каждой организации, осуществляющей производственную деятельность, с численностью более 50 работников [63].

В соответствии с трудовым законодательством, организация обеспечения безопасности труда в подразделениях возложена на их руководителей. Руководители проводят инструктаж по охране труда на рабочих местах. Общую ответственность за организацию работ по охране труда несет руководитель предприятия, а в его отсутствие – главный инженер.

Руководствуясь трудовым законодательством, режим труда и отдыха, должен обеспечивать оптимальные условия работников.

Нормальная продолжительность рабочего времени сотрудников не может превышать 40 ч. в неделю. Основной режим работы – пятидневная рабочая неделя с двумя выходными днями.

При пятидневной рабочей неделе, продолжительность ежедневной работы, определяется правилами внутреннего трудового распорядка или графиками сменности, составляемыми с соблюдением установленной продолжительности рабочей недели и утверждаемыми администрацией по согласованию с профсоюзным комитетом.

9.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Помещение должно быть обеспечено естественным и искусственным освещением.

Необходимо оборудовать оконные проемы занавесками, внешними козырьками, жалюзи.

Если на рабочем месте стоит ПК на базе жидкокристаллического или плазменного экрана, то площадь рабочей зоны должна ровняться не менее 4,5 м² в соответствии с СанПиН 2.2.2./2.4.1340–03.

При отделке интерьера используются материалы пастельных цветов, имеющих матовую фактуру. Пол покрывается гладкими, нескользящими материалами, которые обладают антистатическими характеристиками.

Проведя анализ вредных и опасных производственных факторов на рабочем месте, 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

Нарушение правил при проектировании, несанкционированные врезки и коррозионные повреждения, составляют весомую долю аварий на магистральных нефтепроводах. Снижение аварий по этим причинам не наблюдается.

Составлена вариологическая модель для магистрального нефтепровода.

Проанализированы два сценария возникновения аварийных ситуаций.

При расчете 1-го сценария, методом экспертных оценок определена частота событий, рассчитаны главные вероятности событий. Построено дерево событий для лесостепной зоны.

Представлена матрица «Вероятность-тяжесть последствий» для магистрального нефтепровода степной зоны.

Техногенное и температурное воздействие имеют возможный характер проявления с частотой возникновения отказа ($10^{-4} - 10^{-6}$), случайная нагрузка, внешние и природные воздействия имеют вероятный характер проявления с частотой ($10^{-2} - 10^{-4}$).

Общая величина риска главного события истечение нефти из нефтепровода равняется $1,35 \times 10^{-2}$ / год. Уровень риска – вероятный.

Уровни последствий отказов соответствуют буквенным индексам А, В, С. Требуется разработка дополнительных мер безопасности и осуществление контроля, за принятыми мерами.

При расчете 2-го сценария (разгерметизация нефтепровода с образованием паровоздушного облака и взрыва) для более детальной оценки пожарных рисков, объект исследования разделен на отрезки в соответствии с топографической особенностью местности.

Определена вероятность главного события $6,2 \times 10^{-2}$ / год. С помощью расчетных данных вероятности событий и приведенных из нормативно-

технической документации рисков, выраженных в баллах, произведено их сравнение.

Значения показателя расчетной вероятности событий, равны средней и высокой степени опасности риска на участках магистрального нефтепровода.

Риск возникновения аварий, выраженный в баллах, приравнивается к зонам с низкой, средней и высокой степени опасности возникновения аварийных ситуаций.

Произведен расчет интенсивности и дозы теплового излучения.

Эффективный диаметр «огненного шара» равен 108,2 м. Время существования огненного шара 14,9 с.

Расчетным методом определены параметры избыточного давления волны при сгорании и взрыве паров нефти.

Построены графики и зоны распространения интенсивности, дозы теплового излучения и избыточного давления волны взрыва от оси нефтепровода.

Исходя из СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-08 санитарно-защитная зона от оси магистрального нефтепровода до жилой зоны равна 200 м. В радиусе 200 м от оси магистрального нефтепровода – нижний порог повреждения зданий волной давления, степень поражения человека – ожог 3-й степени, необходима защита, с помощью теплоотражательных костюмов.

Интенсивность теплового излучения 31,8 кВт/м², избыточное давление равно 8,612 кПа, доза теплового излучения 473,81 Дж/м².

В радиусе зоны 600 м от нефтепровода – избыточное давление не наносит повреждения зданиям и сооружениям, степень поражения для человека отсутствует в течение длительного времени. Минимально безопасное расстояние от оси магистрального нефтепровода до селитебной зоны равно 600 м. Составлены организационно-технические мероприятия, направленные на повышение устойчивости нефтепровода и уменьшение воздействия рисков.

В ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение», была построена карта сегментирования ранка услуг, которая показывает рациональность применения метода компанией. Самый рациональный метод, это метод расчета территориальных пожарных рисков при эксплуатации магистрального нефтепровода.

Проведен краткий анализ конкурентных технических решений и комплексный анализ проекта, в котором представлены технические и экономические критерии оценки эффективности.

Построена интерактивная матрица проекта, в которой выявлены слабые и сильные стороны проекта, относительно возможностей и угроз со стороны внешнего воздействия.

Произведена оценка степени готовности проекта к коммерциализации. Разработка считается перспективной, уровень разработчика выше среднего и в команду проекта, возможно, привлечь в эксперта в области расчета рисков в нефтегазовой промышленности.

Представлена инициация проекта и рассмотрена организационная структура проекта.

Определено планирование научно-исследовательских работ. Построен временной показатель проведения работ и календарный график проведения исследования.

Рассчитан бюджет научного исследования. Подсчитаны материальные затраты научного исследования, затраты на специальное оборудование, основная и дополнительная заработная плата исполнителей проекта, отчисления во внебюджетные фонды и накладные расходы. При этом, наименьший бюджет затрат научных исследований составляет 142152,7 тыс. руб., наибольший 162467,2 тыс. руб.

При выполнении раздела «Социальная ответственность» проведен анализ вредных и опасных производственных факторов на рабочем месте кабинета охраны труда и промышленной безопасности, ООО «РН-

Юганскнефтегаз», находящегося на 1 этаже административного здания, цеха добычи нефти и газа. 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 наблюдаются.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ ПО ПРЕДСТАВЛЕННОЙ РАБОТЕ

1. Соловьев В.Н. Перспективы использования автоматических установок порошкового пожаротушения для мобильных модулей / Сборник трудов V Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Томск: ТПУ, 25-29 Мая, 2015. – С. 335–339.

2. Соловьев В.Н. Обеспечение пожарной безопасности на объекте нефтегазовой отрасли / «Неразрушающий контроль: электронное приборостроение, технологии, безопасность»: сборник трудов VI Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Томск: ТПУ, 25-29 Мая, 2016. – С. 153–157.

3. Соловьев В.Н. Анализ пожарной безопасности нефтяного резервуарного парка / «Безопасность – 2017». Сборник трудов XII Всероссийской студенческой научно-практической конференции с международным участием: «Проблемы экологической и промышленной безопасности современного мира». Иркутск, 24-27 Апреля 2017. – Иркутск: Изд-во ИРНТУ, 2017. – С. 293–298.

4. Соловьев В.Н. Определение территориальных рисков при эксплуатации магистрального нефтепровода / Международная научная конференция со студентами из Киргизии (online).– Томск: ТПУ, 1 Июня 2017.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Россия в цифрах 2016. Краткий статистический сборник. Федеральная служба государственной статистики (Росстат), Москва, 2016. – 545 с.
2. Савина, А.В. Аварийность на отечественных и зарубежных магистральных трубопроводах. / А.В. Савина // Безопасность критичных инфраструктур и территорий. ЗАО НТЦ ПБ. – Москва, 2008. – № 10. – 20 с.
3. Pipeline and hazardous materials safety administration. USA. (PHSMA). Available at: <https://www.phmsa.dot.gov>, Accessed: (12 May 2017).
4. European petroleum company association, (CONCAWE). Available at: <https://www.concawe.eu>, Accessed: (10 May 2017).
5. Официальный сайт Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору [Электронный ресурс]. – Режим доступа, URL: <http://www.gosnadzor.ru/industrial/oil>, свободный. Яз. Русский. Дата обращения: 3.04.2017 г.
6. Нефтепроводы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа, URL: <http://rengm.ru/rengm/nefteprovody.html>, свободный. Яз. Русский. Дата обращения: 3.03.2017 г.
7. «Роснефть». Транспортировка нефти [Электронный ресурс]. – Режим доступа, <http://www.mirnefti.ru/index.php?id=16>, свободный. Яз. Русский. Дата обращения: 10.05.2017 г.
8. Крупнейшие магистральные нефтепроводы мира [Электронный ресурс]. – Режим доступа, <http://mavego.ru/krupneyshie-magistralnyie-nefteprovody/>, свободный. Яз. Русский. Дата обращения: 12.05.2017 г.
9. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические требования. – введ. 2002–07–01. – М: Стандартинформ, 2002. – 17 с.
10. Бурков, П.В. Исследование напряженно-деформированного состояния участка магистрального нефтепровода «Александровское–

Анжеро-Судженск» методом конечных элементов. / П.В. Бурков [и др] // Кузбасский государственный технический университет– 2013. – № 4(98) – С 22-26.

11. Официальный сайт «Транснефть» [Электронный ресурс]. – Режим доступа, Нефтепроводы [Электронный ресурс]. – Режим доступа, <https://centralsiberia.transneft.ru/about/schema/>, свободный. Яз. Русский. Дата обращения: 11.05.2017 г.

12. Земцов А.А. География Томской области. А.А. Земцов. / Под ред. А.А. Земцова. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 1998. – 246 с.

13. Нефтьтехстрой [Электронный ресурс]. – Режим доступа, <http://www.nefttehstroy.ru>, свободный. Яз. Русский. Дата обращения: 25.04.2017 г.

14. Свод правил. Строительная климатология. СП 131.13330.2012. – Взамен СНиП 23-01-99; введ. 2013–01–01. – М: Минрегион России, 2013. – 124 с.

15. ГОСТ Р 55435-2013. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Введ. 2013–11–01. – М: НИИ ТНН, 2013. – 54 с.

16. Санитарные правила и нормы. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-08. Введ. 2008–03–01. – М: Минздрав РФ, 2008. – 48 с.

17. Долговых, К.С. Мероприятия по локализации и ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов: ВКР защищена 14.06.16. / Долговых Константин Сергеевич. – Томск, 2016 – 122 с.

18. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности от 22.07.2008 № 123-ФЗ / Консультант-плюс: справ.-правовая система.

19. МЧС России, приказ № 404. Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах. Введ. 2009–07–10. – М: Минюст, 2009. – 64 с.

20. ГОСТ Р МЭК 62502-2014. Менеджмент риска. Анализ дерева событий – введ. 2015–01–12. – М: Стандартинформ, 2015. – 30 с.

21. Шебенко, Ю.Н. Оценка пожарного риска линейной части магистральных трубопроводов. / Ю.Н. Шебенко // ФГУ ВНИИПО МЧС России. – Балашиха, 2010. – №4 – С. 47–58.

22. Sergio, B. A review of quantitative risk assessment of onshore pipelines/ B. Sergio // Journal of Loss Prevention in the Process Industries. – November, 2016. – V. 44. – P. 282-298.

23. Фалеев, М.И. Методологические подходы к зонированию территорий Российской федерации по уровням риска чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера/ М.И. Фалеев [и др] // Стратегия гражданской защиты: проблемы и исследования – 2015. – Т. 5. 1(8) – С. 67–90.

24. Гумеров, А.Г. Старение труб нефтепроводов. А.Г. Гумеров, М.: Недра, 1995., – 223 с.

25. Anjuman, S. / Risk analysis for oil & gas pipelines: A sustainability assessment approach using fuzzy based bow-tie analysis / S Anjuman, S. Rehan // Journal of loss prevention in the process industries. – May, 2012. – V. 25. – P. 505-523.

26. Свод правил. Магистральные трубопроводы. СП 86.13330.2014.– Взамен СНиП 2.05.06-85; введ. 2014–06–01 – М.: Изд-во стандартов, 2014. – 182 с.

27. ГОСТ Р 12.3.047-2012. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля. – Взамен ГОСТ Р 12.3.047-98; введ. 2014–01–01. – М.: Изд-во Стандартинформ, 2014. – 60 с.

28. ГОСТ 12.1.044-89. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения. – Введ. 1991–01–01. – М.: Госстандарт СССР: Изд-во Стандартинформ, 1991. – 100 с.

29. Официальный сайт МЧС России. Теплоотражательный костюм. [Электронный ресурс]. – Режим доступа,

<http://www.mchs.gov.ru/document/219064>, свободный. Яз. Русский. Дата обращения: 15.05.2017 г.

30. Гребенюк, Г.Н. Магистральные нефтепроводы и их воздействие на окружающую среду. / Г.Н. Гребенюк // Самарский научный центр академии наук – 2011. – Т. 13. № 1(5) – С 1260–1263.

31. Кудрин, А.Ю. Основные направления развития системы космического мониторинга чрезвычайной ситуации. / А.Ю. Кудрин. Технологии гражданской безопасности. – 2008. – С 15–8.

32. Айроян, З.А. Мониторинг магистральных нефтепроводов с помощью беспилотных летательных аппаратов. / З.А. Айроян, О.А. Коркишко. // Инженерный вестник Дона. – 2016. – №4 – С 157–165.

33. Владимиров, В.А. Аварийные и другие несанкционированные разливы нефти. / В.А. Владимиров, П.Ю. Дубнов // Стратегия гражданской защиты: проблемы и исследования. – Москва, 2013. – С 365–382.

34. Eze, D. Framework for integrated oil pipeline monitoring and incident mitigation systems. / D. Eze, C. Nwagboso, P. Georgakis. // Robotics and Computer-Integrated Manufacturing. – October, 2017. – V. 47. – P. 44-52.

35. Акимова, Н.В. Дистанционное обнаружение течей в трубопроводах. / Н.В. Акимова. // Интерэкспо Гео-Сибирь. – Омск, 2009. – С. 121–127.

36. Рогатнев, Ю.М. Использование результатов оценки экологической опасности линейных частей магистральных нефтепроводов, для организации использования земель на прилегающих территориях / Ю.М. Рогатнев, К.Н. Мартемьянова // ФГОУ ВПО – Омск, 2013. – С 43–47.

37. Zhang, S. / Experimental study on the probe dynamic behavior of feeler pigs in detecting internal corrosion in oil and gas pipelines. / S. Zhang, S. Liu, X. Li. // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – September, 2015. – V. 26. – P. 229-239.

38. Плюхина, Е.Е. Метод обнаружения несанкционированных врезок и диверсий на трубопроводах. / Е.Е. Плюхина. // – Оренбург, 2011. – Вестник ОГУ №16 (135). – С. 91–95.

39. Ходжаева, Г.К. Мероприятия по предупреждению разливов нефти на нефтепроводах / Г.К. Ходжаева. // – Самарский научный центр РАН. – Т.15. №3 (3). 2013– С. 1180–1183.

40. Гаврикова, А.В. Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность / А.В. Гаврикова [и др.]. – Томск, Изд-во: ТПУ, 2014. – 73 с.

41. Кузьмин, А.М. Методы поиска новых решений и идей. Методы менеджмента качества. А.М. Кузьмин. – 2003. – №1. – С 22–27.

42. Карпунина, М.Г. Основы функционально-стоимостного анализа: Учебное пособие. Под ред. М.Г. Карпунина. – М.: Энергия, 1980. – 175 с.

43. Мазур, И.И. Управление проектами. И.И. Мазур [и др.]. – Учебное пособие – Москва: Омега-Л, 2004. – 664 с.

44. Официальный сайт ТПУ [Электронный ресурс]. – Режим доступа <http://portal.tpu.ru/departments/otdel/peo/documents>, свободный. Яз. Русский. Дата обращения: 12.04.2017 г.

45. Налоговый кодекс РФ от 05.08.2000 № 117-ФЗ (ред. от 03.04.2017 г.) / гл. 34 НК РФ.// Консультант-плюс: справ.-правовая система.

46. Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (ред. от 28.12.2016 г.): Федеральный закон от 02.07.1998 № 125-ФЗ / Консультант-плюс: справ.-правовая система.

47. ГОСТ 12.0.003-2015. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Взамен ГОСТ 12.0.003-74; введ. 2017–03–01. – М: Стандартинформ, 2016. – 10 с.

48. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным

машинам и организации работы. СанПиН 2.2.2./2.4.1340-03. Введ. 2003-06-03. – М: Минздрав России, 2003. – 54 с.

49. Свод правил. Естественное и искусственное освещение. СП 52.13330.2011.– Взамен СНиП 23-05-95; введ. 2011-05-20. – М: Минрегион России, 2011. – 74 с.

50. Санитарные правила и нормы. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. СанПиН 2.2.1-2.1.1.1278-03. Введ. 2003-06-15. – М: Госкомсанэпиднадзор России, 2003. – 34 с.

51. Кнорринг, Г.М. Справочная книга для проектирования электрического освещения./ Г.М. Кнорринг [и др.]. // Под ред. Г.М. Кнорринга. Л: Энергия, 1976. – 384 с.

52. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. Р 2.2.2006-05: утв. главным государственным санитарным врачом Российской Федерации 29.07.05: введ. в действие с 01.11.05. – М: Госсанэпиднадзор, 2005. – 152 с.

53. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. Введ. 1989-01-01. М: Госстандарт СССР, 1989. – 49 с.

54. Санитарные правила и нормы. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. СанПиН 2.2.4.548-96. Введ. – 1996-10-01. – М: Госкомсанэпиднадзор России, 1996. – 20 с.

55. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах. СанПиН 2.2.4.3359-16. Введ. 2017-01-01. М: Роспотребнадзор, 2017. – 68 с.

56. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. Введ. 2011-01-01. М: Стандартинформ, 2010, – 27 с.

57. ГОСТ 17.4.3.04-85. Охраны природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения. Введ. 1986–06–30. М: Изд-во Стандартиформ, 2006, – 3 с.

58. Свод правил. Магистральные трубопроводы. СП 36.13330.2012. – Взамен СНиП 2.05.06-85; введ. 2013–07–01. – М: Росстандарт, 2013. – 97 с.

59. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в ЧС. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров.

60. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. Введ. 1982–06–30. Утв. государственным комитетом СССР по стандартам – М: ММИССР. Изд-во Стандартов, 1982. – 68 с.

61. ГОСТ 12.1.004-91. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. – Взамен ГОСТ 12.1.004-85; введ. 1992–07–01. – М: Госстандарт России. Изд-во Стандартиформ, 1992. – 68 с.

62. Нормы пожарной безопасности. НПБ 166-97. Пожарная техника. Огнетушители. Требования к эксплуатации. введ. 1998–03–01. – М: ГУГПС МВД России, 1998. – 64 с.

63. Служба охраны труда в организации. Трудовой кодекс РФ от 30.01.2012 № 197 ФЗ (ред. от 03.07.2016), с изм. и доп. вступ. в силу с 01.01.2017 г / Консультант-плюс: справ.-правовая система.

Мероприятия по уменьшению территориальных пожарных рисков

Характеристика событий и частота возникновения	Организационные мероприятия	Инженерно-технические мероприятия
<p>Природное воздействие ($2 \cdot 10^{-4}$) (землетрясение, грозовые разряды, ураган, оползневые процессы).</p>	<p>1) Использование автоматизированных и компьютерных средств раннего обнаружения угрозы возникновения ЧС. 2) Проведение аэровизуального обследования нефтепровода (с вертолета).</p>	<p>1) Секционирование трассы нефтепровода линейными кранами с целью уменьшения количества истечения нефти при авариях. 2) Установление металлических свай для молниевывода по длине трассы нефтепровода. 3) Оснащение технологической схемы транспорта нефти средствами контроля, регулирования, противоаварийной защиты.</p>
<p>Техногенное воздействие ($1 \cdot 10^{-4}$) (авиакатастрофа, воздействие от средств передвижения).</p>	<p>1) Установка по длине трассы нефтепровода предупреждающих и запрещающих знаков.</p>	<p>1) Секционирование трассы нефтепровода линейными задвижками с целью уменьшения количества истечения нефти при авариях.</p>
<p>Антропогенное воздействие ($1,1 \cdot 10^{-2}$) ((ошибки обслуживающего персонала, несоблюдение технологии производства, дефекты сварных швов (некачественная сварка), диверсия)).</p>	<p>1) Повышение квалификации инженерно-технического персонала безопасной эксплуатации оборудования. 2) Обучение сотрудников правилам ведения работы и проверка знаний, норм и правил промышленной безопасности.</p>	<p>1) Осмотры и комплексные диагностические обследования нефтепровода (дефектоскоп); 2) Запуск внутритрубного проверяющего устройства.</p>
<p>Механическое воздействие ($2 \cdot 10^{-3}$) ((наезды автотранспорта (грузовые автомобили), повреждение трубы при проведении земляных работ, неаккуратное обращение с трубой при ремонтных работах)).</p>	<p>1) Установка по длине трассы нефтепровода предупреждающих и запрещающих знаков. 2) Соблюдение требований к содержанию охранных зон. 3) Обучение и повышение квалификации инженерно-технического персонала.</p>	<p>1) Конструирование бетонных ограждений по длине нефтепровода. 2) Установка систем телемеханики и автоматики ((обеспечивают телеизмерения давления НПС или линейной части в пределах эксплуатируемого участка, автоматическое отключение магистральных насосов (остановка перекачки) в случае недопустимого повышения давления)).</p>

Продолжение приложения 1

Характеристика событий и частота возникновения	Организационные мероприятия	Инженерно-технические мероприятия
<p>Воздействие окружающей среды ($2,2 \cdot 10^{-3}$) ((воздействие температуры (лесные пожары) закупорка льдом задвижек, регуляторов, проседание грунта, коррозия металла)).</p>	<p>1) Аэрокосмическая съемка, оценивание состояния трубопровода, а также динамики развития геологических или биологических процессов на трассах (обводнение, осушение) 2) Необходимо нанять аварийно-восстановительные и пожарные бригады, которые обучены и оснащены специальной техникой и снаряжением.</p>	<p>1) Обследование подземных участков нефтепровода (электрометрическое диагностирование в целях оценки состояния изоляционного покрытия); 2) Надземные участки нефтепровода (ультразвуковой контроль) 3) Защита от почвенной коррозии осуществляется наружной противокоррозионной изоляцией и катодной защитой трубопроводов.</p>
<p>Случайная нагрузка ($2,2 \cdot 10^{-3}$) ((Динамическое воздействие (ветер, вибрация), нагрузка от снега, перепад давления в трубе)).</p>	<p>1) Проведение аэровизуального обследования нефтепровода (с вертолета).</p>	<p>1) Своевременное выполнение технического обслуживания и ремонта магистрального нефтепровода и его составных частей с заменой изношенных и опасных участков. 2) Установка предохранительных клапанов и устройств медленного закрытия задвижек.</p>
<p>Температурное воздействие ($1,1 \cdot 10^{-4}$) (промерзание трубы, нагрев металла в результате тления торфа).</p>	<p>1) Проведение аэровизуального обследования нефтепровода (с вертолета). 2) Использование беспилотных летательных аппаратов.</p>	<p>1) Защитное покрытие трубы. 2) Запуск внутритрубного проверяющего устройства.</p>
<p>Природные особенности речной местности ($6 \cdot 10^{-4}$) ((вымывание конструкции нефтепровода из-за размыва траншеи, повреждение в результате карчехода (движение в паводок или паловодье деревьев с кроной)).</p>	<p>1) Использование автоматизированных и компьютерных средств раннего обнаружения угрозы возникновения ЧС.</p>	<p>1) Защитные покрытия трубы (бетонные покрытия или железобетонные плиты). 2) Запуск внутритрубного устройства (проверяет коррозию, вмятины).</p>

Продолжение приложения 1

Характеристика событий и частота возникновения	Организационные мероприятия	Инженерно-технические мероприятия
Несанкционированное вскрытие нефтепровода ($1 \cdot 10^{-3}$).	1) Проведение аэровизуального обследования нефтепровода (с вертолета). 2) Использование автоматизированных и компьютерных средств раннего обнаружения угрозы возникновения ЧС. 3) Патрулирование трассы нефтепровода охранными группами. 4) Применение беспилотных летательных аппаратов.	1) Создание барьеров (заборы из тонкой арматуры).

Раздел магистерской диссертации, выполненный на иностранном языке

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1EM51	Соловьев Виталий Николаевич		

Консультант кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сечин Александр Иванович	Доктор технических наук		

Консультант кафедры иностранных языков физико-технического института

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Данейкина Наталья Викторовна			

SOCIAL RESPONSIBILITY

This section contains analytical materials of harmful and dangerous factors in working area during the research. Current analysis can be used as an object of research.

The calculation of artificial lighting has done and the scheme of luminaires placing in the department of industrial and work safety has presented, since inadequate illumination of the working surface worsens work productivity and man's fatigue, which in turn can lead to incorrect perception of the technological process and increase the risk of injury.

In this section, the object of the study is the calculation of territorial fire risks in the operation of the main oil pipeline. In the event of an accident, the main oil pipeline poses a great danger to the environment, residential area and can lead to significant economic damage, which indicates the need to prevent and minimize the risks associated with accidents at the pipeline.

The working place is the office of industrial and work safety, LLC "RN-Yuganskneftegaz", located on the first floor of the administrative building, oil and gas production section. In this office, there are three personal computers with LCD monitors. Dimensions of the room: $5 \times 4.5 \times 3$ m. The walls are matte paint of light beige tones, suspended ceilings are light gray. There are two window openings 1.2×1.3 m. The total area of the window openings is 3.12 m.

1. Professional social safety

1.1 Analysis of harmful and hazardous workplace factors

In accordance with GIST (Governmental industry standard) 12.0.003-2015. OSSS (Occupational safety standards system) "Dangerous and harmful workplace factors. Classification", when working on a personal computer, there is a possibility of occurrence of such harmful and dangerous production factors as:

1. Harmful manifestations:

- insufficient illumination of the working area;
- increased level of electromagnetic radiation;
- increased or decreased humidity and air motion;
- mental overstrain and routine working.

2. Dangerous manifestations:

- increased level of static electricity;
- occurrence of fire hazard.

The main elements of the production process that form dangerous and harmful factors are presented in table 34.

Table 34 – The main elements of the production process that form dangerous and harmful factors

The source of the factor, the name of the work types	Factors (GIST 12.0.003-2015 SSBT)		Normative documents	
	Harmful	Dangerous	Harmful factors	Dangerous factors
Work on a personal computer	Insufficient illumination of the working area	Increased level of static electricity	Vault of rules 52.13330. 2011	GIST R 12.1.019 - 2009 (№1) OSSS
	Increased level of electromagnetic radiation	Occurrence of fire hazard	Sanitary Regulations and Norms 2.2.2./2.4. 1340–03	GIST 12.1.004–91 OSSS
	Mental overstrain and routine working		R 2.2.2006-05	
	Routine working		R 2.2.2006-05	
	Increased or decreased humidity and air motion		GIST 12.1.005–88 OSSS.	

1.2 Main parameters of building

The room should be provided with natural and artificial lighting.

It is necessary to equip window openings with curtains, external visors, blinds.

If there is a liquid crystal or plasma screen PC in the workplace, the working area should be at least 4.5 m², in accordance with Sanitary Regulations and Norms 2.2.2./2.4.1340-03.

Workrooms that have places with personal computers are equipped with protected ground. In addition, they are regularly wet cleaning and airing the room

Interior trim materials has to be pastel colors, having a matte texture. The floor is covered with smooth, non-slip materials that have antistatic characteristics.

1.3 Workplace illumination. Calculation of illumination

Workplace illumination is the main factor in normal work conditions creation. Insufficient illumination of the workplace speed up the onset of fatigue, reduces care, significantly reduces work productivity, and causes fatigue of the central nervous system resulting from the efforts made to identify clear or questionable signals. The reason for the insufficient illumination of the workplace can be poor maintenance of the lamp, dirty lamps, insufficient lamp power, which reduces the illumination by 30% or more.

The recommended total uniform illumination during the work with the display screen in the offices and office buildings is 300 lx, and during the work with the screen in conjunction with paper work is 400 lx at a distance of 80 cm from the floor, according to Sanitary Regulations and Norms 2.2.1/2.1.1.1278-03.

The installation of more powerful lamps, increasing the number of lamps, assessment of contamination, dust cleaning can increase illumination and protective measures.

The lighting of the workplace plays an important role, because inadequate illumination of the working surface worsens work productivity, since bad lighting negatively affects the eyesight of the person, which in turn can cause injury.

Calculation of artificial illumination.

In the department of industrial and work safety, LLC "RN-Yuganskneftegaz", workshop of oil and gas production, combined lighting of the upper type, which is transmitted through fluorescent lamps.

Type of fluorescent lamps – ODR, illuminator double-lamp general lighting fixture, for normal rooms with a good reflection of the ceiling and walls, permissible at moderate humidity and dustiness: power of lamps 2×40 W.

Placement of fixtures in a room is determined by the following parameters, m:

H – is the height of the premise;

h_c – distance from double-lamp before overlapping (overhang);

$h_s = H - h_c$ – height of the luminator above the floor, height of the suspension;

h_{ws} – height of the working surface above the floor;

$h = h_s - h_{ws}$ – calculation height of the luminaire above the working surface.

$$H_s = 3 \text{ m};$$

$$h = 3 - 0,8 = 2,2 \text{ m}.$$

For laminator type OD:

λ – the location of the luminaires is 1.3.

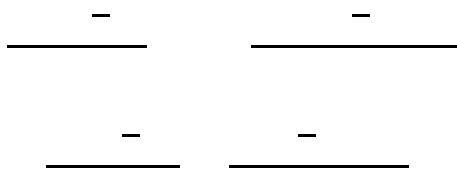
The distance between the luminaires L is defined as:

$$L = \lambda \times h = 1.1 \times 2.2 \text{ m} = 2.4 \text{ m}.$$

The optimal distance l from the extreme row of luminaires to the wall it is recommended to take equal to $L/3$.

$$L = 2.42 \text{ m} / 3 = 0.8 \text{ m}.$$

It is necessary to determine the number of rows of luminaires and the number luminaires in a row:



We place the luminaires in 2 rows. In each row, can install 3 luminaires type ODR, with power 40 W (with a long of 1.22 m), herewith the distance between the luminaires in the row is 25 cm.

On (fig. 24) is presented a plan for the premise and placement of luminaires on it. Considering that in each luminaires there are two lamps, the total number of lamps in the premise is $N = 12$.

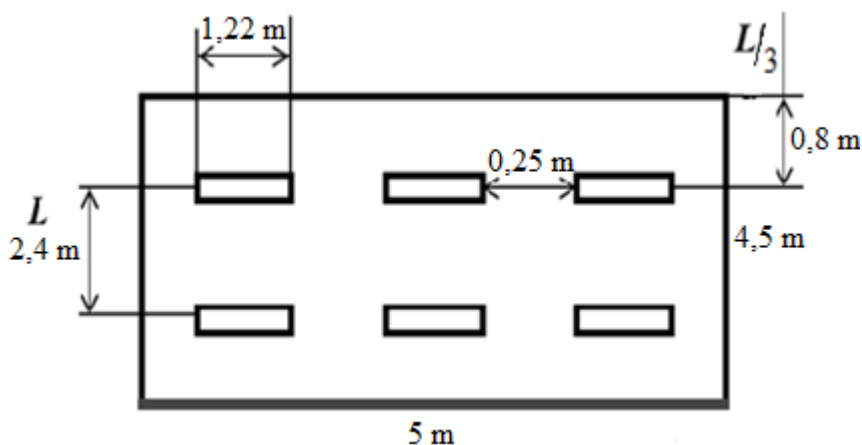


Figure 24 - Plan for the premise and placement of luminaires with fluorescent lamps

The main requirements and values of the normalized illumination of the working surfaces are set out in arch of rules 52.13330.2011. The choice of illumination is performed depending on the size of the volume of distinction (line thickness, risks, altitude of letters), contrast of the object with the background.

Calculation of the total uniform artificial illumination of the horizontal working surface is carried out by the method of light flux, reflected from the ceiling and walls.

The luminous flux of fluorescent lamps of luminaires is determined by the formula:

$$\Phi = E_n \cdot S \cdot K_z \cdot Z \times 100 / (n \times \eta),$$

Where, E_n – norming minimum illumination according to Sanitary Regulations and Norms 2.2.1/2.1.1.1278-03;

S – is area of the illuminated premise, m^2 ;

K_z – reserve factor, taking into account the pollution of the luminaire (source of light, lighting fixtures, walls, i.e. reflective surfaces);

Z – coefficient of uneven lighting, the ratio $E_{sr.}/E_{min.}$

For fluorescent lamps, the value is taken as 1,1;

n – number of luminaires;

η – Coefficient of use of the luminous flux, %.

Calculation the index of the premise:

$$i = S/h \times (A + B) = 20 / (2.2 \times (5 + 4.5)) = 0.95$$

Determine the coefficient of use of the light flux.

To do this, according to table, we choose the values wall and ceiling reflection coefficients: $\rho_c = 70\%$ и $\rho_w = 50\%$, $\eta = 0.45$.

Coefficient reserve luminaires is $K = 1.5$.

It is necessary to determine the required light flux of lamps in each of the rows:

$$\Phi = E_n \times S \times K_s \cdot Z / N_n \times \eta, = 400 \times 20 \times 1.5 \times 1.1/12 \times 0.45 = 2444 \text{ lm.}$$

By table is select the nearest standard lamp – LB 40 W with a flow of 2800 lm. Verification of the fulfillment condition:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{f.st} - \Phi_{f.cal}}{\Phi_{f.st}} \times 100\% \leq +20\%$$

$$\text{We get: } -10\% \leq 12.7\% \leq +20\%$$

Calculation the electrical power of the lighting system:

$$P = 12 \times 40 = 480 \text{ W.}$$

If the required flow of the lamp goes beyond the range (-10 to +20%), then the number of luminaires or the height of the suspension of the luminaires is corrected.

1.4 Electromagnetic radiation

Since most of the works is done using a PC, as a harmful factor, should be considered electromagnetic radiation. At on work, the computer forms around itself an electromagnetic field on when the system board and the monitor are heated, emit harmful substances into the air. All this makes the air very dry, slightly ionized, with a specific smell and heavy for breathing.

Naturally, such air cannot be useful for the body and can lead to allergic diseases, respiratory diseases and other disorders.

Electromagnetic radiation, affecting the human body in doses exceeding the permissible, can cause many serious diseases, such as rhythm disturbance and slowing of the heart rate. The levels of permissible exposure are regulated in Sanitary Regulations and Norms 2.2.2./2.4.1340–03.

In as protective measures against electromagnetic radiation are used:

- restriction on the time of finding personnel in the workplace;
- regular breaks between working hour and walking in the fresh air;
- use of radio absorbing volumes;
- rational arrangement of equipment.

In table 35, the means of protection from electromagnetic fields are presented.

Table 35 – Means of protection from radiation the optical range and electromagnetic fields

№	Means of preventing adverse effects PEC (personal electronic computer)	Prophylactic action
1	Screened protection filters for video monitors	Reducing the level of electric field voltages, increasing the contrast of the image.
2	Spectacle protection glasses with spectral filters, allowed by the Ministry of Health of Russia for work with PC.	Prevention of computer to visual syndrome, decreased visual fatigue, increase of efficiency working.

The level of electromagnetic fields is measured by instruments. In office of industrial and work safety there were no violations of any parameters specified in Sanitary Regulations and Norms 2.2.2./2.4.1340–03.

1.5 Mental overstrain and routine working

This is a condition in which a person's balance is lost logically to think and make decisions, which subsequently leads to the appearance of diseases. Feeling tired and frustrated, irritability, headaches, increased blood pressure. According to the guidelines for assessing the working environment factors R 2.2.2006-05, regular rest is required. Duration of work for a personal computer should not be more than 1 hour. During the working day, it is necessary to arrange breaks for 5-10 minutes through every hour of work.

As a reduction in fatigue of the visual apparatus and emotional stress, it is recommended to perform a set of exercises.

1.6 Routine working

The essence of routine working is the continued unpleasant impact of the monotony of work on the human body, its nervous system.

This is work that is characterized by repetition of the same labor activities.

As a protection, there are a number of measures that reduce the impact of monotonous work on the body and the personality of the worker:

- rational organization of the regime of work and leisure;
- enrichment of the content of monotonous operations by adding to their structure new elements,
- a change in the pace of the labor process in accordance with the dynamics of human performance, according to the assessment of working environment factors, R 2.2.2006-05.

1.7 Microclimate

Sanitary requirements for the air of the work area, GOST 12.1.005–88 OHS, establish hygienic requirements for the microclimate indicators of the workplaces of the premises, taking into account the severity category of the work

performed, work execution time, period to year, contain to requirements for measurement methods and control of microclimatic conditions.

The components of the microclimate can be considered favorable if they, long acting on the human body, ensure the normal operation of all its systems and maintain the optimal state of the body.

Indicators characterizing the microclimate are:

1. air temperature;
2. relative air humidity;
3. speed of air motion;
4. surface temperature.

If the measured parameters meet the requirements of Sanitary Regulations and Norms 2.2.4.3359-16, the working conditions for microclimate indicators are characterized as optimal (class 1) or allowable (grade 2).

In case of non-compliance, working conditions are considered harmful and establish the degree of harmfulness that characterizes the level of overheating or cooling of the human body.

In table 3, the optimal values of microclimate indicators at workplaces are given.

According to Sanitary Regulations and Norms 2.2.4.3359-16, Optimal values of microclimate parameters at workplaces in the warm period of the year, under the category of energy expenditure I b (140-174 W): for the $T_{\text{air}} = 22-24$ °C, the relative air humidity is 40-60%. The speed of air movement is 0.1 m / s.

Optimum values of microclimate parameters at workplaces in the cold period of the year, under the category of energy expenditure I b (140-174 W): for the $T_{\text{air}} = 21-23$ °C, the relative air humidity is 40-60%. The speed of air movement is 0.1 m / s.

The working day of the employees of the department of industrial safety and work safety is 8 hours in day with the category of energy expenditure I b (140-174 W).

The speed of air movement in the office – in summer and in winter is equal to 0.1 m / s.

Table 36 – Optimal values of microclimate indicators in the workplaces

Period of the year	The category of work at the level of energy expenses, W	Air temperature, °C	Surface temperature, °C	Air relative humidity, %	Speed of air motion m/s
Cold period	Ia (до 139)	22-24	21-25	60-40	0,1
	Ib (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
	IIa (175-232)	19-21	18-22	60-40	0,2
	IIb (233-290)	17-19	16-20	60-40	0,2
	III (более 290)	16-18	15-19	60-40	0,3
Warm period	Ia (до 139)	23-25	22-26	60-40	0,1
	Ib (140-174)	22-24	21-25	60-40	0,1
	IIa (175-232)	20-22	19-23	60-40	0,2
	IIb (233-290)	19-21	18-22	60-40	0,2
	III (более 290)	18-20	17-21	60-40	0,3

The premise air temperature: in summer – 22-24 °C, in winter the air temperature of the working area is 20-23 °C.

Relative air humidity is 45-57%, which corresponds to the optimal and acceptable microclimate in the workplace according to Sanitary Regulations and Norms 2.2.4.3359-16.

1.8 Electrical safety

As for dangerous impacts in the process of working with a personal computer, such are an effect of electrical nature.

In this regard, it is necessary to ensure electrical safety.

Electrical safety – is a system of organizational and technical measures and means, providing protection of people from harmful and dangerous impact of electric current, electric field and static electricity.

Three personal computers are located in the office of industrial safety and labor protection.

To avoid the risk of electric shock, it is necessary observe the following electrical safety regulations:

1. before starting work, it is necessary to make sure the integrity of the electric plugs and the power supply wires, in absences of visible damage to the equipment;
2. at there are signs of a short circuit, you must immediately disconnect the device from the network;
3. It is forbidden to touch the display, wipe the dust from the computer when it is on, work the behind computer with wet hands.

Personal computers in the department of industrial safety have reliable isolation of current-carrying parts of equipment, there are no connections that can cause sparks.

In accordance with GIST R 12.1.019-2009 OSSS, to ensure protection against accidental contact with live parts, it is necessary to use the following methods and means:

- safe location of current-carrying parts;
- insulation of current-carrying parts;
- isolation of the workplace;
- warning signaling, interlocks.

To provide a protection against electric shock, at touched by metal current-carrying parts, can be under voltage as a result of insulation damage, apply to the following methods:

1. Protective earthing – deliberate electrical connection to the ground of metal non-conductive parts of electrical installations that may be under voltage;
2. nullification – elimination the of electric shock, when the electrical installations are closed on the housing;
3. safety shutdown – high-speed of protection that provides automatic shutdown of the electrical installation when there is a danger of electric shock in it..

Before starting work, it is necessary to check the availability and serviceability of grounding, then to switch on the cutout and after, electric power supply of computers on which work is planned.

2. Environmental safety

Environmental safety – this is permissible level of negative impact, of natural and anthropogenic factors of environmental hazard on the environment and human.

The object of research is the main oil pipeline. The negative impact of the object on the environment can occur in two cases:

1. At constructing a new main oil pipeline.
2. In the event of accident occurs on the main oil pipeline.

When building a new trunk oil pipeline, the forest is cut down, rare plant species are destroyed, and the landscape of the territories is changed.

In the event of an accident on the pipeline, the atmosphere, the hydrosphere and the lithosphere are polluted, and the landscape territory changes in the zone of the accident.

Measures to ensure environmental safety:

1. Comply with technical requirements for the protection zone and the zone of minimum permissible distances the main oil pipeline to populated areas and industrial enterprises. With a pipeline diameter of 1200-1400 mm, a security zone of 200 m, according to vault of rules 36.13330.2012.
2. when underground laying of pipelines, it is necessary to provide for reclamation of the fertile soil layer;
3. in case of pollution of reservoirs by oil, use modern methods of water purification by means of a mechanical method (filtration) and biological (use of microorganisms);
4. Partition the oil pipeline routes with linear cranes, in order to reduce the amount of matter emitted during accident;
5. Equip of the technological scheme oil transportation means of control, regulation, emergency protection.

Work in the office industrial safety and labor protection, based on work at the computer. Impacts on the environment will be in the negative impact on the

atmosphere, the entry of harmful substances into the air, when the computer board and the computer are heated as well as in the accumulation of dust in the workplace, resulting in the accumulation of aerosols in the room.

Negative impact on the lithosphere is characterized by the utilization of solid domestic waste (paper, used computer parts, such as battery, fluorescent lamps).

Solutions at ensuring environmental safety:

1. For the lithosphere – export and utilization of fluorescent lamps and computer parts at special toxic waste polygon GIST 17.4.3.04-85.

2. For the atmosphere – conducting daily wet cleaning in the workplace and ventilation of the premise. Replacing obsolete computer parts with modern devices that, corresponds to advanced technologies.

3. Safety in emergency situations

Emergency situation is the situation in a certain area, which has developed as a result of an accident, a dangerous natural phenomenon, a natural disaster that may entail or entailed human casualties, damage to human health or the environment, according to GIST R 22.0.07-95.

The main oil pipeline is characterized by high productivity and considerable length and can be subject to technogenic, anthropogenic and natural influences.

The main purpose of the risk calculation methodology is to ensure the continuity of the production process and stable operations, by preventing threats and limiting the impact of external and internal negative factors.

Direct lightning strikes can be one of the causes of the explosion and fire on pipelines. The oil pipelines must be a continuous chain throughout the entire length of the explosion, which must be earthed within the explosive area.

Grounding should provide electrical feeder, arising from secondary lightning effects, as well as charges of static electricity arising in the production process.

Along the trestle route, every 300 m, the oil pipelines are connected with a grounding conductor.

As an anthropogenic impact, it could be an unauthorized access to a linear oil pipeline.

It is necessary to maintain a constant control of the technical condition of the pipeline (detours and overflights of the route). Carry out an aerovisual survey of the main oil pipeline (a set of geological and other observations that are made from a helicopter or aircraft).

Decompression of the oil pipeline, due to corrosion damage to the pipeline, can lead to fires.

Protective measures:

1. to modernize outmoded and worn out equipment;
2. timely carry out preventive work;
3. to conduct flaw detection of pipes (search for defects, using a flaw detector);
4. to forecast emergency situations (calculation of risks).

The possible emergency in the department of industrial safety and work protection is fire.

Fire – uncontrolled burning process, causing material damage, harm to life and health of people, GIST 12.1.004-91 OSSS.

At working in the department of industrial safety and work safety, the cause of the fire can serve as:

1. Malfunction of equipment and electric wires;
2. Overloading of the network leading to the heating of parts and the ignition of insulation;
3. Short circuit;
4. Non-observance of norms and rules of fire safety.

3.1 Fire safety

Fire safety provides for the safety of people and the preservation of material values the enterprise at all stages of its life cycle.

Among the organizational and technical measures taken to eliminate possible fires, the following measures stand out:

1. Appointment of a person responsible for fire safety of the enterprise.
2. Used is only serviceable equipment.
3. Disconnection of electrical equipment, lighting and power supply upon completion of work.
4. Smoking in a strictly designated is place.
5. Rational arrangement of equipment.
6. Timely preventive inspection, repair and testing of equipment.

In accordance with GIST 12.1.004-91 for fire extinguishing involves the use of fire extinguishing equipment and means:

- extinguishers fire is manual and mobile, fire-prevention cloth.
- Automatic fire extinguishing systems.

According to fire safety norms 166-97, the necessary fire extinguishers are selected, based on the category of the protected room, fire load, physical and chemical and fire hazard properties of materials.

Fire extinguishers that can be used (powdered, carbon dioxide) – according to the fire safety norms 166-97.

Measures to improve the stability of the object to the fires:

1. Increasing the stability of structures can be achieved through their rational placement on the site, the optimal design and increased strength.
2. Installation of an automatic alarm system in the premises of the enterprise for the timely notification of workers.
3. Increase in the stability of the object, by strengthening its weakest elements;
4. Deepening of power lines and installation of automatic disconnecting devices, to prevent ignition of materials in the event of a short circuit.
5. To prevent fires from short circuits, overloads, the right choice is needed installation and compliance with the required mode of operation of electrical networks, displays and other electrical automation equipment.

Development of actions in the event of a fire

In case of fire on the object area, The actions of employees should be directed to immediate communication about him to the fire department and immediate evacuation from the people building. To the alert people about a fire, sound signals must be used.

4. Legal and organization question ensuring of security

4.1 Special legal norms of labor legislation

According to article 217 of the labor code of the Russian Federation, the position of a labor protection specialist with appropriate training or experience in this field to introduced, in order to ensure compliance with labor protection requirements, monitor their implementation in each organization carrying out production activities, with a staff of more than 50 employees.

In accordance with labor legislation, the organization of labor safety in the units is entrusted to their managers. Leaders conduct instruction on work safety in the workplace. General responsibilities for the organization of work on labor protection is borne by the head of the enterprise, and in his absence – the chief engineer

Guided by labor legislation, the regime of work and rest, should ensure the optimal conditions for workers. Normal working to duration time of employees can is not a exceed 40 hours per week.

The main mode of work is a five-day working week with two days off.

The duration of daily work is determined by the rules of the internal work schedule or schedules of shifts, drawn up in accordance with the established working week and is approved by the administration in agreement with the trade union committee.

4.2 Organizational arrangements for the layout of the work area

The room should be provided with natural and artificial lighting.

It is necessary to equip window openings with curtains, external visors, blinds.

If there is a liquid crystal or plasma screen PC in the workplace, the working area should be at least 4.5 m², in accordance with Sanitary Regulations and Norms 2.2.2./2.4.1340-03.

Interior trim materials has to be pastel colors, having a matte texture. The floor is covered with smooth, non-slip materials that have antistatic characteristics.

Having analyzed the harmful and dangerous production factors in the workplace, it can be confidently asserted that in current room all the requirements of regulatory documents are observed, which is a confirmation of the safety of current work place. There are no obvious and visible violations in the workplace, threats to life and health of people are not observed.