

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

---

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

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>Современные методы анализа территориальных рисков на объектах нефтегазовой отрасли</b>

УДК 614.8.027.1-047.36.622.323.012

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1ЕМ61	Кокушева Айару Михайловна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сечин А.И.	д.т.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Данков А. Г.	К.и.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Амелькович Ю.А.	К.т.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

Томск – 2018 г.

## Результаты освоения образовательной программы по направлению 20.04.01 Техносферная безопасность

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Профессиональные компетенции</i>		
Р1	<i>Использовать на основе глубоких и принципиальных знаний необходимое оборудование, инструменты, технологии, методы и средства обеспечения безопасности человека и окружающей среды от техногенных и антропогенных воздействий в условиях жестких экономических, экологических, социальных и других ограничений</i>	Требования ФГОС (ПК-3–7; ОПК-1–3, 5; ОК-4–6) <sup>1</sup> , Критерий 5 АИОР <sup>2</sup> (пп.5.2.1, 5.2.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р2	Проводить <i>инновационные</i> инженерные исследования опасных природных и техногенных процессов и систем защиты от них, включая <i>критический анализ данных из мировых информационных ресурсов, формулировку выводов в условиях неоднозначности</i> с применением <i>глубоких и принципиальных знаний и оригинальных методов</i> в области современных информационных технологий, современной измерительной техники и методов измерения.	Требования ФГОС (ПК-8–13; ОПК-1–3, 5; ОК-4, 9, 10, 11, 12), критерии АИОР Критерий 5 АИОР (пп. 5.2.2, 5.2.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р3	Организовывать и руководить деятельностью подразделений по защите среды обитания и безопасному размещению и применению технических средств в регионах, осуществлять взаимодействие с государственными службами в области экологической, производственной, пожарной безопасности, защиты в чрезвычайных ситуациях, находить и принимать управленческие решения с соблюдением профессиональной этики и норм ведения <i>инновационной инженерной деятельности</i> с учетом юридических аспектов в области техносферной безопасности	Требования ФГОС (ПК-4, 6, 14–18; ОПК-1–5; ОК-1, 7, 8), Критерий 5 АИОР (пп.5.2.5, 5.3.1–2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р4	Организовывать мониторинг в техносфере, составлять краткосрочные и долгосрочные прогнозы развития ситуации на основе его результатов с использованием <i>глубоких фундаментальных и специальных знаний, аналитических методов и сложных моделей в условиях неопределенности</i> , анализировать и оценивать потенциальную опасность объектов экономики для человека и среды обитания и разрабатывать рекомендации по повышению уровня безопасности	Требования ФГОС (ПК-2, 19, 21, 22; ОПК-1–5; ОК-2), Критерий 5 АИОР (п.5.2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р5	Проводить экспертизу безопасности и экологичности технических проектов, производств, промышленных предприятий и территориально-производственных комплексов, аудит систем безопасности, осуществлять мероприятия по надзору и контролю на объекте	Требования ФГОС (ПК-20, 23–25; ОПК-1–3, 5), Критерий 5 АИОР (пп.5.2.5–6),

<sup>1</sup> Указаны коды компетенций по ФГОС ВО (направление 20.04.01 – Техносферная безопасность).

<sup>2</sup> Критерии АИОР (Ассоциации инженерного образования России) согласованы с требованиями международных стандартов *EUR-ACE* и *FEANI*

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 20.04.01 Техносферная безопасность  
 \_\_\_\_\_ В.А. Перминов  
 05.02.2018 г.

**ЗАДАНИЕ  
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

магистерской диссертации
--------------------------

Студенту:

Группы	ФИО
1ЕМ61	Кокушевой Айару Михайловне

Тема работы:

Современные методы анализа территориальных рисков на объектах нефтегазовой отрасли	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	02.02.18 г. № 616/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	04.06.2018 г.
--	---------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p align="center"><i>Объектом исследования является промышленная площадка нефтяного месторождения «Крапивинское». Режим работы непрерывный, так как работа осуществляется круглосуточно. В качестве сырья на промышленной площадке используется нефть и природный газ. Предметом исследования является сценарий нефтепролива на грунт, содержащий листовенно-хвойный опад.</i></p>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p align="center"><i>Провести аналитический обзор по литературным источникам с целью набора материала по опасным производственным объектам в нефтегазовой отрасли; обсуждение результатов выполненной работы. Изучить технологические режимы функционирования участков добычи нефти и газа, и их транспортировки. Провести анализ методологии оценки территориального риска на промышленных участках. Изучить исследования, направленные на разработку методики определения времени индукции самовозгорания веществ и материалов на основании</i></p>

	<i>предварительных экспериментальных исследований и произвести экспериментальное определение недостающих физико-химических данных нефти. Разработать методологию анализа территориальных рисков на участках газонефтедобычи.</i>
--	--

<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	<i>Таблицы, рисунки, графики</i>
---	----------------------------------

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

<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
<b>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</b>	Доцент ОСГН ШБИП ТПУ Данков Артем Георгиевич, к.и.н.
<b>«Социальная ответственность»</b>	Доцент ОКД ИШНКБ ТПУ Амелькович Юлия Александровна, к.т.н.
<b>Раздел магистерской диссертации, выполненный на иностранном языке</b>	Старший преподаватель ОИЯ ИШПР ТПУ Щеголихина Юлия Викторовна, к.ф.н.

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

1. Теоретическая часть

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	05.02.2018 г.
---	---------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сечин А.И.	д.т.н.		05.02.2018 г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1ЕМ61	Кокушева А.М.		05.02.2018 г.

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

---

Инженерная школа неразрушающего контроля и безопасности  
Направление подготовки 20.04.01 Техносферная безопасность  
Уровень образования магистратура  
Отделение контроля и диагностики  
Период выполнения весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы:

магистерская диссертация

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
**выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	04.06.18
--	----------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
12.03.2018 г.	Сбор сведений и проведение анализа для разработки раздела «Теоретическая часть»	20
26.03.2018 г.	Разработка раздела «Теоретическая часть»	10
09.04.2018 г.	Сбор сведений и разработка раздела «Практическая часть»	25
23.04.2018 г.	Разработка раздела магистерской диссертации на иностранном языке	15
07.05.2018 г.	Разработка разделов «Социальная ответственность» и «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	10
21.05.2018 г.	Оформление и представление ВКР	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сечин А.И.	д.т.н.		05.02.2018

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП 20.04.01 Техносферная безопасность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Перминов В.А.	д.ф.-м.н.		05.02.2018

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

Студенту:

Группа	ФИО
1ЕМ61	Кокушева Айару Михайловна

Школа	ИШНКБ	Отделение	ОКД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Техносферная безопасность

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статистических бюллетенях и изданиях, а также в нормативно-правовых документах.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	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 работы, расчет бюджета

Перечень графического материала:

1. Сегментирование рынка
2. Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений
3. Матрица SWOT
4. Временные показатели проведения научного исследования
5. Календарный план-график проведения исследования
6. Бюджет научного исследования

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Данков А. Г.	К.и.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1ЕМ61	Кокушева Айару Михайловна		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
1ЕМ61	Кокушева Айару Михайловна

Школа	ИШНКБ	Отделение	ОКД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Техносферная безопасность

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

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Объектом исследования является рабочая зона инженера отдела промышленной и пожарной безопасности ООО «Газпром трансгаз Томск».</i>
--	---

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

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты;</li> <li>– (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).</li> </ul> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электроопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).</li> </ul>	<p><i>Воздействие на инженера отдела промышленной и пожарной безопасности физических факторов, таких как, повышенные уровни электромагнитного излучения, повышенные или пониженные температуры воздуха рабочей зоны, блескость и ослепленность; неравномерность распределения яркости в поле зрения; повышенная яркость светового изображения, повышенное значение напряжения в электрической цепи, может привести к ухудшению здоровья человека.</i></p> <p><i>Средствами защиты для инженера является прохождение инструктажа в отделе охраны труда и соблюдение правил безопасности на рабочем месте.</i></p> <p><i>Пожаровзрывоопасность. Административное здание ООО «Газпром трансгаз Томск» воздвигнуто из устойчивого к воздействию пожара материала, а именно кирпича, и относится к зданиям второй степени огнестойкости. По оценке пожарной опасности производства, кабинет относится к категории В, так как в нем отсутствуют легко воспламеняемые материалы и имеются только твердые горючие вещества. Возможными причинами пожара являются наличие в кабинете горючей пыли (некоторые осевшие пыли способны к самовозгоранию); различные короткие замыкания; опасная перегрузка сетей, ведущая к сильному нагреву токоведущих частей и возгоранию изоляции; нередко пожары происходят при пуске оборудования после ремонта.</i></p> <p><i>Профилактические мероприятия: инструктаж и соблюдение правил безопасности на рабочем месте. Также здание оборудовано всеми средствами оповещения при возникновении пожара. Первичными средствами пожаротушения являются огнетушители, пожарные гидранты, находящиеся в здании.</i></p>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> </ul>	<p><i>Устаревшие ПК являются источниками таких отходов как платы и микросхемы с содержанием цветных металлов, и требуют дальнейшей переработки. При переработке устаревших ПК происходит их разборка на: металлы, пластмассы, штекеры, провода, батареи, стекло. Отработанные детали используются в форме вторичного сырья при изготовлении новых компьютеров или каких-либо других устройств. Так же компоненты ПК содержат драгоценные металлы, которые извлекаются при вторичной переработке.</i></p>



<ul style="list-style-type: none"> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране о.с.</li> </ul>	<p><i>Люминесцентные лампы утилизируются на специальных полигонах токсичных отходов.</i></p>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> </ul>	<p><i>Наиболее типичной чрезвычайной ситуацией будет возгорание электрического оборудования, в следствии короткого замыкания из-за ошибки оператора и нарушения целостности электрических проводов.</i></p> <p><i>Превентивными мероприятиями является наличие плана эвакуации кабинета отдела промышленной и пожарной безопасности.</i></p> <p><i>Также есть возможность террористического акта.</i></p>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p><i>О пожарной безопасности: Федеральный закон от 21.12.1994 г. № 69-ФЗ.</i></p> <p><i>Технический регламент о требованиях пожарной безопасности: Фед-ый закон от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ.</i></p> <p><i>СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы, дата введ. 2003-30-06.</i></p> <p><i>ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны, дата введ. 1989-01-01.</i></p> <p><i>СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение, дата введ. 1996-01-01.</i></p> <p><i>ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности, дата введ. 2015-11-01.</i></p> <p><i>ГОСТ 12.1.033-81. ССБТ. Пожарная безопасность. Термины и определения, дата введ. 1982-07-01.</i></p> <p><i>ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования, дата введ. 1992-07-01.</i></p> <p><i>СанПин 2.2.1/2.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий», дата введ. 2003-06-15.</i></p> <p><i>СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки», дата введ. 1996-10-31.</i></p> <p><i>ГОСТ 12.1.038-82 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов», дата введ. 1983-07-01.</i></p> <p><i>Федеральный закон от 30.12.2001 № 197-ФЗ «Трудовой кодекс Российской Федерации» (ред. от 05.02.2018г.).</i></p>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОКД ИШНКБ	Амелькович Ю.А.	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1ЕМ61	Кокушева Айару Михайловна		

## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 131 страницы, 20 рисунков, 30 таблиц, 68 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: анализ, риск, территориальный риск, нефтегазовая отрасль, магистральный нефтепровод, нефтепролив, нефть, время индукции, самовозгорание нефти.

Объектом исследования является промышленная площадка нефтяного месторождения «Крапивинское». В качестве предмета исследования рассматривался сценарий нефтепролива на грунт содержащий листовенно-хвойный опад.

Цель работы – разработка методологии анализа территориального риска на объектах нефтегазовой отрасли.

В ходе исследования работы были выполнены следующие задачи. Изучены технологические режимы функционирования участков добычи нефти и газа, и их транспортировки. Проведен анализ методологии оценки территориального риска на промышленных участках. Изучены исследования, направленные на разработку методики определения времени индукции самовозгорания веществ и материалов на основании предварительных экспериментальных исследований. Получена прогнозно-экстраполяционная зависимость  $T = 931,61 \cdot \tau^{-0,232}$ , позволяющая определить время индукции до появления горения при определенной температуре. Предложена матрица «Критерий оценки – Частота возникновения зажигания в год».

В результате проведенного исследования, предложена пошаговая структурно-методологическая схема проведения анализа территориальных рисков на объектах нефтегазовой отрасли, отражающая методологию проведения оценки территориального риска с учетом расчета времени индукции зажигания проливов нефтей и нефтепродуктов. Полученный алгоритм позволяет проводить анализ территориального риска для любого опасного производственного объекта в нефтегазовой отрасли.

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

ОПО – Опасный производственный объект;

РД – Руководящий документ;

ЧС – Чрезвычайная ситуация;

МГ – Магистральный газопровод;

КС – Компрессорная станция;

ГРС – Газораспределительная станция;

ГРП – Газораспределительный пункт;

ГКС – Газокомпрессорная станция;

ПХГ – Подземное хранилище газа;

ЛПУМГ – Линейно-производственное управление магистральных газопроводов;

ЛЭС – Линейно-эксплуатационная служба;

ГСМ– Горюче-смазочные материалы;

УКПГ – Установка комплексной подготовки газа;

РЭП – Ремонтно-эксплуатационный пункт;

ЛЭП – Линии электропередач;

ИТР – Инженерно-технический работник;

ПТО – Производственно-технический отдел;

ПО – Производственный отдел;

ЭХЗ – Электрохимзащита;

1. Федеральный закон от 21 июля 1997 г. N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изм. 07.08.00г., 10.01.03г., 22.08.04г., 09.05.05г., 18.12.06г., 30.12.08г., 30.12.08г., 27.12.09г.);

2. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ Технический регламент о требованиях пожарной безопасности (вступил в силу с 01.05.2009 г.);

3. ГОСТ 12.1.044-89 «Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения»;

4. РД 03-418-01 «Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов»;
5. ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля»;
6. Постановление Правительства РФ от 25.04.2012 N 390 «О противопожарном режиме»;
7. ГОСТ 12.1.003-2014 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности»;
8. ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны»;
9. ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля»;
10. О пожарной безопасности: Федеральный закон от 21.12.1994 г. № 69-ФЗ;
11. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы, дата введ. 2003-30-06;
12. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны, дата введ. 1989-01-01;
13. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение, дата введ. 1996-01-01;
14. ГОСТ 12.1.033-81. ССБТ. Пожарная безопасность. Термины и определения, дата введ. 1982-07-01;
15. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования, дата введ. 1992-07-01;
16. СанПин 2.2.1/2.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий», дата введ. 2003-06-15;

17. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки», дата введ. 1996-10-31;

18. ГОСТ 12.1.038-82 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов», дата введ. 1983-07-01;

19. Федеральный закон от 30.12.2001 № 197-ФЗ «Трудовой кодекс Российской Федерации» (ред. от 05.02.2018г.);

## Оглавление

Введение.....	16
1. Опасные производственные объекты.....	18
1.1. Опасные производственные объекты магистрального трубопроводного транспорта .....	19
2. Магистральный нефтегазопровод .....	20
2.1. Назначение и классификация магистральных нефтегазопроводов.....	20
2.2. Состав сооружений магистрального газопровода.....	22
2.3. Требования к трубам и материалам .....	24
2.4. Правила эксплуатации линейной части.....	26
2.5. Техника безопасности при эксплуатации газопровода.....	33
2.6. Охранные зоны магистрального газопровода.....	42
3. Аварийные ситуации на магистральных газопроводах .....	45
3.1. Причины возникновения аварий на магистральных газопроводах.....	45
3.2. Причины роста числа аварий на объектах нефтегазового профиля.....	46
4. Анализ методологии оценки территориального риска .....	48
4.1. Основы методологии оценки риска .....	48
4.2. Классификация рисков .....	49
4.3. Оценка территориального риска .....	50
5. Научно- исследовательская часть магистерской диссертации.....	53
5.1 Описание объекта исследования.....	53
5.1.1. Климатогеографическая характеристика объекта	55
5.2 Выявление недостающих физико-химических данных.....	58
5.2.1. Перечень показателей пожаровзрывоопасности представленных к анализу.....	58
5.2.2. Описание образца и схемы прибора для исследования .....	59
5.2.3. Результаты проведенных исследований.....	65
5.3. Построение матрицы «Критерий оценки – Частота возникновения зажигания в год» .....	68

5.4. Разработка методологии анализа территориальных рисков .....	70
6. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	74
6.2. Предпроектный анализ .....	74
6.2.1. Потенциальные потребители результатов исследования .....	74
6.2.2. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	75
6.3. SWOT-анализ .....	77
6.4. Планирование управления научно-техническим проектом .....	80
6.4.1. План проекта .....	80
6.4.2. Бюджет научно-технического исследования (НТИ) .....	85
7. Социальная ответственность .....	90
7.1. Производственная безопасность объекта .....	91
7.1.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов .....	91
7.1.2. Электромагнитное излучение .....	93
7.1.3. Микроклимат .....	94
7.1.4. Расчет освещения .....	95
7.1.5. Производственный шум .....	98
7.2. Экологическая безопасность .....	99
7.3. Безопасность в ЧС .....	100
7.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	103
Заключение .....	107
Список публикаций .....	108
Список литературы .....	110
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 .....	118

## **Введение**

Практически любое производство включает в себя использование тех или иных веществ, представляющих потенциальную опасность для развития ЧС. Основное обращение таких веществ происходит на так называемых площадках ОПО. Например, одной из промышленных площадок, представляющих потенциальную угрозу, может быть участки газонефтедобычи.

Ввиду востребованности, нефтегазовая отрасль стремительно набирает обороты. Однако с увеличением использования такого продукта как нефть прямо пропорционально растет и риск появления ЧС. Даже самое мелкое повреждение или нарушение технологического режима функционирования объекта чревато большой аварией. Так, например, при прорыве нефтепровода может возникнуть такое явление, как самовозгорание, т.е. самопроизвольное возникновение горения нефти или её продуктов в отсутствии источника зажигания, которое влечет за собой чрезвычайную ситуацию.

Именно поэтому обеспечение безопасной и надежной эксплуатации таких инженерных сооружений считается главной задачей предприятий, которые используют нефтегазодобывающие и транспортные системы. От этой задачи зависит не только безопасное функционирование самих участков и безопасность производственного персонала, но и безопасность жителей близлежащих населенных пунктов.

**Целью работы** является разработка методологии анализа территориального риска на объектах нефтегазовой отрасли.

Для выполнения поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- Изучить технологические режимы функционирования участков добычи нефти и газа, и их транспортировки.
- Провести анализ методологии оценки территориального риска на промышленных участках.



- Провести исследования, направленные на разработку методики определения времени индукции самовозгорания веществ и материалов на основании предварительных экспериментальных исследований.
- Произвести экспериментальное определение недостающих физико-химических данных нефти.
- Разработать методологию анализа территориальных рисков на участках газонефтедобычи.

## 1. Опасные производственные объекты

Опасными производственными объектами являются предприятия, производственные цеха, площадки, участки, а также иные производственные объекты, при эксплуатации которых могут возникнуть аварии способные причинить серьезный ущерб предприятиям и здоровью рабочего персонала, а также находящемуся в зоне аварии имуществу коммерческих организаций, жителям близлежащих территорий [1].

Все опасные производственные объекты подразделяются в соответствии с критериями на четыре вида класса опасности, в зависимости от уровня потенциальной опасности, это:

- I класс опасности – опасные производственные объекты чрезвычайно высокой опасности;
- II класс опасности – опасные производственные объекты высокой опасности;
- III класс опасности – опасные производственные объекты средней опасности;
- IV класс опасности – опасные производственные объекты низкой опасности [1].

Для отнесения такого объекта к той или иной категории ОПО проводят идентификацию объекта, результаты которой используют для регистрации объекта в Государственном реестре, где уже анализируется и хранится информация о зарегистрированном объекте. Надо отметить, что при идентификации, рассматривается не отдельная емкость, оборудование или механизм, а определенная площадка, где эксплуатируются такого рода вещества или технические устройства [1].

Данная процедура обязательна, т.к. руководитель организации, которая осуществляет деятельность эксплуатации незарегистрированного опасного производственного объекта, несет уголовную ответственность.

На каждом производстве может быть несколько таких опасных объектов, которые также подлежат обязательной регистрации в установленном порядке.

## 1.1. Опасные производственные объекты магистрального трубопроводного транспорта

Классы опасности опасным производственным объектам устанавливаются в соответствии с Федеральным законом от 21.07.97 N 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов".

Таблица 1. Опасные производственные объекты магистрального трубопроводного транспорта

Типовое наименование объекта	Класс опасности	Особенности идентификации
Участок магистрального (газопровода, нефтепровода, нефтепродуктопровода, аммиакопровода)	I, II	Идентифицируется по признакам хранения, транспортирования опасных веществ, использования оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 мегапаскаля: пара, газа (в
Перевалочная база (терминал, наливная станция, пункт налива в другие виды транспорта)	I, II	газообразном, сжиженном состоянии), воды при температуре нагрева более 115 градусов Цельсия, иных жидкостей при температуре,
Подземное хранилище газа	I	превышающей температуру их кипения при избыточном давлении 0,07 мегапаскаля, использование стационарно установленных грузоподъемных механизмов
Газораспределительные станции	II	Идентифицируется по признаку транспортирования опасных веществ и оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07
Автомобильная газонаполнительная компрессорная станция	III, IV	мегапаскаля: пара, газа (в газообразном, сжиженном состоянии), воды при температуре нагрева более 115 градусов Цельсия, иных жидкостей при температуре,
Участок морского трубопровода	I	превышающей температуру их кипения при избыточном давлении 0,07 мегапаскаля

[23]

## **2. Магистральный нефтегазопровод**

### **2.1. Назначение и классификация магистральных нефтегазопроводов**

Магистральным нефтегазопроводом называется трубопровод, предназначенный для транспорта газа и нефти из района добычи или производства в район его потребления, или трубопровод, соединяющий отдельные нефтегазовые месторождения [2].

Ответвлением от магистрального газопровода называется трубопровод, присоединенный непосредственно к магистральному газопроводу и предназначенный для отвода части транспортируемого газа к отдельным населенным пунктам и промышленным предприятиям.

В соответствии со СНиП 2.05.06-85\* в зависимости от рабочего давления в трубопроводе магистральные газопроводы подразделяются на два класса: класс I – рабочее давление от 2,5 до 10 МПа включительно; класс II – рабочее давление от 1,2 до 2,5 МПа включительно. Газопроводы, эксплуатируемые при давлениях ниже 1,2 МПа, не относятся к магистральным. Это внутрипромысловые, внутризаводские, подводящие газопроводы, газовые сети в городах и населенных пунктах и другие трубопроводы [2].

По характеру линейной части различают газопроводы:

-магистральные, которые могут быть однопунктовыми простыми (с одинаковым диаметром от головных сооружений до конечной газораспределительной станции) и телескопическими (с различным диаметром труб по трассе), а также многопунктовыми, когда параллельно основной нитке проложены вторая, третья и последующие нитки;

-кольцевые, сооружаемые вокруг крупных городов для увеличения надежности снабжения газом и равномерной подачи газа, а также для объединения магистральных газопроводов в Единую газотранспортную систему страны.

Магистральные газопроводы и их участки подразделяются на категории, требования к которым в зависимости от условий работы, объема

неразрушающего контроля сварных соединений и величин испытательного давления, приведены в таблице 2.

Таблица 2. Категории магистральных трубопроводов и их участков (СН и П 2.05.06-85\*, стр.3, табл.1)

Категория трубопровода и его участка	Коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность, m	Кол-во монтажных сварных соединений, подлежащих контролю физическими методами, % общего кол-ва	Величина давления при испытании и продолжительность испытания трубопровода
В	0,60	Принимается	по СНиП III-42-80*
I	0,75		
II	0,75		
III	0,9		
IV	0,9		

На наиболее сложных (болота, водные преграды и т.д.) и ответственных участках трассы категория магистральных газопроводов повышается. Например, для участков подключения компрессорных станций, узлов пуска и приема очистных устройств, переходов через водные преграды шириной по зеркалу воды в межень 25 м и более СНиП устанавливает категорию I.

К категории В относятся газопроводы, сооружаемые внутри зданий и на территориях компрессорных станций и газораспределительных станций. При проектировании допускается категорию отдельных участков газопроводов повышать на одну категорию, против установленной СНиПом, при соответствующем обосновании.

К категориям магистральных газопроводов и их участкам в зависимости от коэффициента условий работы при расчете на прочность предъявляются определенные требования в части контроля сварных соединений физическими методами и предварительного испытания  $P_{исп}$ .

## 2.2. Состав сооружений магистрального газопровода

В соответствии со СНиП к магистральным газопроводам относят трубопроводы и ответвления (отводы) от них диаметром до 1420 мм с избыточным давлением транспортируемого продукта не более 10 МПа, предназначенные для транспортировки [2]:

природного или попутного нефтяного углеводородного газа из районов добычи (от головных компрессорных станций (КС) до газораспределительных станций (ГРС)) городов и населенных пунктов;

сжиженных углеводородных газов с упругостью насыщенных паров не более 1,6 МПа при температуре 45 °С с мест производства (заводов) до мест потребления (перевалочные базы, пункты налива, промышленные и сельскохозяйственные предприятия, порты, ГРС, пусковые базы);

товарной продукции в пределах головных и промежуточных КС, станций подземного хранения газа, ГРС, замерных пунктов.

Аналогично определяют магистральные водо-, конденсато- и аммиакопроводы.

В состав подземного магистрального газопровода входят линейная часть и наземные объекты (рисунок 1).

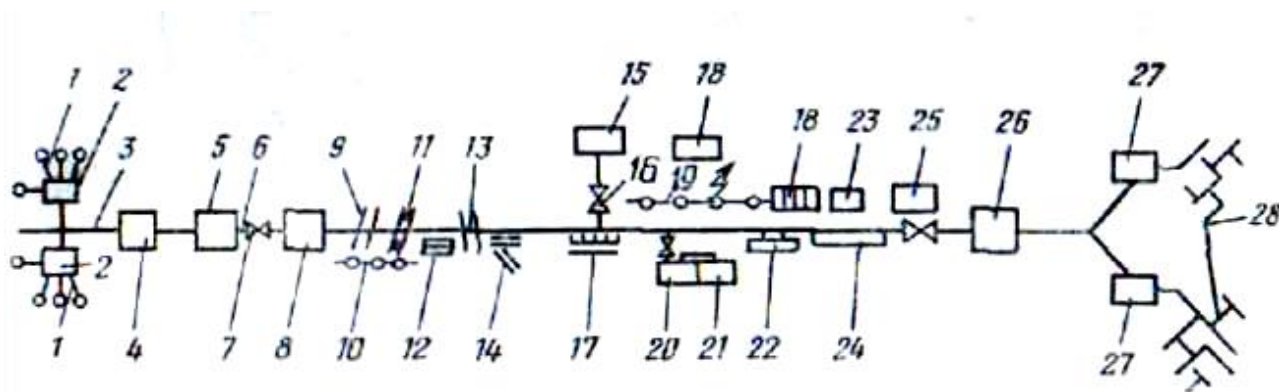


Рисунок 1 – Схема магистрального газопровода:

1 - газовая скважина со «шлейфом»; 2 - газосборный пункт; 3 - газопромысловый коллектор; 4 - головные сооружения; 5 - ГКС; 6 - магистральный газопровод; 7 - запорная арматура; 8 - промежуточная КС; 9, 11, 13 - переходы соответственно через малую преграду, дорогу и крупную водную преграду; 10 - линия связи; 12 - аварийный запас труб; 14 - вдольтрассовая дорога с подъездами; 15, 26 - ГРС; 16 - отвод от газопровода; 17 - защитное

сооружение; 18 - система ЭХЗ; 19 - ЛЭП; 20 - ПХГ; 21 - КС ПХГ; 22 - водосборник; 23 - дом линейного ремонтера-связиста; 24 - лупинг; 25 - вертолетная площадка; 27 - ГРП; 28 - городские газовые сети

На промысле газ от скважин под действием пластового давления по сборным индивидуальным газопроводам («шлейфам») поступает на газосборные пункты, где осуществляют первичный замер его, а при необходимости и редуцирование. От газосборных пунктов газ поступает в промысловый газосборный коллектор и по нему на головные сооружения (установку комплексной подготовки газа - УКПГ), где проводят его очистку, осушку, вторичный замер и доведение до товарной кондиции.

На головной КС газ компримируется до номинального рабочего давления (как правило, до 7,5 МПа). Затем он поступает в линейную часть магистрального газопровода.

К линейной части магистрального газопровода относят собственно магистральный газопровод с линейной арматурой, переходами через естественные и искусственные преграды, линиями технологической связи и электропередачи, вдольтрассовыми и подъездными дорогами, защитными сооружениями, отводами к промежуточным потребителям, водо- и конденсатосборниками и другими узлами, системой электрохимической защиты; лупинги, аварийный запас труб, вертолетные площадки и дома линейных ремонтеров-связистов [2].

В состав наземных объектов магистрального газопровода входят КС, ГРС и газораспределительные пункты (ГРП). Основные сооружения КС - компрессорная станция, ремонтно-эксплуатационный и служебно-эксплуатационные блоки, площадка с пылеуловителями, градирня, резервуар для воды, масляное хозяйство, установки охлаждения газа и др. При КС, как правило, сооружают жилой поселок. Головные сооружения и головная КС часто представляют собой единый площадочный комплекс. КС отстоят друг от друга на расстоянии примерно 125 км.

Газ, поступающий на ГРС, дополнительно обезвоживается, очищается, редуцируется (до 1,2 МПа), одорируется, замеряется и распределяется по трубопроводам отдельных потребителей или групп их.

Подземные хранилища газа (с КС или без них) предназначены для регулирования сезонной неравномерности потребления газа (летом газ в них накапливается, а зимой подается потребителям). Подземные хранилища газа сооружают вблизи крупных городов и промышленных центров. Обычно газ закачивают в водоносные горизонты пористых пород, выработанные нефтяные и газовые месторождения или в специально разработанные (вымытые) хранилища в соляных отложениях значительной мощности.

### **2.3. Требования к трубам и материалам**

Для строительства магистральных газопроводов должны применяться трубы стальные бесшовные, электросварные прямо шовные, спиральные и другие специальные конструкции, изготовленные из:

- спокойных и полуспокойных углеродистых, реже легированных сталей диаметром 50 миллиметров включительно;
- спокойных и полуспокойных низколегированных сталей диаметром до 1020 миллиметров;
- низколегированных сталей в термически или термодинамически упрочнённом состоянии для труб диаметром до 1420 миллиметров;

Трубы бесшовные следует применять по ГОСТ 8731–87, ГОСТ 8732–87, ГОСТ 8734–75, группы В. При соответствующем технико-экономическом обосновании можно использовать по ГОСТ 9567–75. Трубы стальные электросварные диаметром до 800 миллиметров по ГОСТ 20295–85. Для труб диаметром свыше 800 миллиметров по техническим условиям, утверждённым в установленном порядке с выполнением при заказе и приёмке труб требований, перечисленных ниже [14].

Трубы должны иметь сварное соединение, равнопрочное основному металлу трубы. Сварные швы труб должны быть плотными, непровары и трещины любой протяжённости и глубины не допускаются. Отклонение от



номинальных размеров наружных диаметров торцов труб не должны превышать величин, приведённых в ГОСТах, а для труб диаметром свыше 800 миллиметров не должны превышать плюс минус 2 миллиметра.

Овальность концов труб, то есть отношение разности между наибольшими и наименьшими диаметрами в одном сечении к номинальному диаметру, не должна превышать 1%. Овальность труб толщиной 20 миллиметров и более не должна превышать 0,8% [14].

Кривизна труб не должна превышать 1,5 миллиметров на 1 метр длины, а общая кривизна не более 0,2% длины трубы.

Длина поставляемых заводом труб должна быть в пределах 10,5 – 11,6 метров.

Трубы диаметром 1020 миллиметров и более должны изготавливаться из листовой и рулонной стали, прошедшей 100% контроль физическими неразрушающими методами [15].

Отношение предела текучести к временному сопротивлению (то есть пределу прочности) и относительное удлинение металла труб должны удовлетворять требования СНиП.

Кольцевые сварные соединения должны выполняться с применением дуговых методов сварки (в том числе ручной, автоматической под флюсом, механизированной в среде защитных газов, механизированной само защитной порошковой проволокой), а также электроконтактной сваркой – оплавлением.

Сталь труб должна хорошо свариваться.

Пластическая деформация металла в процессе производства труб (экспандирование) должно быть не более 102%.

В металле труб не допускается наличие трещин, плён, закатов, а также расслоений длиной более 80 миллиметров в любом направлении. Расслоение любого размера на торцах труб и в зоне шириной 25 миллиметров от торца не допускается [15].

Зачистка внешних дефектов труб (кроме трещин) допускается при условии, что толщины стенки труб после зачистки не выходят за пределы допусков на толщину стенки.

Сварные соединения труб должны иметь плавный переход от основного металла к металлу шва без острых углов, подрезов, непроваров, утяжек, осевой рыхлости и других дефектов в формировании шва. Усиление наружного шва для труб с толщиной стенки до 10 миллиметров должно находиться в пределах 0,5 – 2,5 миллиметров, а более 10 миллиметров 0,5 – 3 миллиметров. Высота усиления внутреннего шва должна быть не менее 0,5 миллиметров [17].

Смещение наружного и внутреннего слоёв заводского сварного шва не должно превышать 20% толщины стенки при толщине до 16 миллиметров и 15% более 16 миллиметров.

Концы труб должны быть обрезаны под прямым углом и иметь раздел кромок под сварку. Форма разделки кромок определяется техническими условиями.

Косина реза торцов труб должна быть не более 2 миллиметров.

Каждая труба должна проходить на заводах изготовителях испытания гидростатическим давлением.

Все сварные соединения труб должны быть полностью проверены физическими не разрушающимися методами контроля (ультразвуком с последующей расшифровкой дефектных мест расшифровкой просвечиванием).

#### **2.4. Правила эксплуатации линейной части**

Линейная часть магистрального газопровода — наиболее фондоемкое сооружение. Состоянием линейной части во многом определяется надежность газоснабжения потребителей. В связи с тем, что объекты линейной части газопровода рассредоточены на сотни и тысячи километров, значительно усложняется их эксплуатация. Для поддержания необходимого уровня технического состояния объектов линейной части газопровода, требуется квалифицированное и своевременное проведение профилактических и

ремонтных работ. Для этого в структуре производственного газотранспортного объединения предусмотрены соответствующие отделы и подразделения [22].

Производственное газотранспортное объединение осуществляет эксплуатацию одного или нескольких магистральных газопроводов. Для эксплуатации участков магистральных газопроводов в составе объединения создаются линейные производственные управления (ЛПУМГ), в которых непосредственным обслуживанием линейной части занимаются линейно-эксплуатационные службы (ЛЭС). Руководство организацией эксплуатации линейной части в объединении осуществляет главный инженер через производственно-технический отдел (ПТО) по эксплуатации магистральных газопроводов, на который возложены следующие основные обязанности [13]:

- проведение единой технической политики в области эксплуатации газопровода,
- разработка планов организационно-технических мероприятий по эксплуатации линейной части и планов проведения особо сложных огневых работ,
- составление планов и инструкций на переиспытание участков магистральных газопроводов,
- разработка планов внедрения новой техники,
- прием исполнительной документации от подрядно-строительных организаций на вновь вводимые и отремонтированные участки газопроводов, средств защиты.

Кроме того, отдел координирует работу ЛПУМГ объединения в части проведения всех работ на подведомственных ему объектах, следит за ходом выполнения организационно-технических мероприятий по линейной части по всему объединению, ведет и предоставляет в вышестоящие инстанции все виды отчетности по своей деятельности [26].

Эксплуатацию линейной части магистральных газопроводов на местах осуществляют линейно-эксплуатационные службы (ЛЭС), которые непосредственно подчинены заместителю начальника ЛПУМГ и включают в

себя аварийную и линейную бригады, группы электрохимзащиты, автотранспорта, энерговодоснабжения и ГРС.

На службу ЛЭС возлагаются следующие обязанности [34]:

- обеспечивать бесперебойную транспортировку газа на обслуживаемых участках газопроводов и отводов путем своевременного контроля и поддержания в технически исправном состоянии линейной части газопровода со всеми линейными сооружениями и оборудованием; выполнять необходимые ремонтные работы и профилактические мероприятия, обеспечивающие долговечность и надежность газопровода, обеспечивать бесперебойную работу ГРС;

- периодически осматривать газопроводы и сооружения на них для выявления и ликвидации утечек газа, контроля состояния грунтового основания газопроводов и грунтов охранной зоны, своевременного выявления эрозионного размыва грунтов в охранной зоне газопровода, просадки грунтового основания, разрушения насыпей; измерять давление газа на линейных кранах, продувать конденсатосборники и т. п.;

- ликвидировать аварии и неисправности на линейной части газопровода, ГРС, КС;

- участвовать в проведении капитальных ремонтов магистрального газопровода;

- осуществлять своевременный ремонт грунтового основания и насыпей, а также проводить мероприятия по предотвращению эрозионного размыва грунтов;

- осуществлять ремонт газопровода, отводов, технологического оборудования ГРС, газовых сетей жилых поселков и аварийной техники;

- проводить врезки в магистральные газопроводы и отводы от них для подключения новых потребителей газа, реконструкцию узлов переключения, монтаж перемычек;

- осуществлять контроль над состоянием переходов через естественные и искусственные преграды и обеспечивать их надежную работу;

- осуществлять контроль над тепловым режимом грунтов основания и охранной зоны газопровода в районах распространения вечномёрзлых грунтов;
- содержать охранную зону, оборудование и предупредительные знаки по трассе газопровода и ГРС в состоянии, предусмотренным «Правилами технической эксплуатации магистральных газопроводов», СНиП и санитарными нормами промышленных объектов;
- оформлять в установленном порядке документацию на выполненные ремонтные работы и ликвидированные аварии;
- содержать аварийную технику в исправном состоянии и укомплектованной, согласно утвержденному перечню оснащения;
- обеспечивать своевременную заливку метанола в газопровод и коммуникации ГРС для исключения в них гидратообразования;
- проводить подготовку газопроводов, отводов и всех сооружений на них к осенне-зимней эксплуатации и паводку;
- выполнять работы, предусмотренные организационно-техническими мероприятиями;
- не менее одного раза в квартал проводить аварийно-тренировочные выезды для проверки готовности аварийной техники и бригады к выполнению работ по ликвидации возможной аварии;
- осуществлять технический надзор и принимать непосредственное участие в продувках и испытаниях вновь вводимых в эксплуатацию газопроводов, отводов;
- разрабатывать планы проведения огневых работ;
- совместно с диспетчерской службой контролировать гидравлическое состояние и очищать внутреннюю полость газопроводов;
- обеспечивать защиту от коррозии подземных металлических сооружений магистральных газопроводов, а также защиту от атмосферной коррозии надземных трубопроводов.

В зависимости от структуры и состава ЛЭС в нее может включаться группа энерговодоснабжения, на которую возлагается обязанность по обслуживанию и

ремонту средств энерговодоснабжения ГРС, домов обходчиков, ремонтно-эксплуатационных пунктов (РЭП). Численность персонала ЛЭС устанавливается на основании действующих нормативов в зависимости от протяженности и сложности обслуживаемого участка, наличия машин и механизмов [35].

ЛЭС возглавляет начальник, который несет ответственность за состояние и обслуживание линейной части газопровода и ГРС, содержание в исправном состоянии вверенной техники, своевременную и качественную ликвидацию аварий и проведение ремонтно-восстановительных работ на газопроводе, а также за соблюдение персоналом ЛЭС действующих Правил технической эксплуатации магистральных газопроводов, должностных инструкций и правил техники безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов и других нормативных документов. Начальнику ЛЭС непосредственно подчинены инженерно-технические работники, являющиеся руководителями групп: линейный мастер, старший инженер (инженер) ГРС, начальник (механик) автотранспортного хозяйства [31].

Линейный мастер осуществляет руководство аварийной и линейной бригадами. Линейная бригада осуществляет повседневный контроль за состоянием линейной части магистрального газопровода и выполняет все виды ремонтно-профилактических работ, кроме огневых. Аварийная бригада выполняет все виды огневых работ на линейной части, а также на КС и ГРС.

Старший инженер (инженер) электрохимзащиты (ЭХЗ) руководит группой электромонтеров, в обязанности которой входит своевременное обслуживание и ремонт установок защиты. Старший инженер (инженер) ГРС осуществляет руководство работой операторов ГРС, замерных узлов и операторами-прибористами.

Автотранспортной группой руководит начальник (автомеханик). Ее назначение – обеспечить обслуживание и ремонт автотракторной, землеройной техники, всех основных и вспомогательных механизмов (сварочных агрегатов, передвижных электростанций, компрессорных и водоотливных установок и т. д.). На отдаленных участках, а также в труднодоступных местностях (горы,

болота, водные преграды) прохождения трассы газопровода могут организовываться ремонтно-эксплуатационные пункты, которые возглавляются мастером. В их задачу входит проведение профилактических осмотров и ремонтов (без ведения огневых работ) на закрепленном участке газопровода.

Рабочий персонал, обслуживающий линейную часть магистрального газопровода, включает в себя линейных обходчиков, линейных трубопроводчиков, сварщиков, водителей аварийных машин, монтеров ЭХЗ, операторов ГРС. Линейные обходчики, операторы ГРС живут, как правило, вблизи трассы в домах обходчиков и операторов и обслуживают определенные участки трассы и ГРС. За каждым обходчиком закреплены определенные участки газопровода со всеми находящимися на них сооружениями: газопровод, запорная арматура, переходы через естественные и искусственные препятствия, конденсатосборники, метанольницы, редуцирующие колонки, устройства протекторной и дренажной защиты, контрольно-измерительные колонки, линейные сооружения связи, источники электроэнергии и линии электропередач с трансформаторными подстанциями. Каждый линейный трубопроводчик должен уметь обслуживать и управлять закрепленной за ним техникой, строительными механизмами (трубоукладчиком, экскаватором, водоотливной или сварочной установкой, передвижной электростанцией и т. д.). Кроме того, должен знать порядок и ведение ремонтно-восстановительных работ на трассе газопровода, погрузочно-разгрузочных работ, заливки реагентов в газопровод и других работ, предусмотренных должностной инструкцией [31].

ЛЭС оснащается транспортом и механизмами в соответствии с Нормативным табелем оснащения ЛЭС магистральных газопроводов материально-техническими ресурсами (транспортными средствами, механизмами, приспособлениями, инвентарем и материалами) для выполнения аварийно-восстановительных и ремонтно-профилактических работ в различных природно-климатических условиях. Выделенные для ЛЭС транспортные средства и ремонтно-строительные механизмы должны быть разделены на хозяйственные и аварийные и закреплены персонально за работниками ЛЭС,

которые несут ответственность за содержание их в исправном состоянии, укомплектованность и постоянную готовность к выезду и проведению аварийных и плановых ремонтных работ. В комплект оснащения аварийных автомашин и механизмов должны входить материалы, инструменты и механизмы в точном соответствии с перечнем, утверждённым заместителем начальника производственного отдела (ПО).

Газотранспортное объединение ежегодно на основании Положения о планово-предупредительном ремонте линейной части и технологического оборудования магистральных газопроводов разрабатывает план - график проведения планово-предупредительного ремонта объектов линейной части газопровода, которым предусматривается текущий, средний и капитальный ремонты. Одновременно ПО рассчитывает потребности в материальных и трудовых средствах для каждого вида ремонта [27].

В периоды между очередными плановыми ремонтами предусматривается проведение межремонтного обслуживания и планового осмотра.

Межремонтное обслуживание включает комплекс профилактических работ по уходу и надзору за оборудованием в период работы между двумя плановыми ремонтами. К ним относятся: надзор за правильной эксплуатацией объектов линейной части магистрального газопровода в соответствии с Правилами технической эксплуатации магистральных газопроводов, технологическими картами и паспортными данными оборудования. Межремонтное обслуживание линейной части газопровода проводится по утвержденному графику персоналом ЛЭС во время выезда (вылета) на трассу. На участках трассы, где имеются линейные обходчики, выполнение мероприятий по межремонтному обслуживанию возлагаются на них. Выявленные в процессе осмотра дефекты и принятые меры по их устранению фиксируются в технической документации [27].

Плановый осмотр - комплекс ремонтно-профилактических работ по контролю над техническим состоянием оборудования, выявлению возникающих дефектов и своевременному предупреждению появления неисправностей,



связанных с незначительной разборкой. При этом устраняются только те неисправности оборудования, при наличии которых нельзя его нормально эксплуатировать до ближайшего ремонта. Плановый осмотр включает в себя все элементы межремонтного обслуживания и регулярно проводится бригадами ЛЭС. По результатам осмотров составляются дефектные ведомости для текущих, средних и капитальных ремонтов и предусматриваются работы в ежегодных планах организационно-технических мероприятий по устранению выявленных неисправностей. Плановые осмотры совмещаются с работами по межремонтному обслуживанию.

Содержание и сроки проведения межремонтного обслуживания и плановых осмотров регламентируются Положением о ППР линейной части и технологического оборудования магистральных газопроводов. Указанные в нем сроки проведения профилактических работ могут корректироваться с учетом конкретных местных условий [27].

## **2.5. Техника безопасности при эксплуатации газопровода**

Эксплуатацию магистрального газопровода должны проводить в соответствии с Инструкцией по производству строительных работ в охранных зонах магистрального газопровода и Правилами безопасности при эксплуатации магистрального газопровода [25].

Предприятия, эксплуатирующие магистральный газопровод, должны контролировать состояние трубопроводов, в том числе:

- безопасное техническое состояние газопровода, линии связи, ЛЭП и других линейных узлов, и сооружений;
- появление утечек газа;
- нарушение опознавательных знаков закрепления трассы;
- ведение работ в охранной зоне;
- выявление неразрешенных работ, проводимых в охранной зоне магистрального газопровода и в полосе, ограниченной нормативными разрывами до населенных пунктов, дорог, зданий и сооружений;

- изменения в охранной зоне, прошедшие после предыдущего осмотра.

На магистральный газопровод предприятием должен быть заведен специальный паспорт, составленный в двух экземплярах. К экземплярам паспорта должна быть приложена его исполнительная схема с нанесенными трубопроводными деталями и указанием типа и марок, сталей труб, установленной запорной, регулирующей и другой арматур. Один экземпляр паспорта должны хранить в производственном объединении, другой – у ответственного за эксплуатацию газопровода, назначенного приказом по предприятию [21].

Записи, дополнительно вносимые в паспорт газопровода, должны одновременно фиксировать в обоих экземплярах.

Ответственным за общее и безопасное состояние магистрального газопровода является начальник ЛПУМГ. Кроме начальника ЛПУМГ, приказом по ЛПУМГ должны быть назначены специально подготовленные ИТР, ответственные за техническое состояние и безопасную эксплуатацию определенного участка магистрального газопровода.

На трассе магистрального газопровода и отводах должны быть установлены [22]:

- железобетонные столбики высотой  $1,5 \div 2$  м на прямых участках в пределах видимости через  $300 \div 500$  м и на углах поворота магистрального газопровода с указанными на них километражем магистрального газопровода и фактической глубиной заложения труб; для закрепления трассы магистрального газопровода вместо железобетонных столбиков можно использовать также контрольно-измерительные колонки катодной защиты; при прохождении вдоль магистрального газопровода воздушных линий связи возможно закрепление трассы газопровода с использованием опор связи и указанием на них километража, глубины заложения газопровода и расстояния от оси опоры связи до оси магистрального газопровода; знаки закрепления трассы магистрального

газопровода (километровые и катодные столбики) должны быть окрашены в оранжевый цвет;

- знаки границ трассы магистрального газопровода между ЛПУМГ и участками, обслуживаемыми отдельными линейными обходчиками;

- сигнальные знаки по обеим сторонам охранной зоны на подводных переходах (дюкерах) в соответствии с требованиями Устава внутреннего водного транспорта на расстоянии 100 м от оси магистрального газопровода и подводного кабеля связи;

- дорожные знаки в местах пересечения магистрального газопровода с автомобильными дорогами всех категорий по согласованию, с органами ГИБДД, запрещающие остановку транспорта на расстояниях от оси магистрального газопровода.

Установку опознавательных знаков магистрального газопровода необходимо оформлять совместным актом предприятия, эксплуатирующего магистральный газопровод и землепользователя.

Переходы магистрального газопровода через реки, овраги должны быть оборудованы ограждениями, исключающими возможность перехода по трубопроводу.

Трассу магистрального газопровода, проходящего по землям Гослесфонда, в пределах 3 м от оси крайнего газопровода в каждую сторону необходимо периодически расчищать от поросли и содержать в безопасном и противопожарном состоянии [16].

В период эксплуатации линейная часть магистрального газопровода подлежит осмотру путем обхода, объезда или облета.

Периодичность обхода, объезда или облета и объем проверки устанавливается графиком, разработанным ЛПУМГ и утвержденным главным инженером производственного объединения в соответствии с Нормами обслуживания и нормативами численности для линейных, обходчиков, осуществляющих обслуживание и охрану линейной части магистрального газопровода.

Обследовать переходы магистрального газопровода через автодороги всех категорий необходимо не реже одного раза в год, в том числе с анализом проб воздуха из вытяжной свечи.

Результаты обхода, объезда или облета следует фиксировать в специальном журнале. В случае обнаружения неисправностей или других нарушений обходчик докладывает о них ответственному за эксплуатацию участка, который, в свою очередь, докладывает диспетчеру или начальнику ЛПУМГ. Последний принимает меры к устранению обнаруженных недостатков [16].

ЛЭС должна иметь утвержденные руководством порядок оповещения об аварии, сбора аварийной бригады и выезда к месту аварий, а также перечень необходимых для ликвидации аварий транспортных средств, оборудования, инструмента, материалов, средств связи, пожаротушения, средств индивидуальной и коллективной защиты.

Внеочередной осмотр и обследование магистрального газопровода должны быть проведены на участке, где после стихийного бедствия могло повредить газопровод и сооружения его линейной части, и в случаях обнаружения утечки газа из газопровода или арматуры.

Газопроводы на переходах через реки, ручьи и балки должны предохранять от размывов и повреждений.

В ЛЭС должны быть составлены и храниться у диспетчера и в аварийно-ремонтных транспортных средствах схемы оптимальных путей их движения (маршрутные карты) от мест их базирования ко всем участкам трассы в разные времена года и при различных метеорологических условиях.

Движение линейного обходчика, бригады при обходе трассы проводится в соответствии с действующими маршрутными картами, с учетом метеорологических условий, паводка, оползня и других возможных факторов (препятствий) на трассе.

Линейные обходчики, бригады при выезде на трассу должны быть обеспечены в соответствии с табелем оснащения, климатическими,

метеорологическими условиями, снабжены запасами питания и воды, средствами защиты и оказания доврачебной помощи, а также средствами связи с диспетчером. Транспортные средства должны быть исправны и снабжены достаточным количеством ГСМ и быстроизнашивающихся запчастей.

Выход и выезд на трассу магистрального газопровода линейных обходчиков и бригад для осмотра и обследования, их возвращение или прибытие в контрольные пункты, должны регистрировать в специальном журнале и контролировать диспетчер или другое ответственное лицо, назначенное руководством ЛПУМГ.

В случае неприбытия персонала в установленное время в контрольный пункт или отсутствия с ним связи диспетчер обязан принять необходимые меры к его поиску и оказания необходимой помощи [9].

Если в процессе обхода (объезда) обнаружено нарушение герметичности газопровода или другая опасная ситуация, опасная зона должна быть ограждена знаками безопасности. При этом необходимо немедленно известить дежурного диспетчера или другое лицо, ответственное за эксплуатацию.

После сообщения диспетчеру необходимо [9]:

- организовать объезд транспортом участка дороги, близкого к месту утечки газа, а при необходимости перекрыть движение;
- вблизи наиболее опасных мест, особенно в ночное время, организовать посты для предупреждения об опасности и исключения проникновения в опасную зону людей, транспортных средств, животных;
- при угрозе железнодорожному транспорту принять меры к временному прекращению движения поездов.

В необходимых случаях диспетчер или ответственное должностное лицо предупреждает об опасности органы власти, предприятия, базирующиеся или работающие вблизи этих участков, а также жителей близлежащих населенных пунктов.

После прибытия на место аварии, руководитель работ обязан проверить наличие оградительных средств, знаков безопасности и при необходимости

выставить посты, разместить технические средства на безопасном расстоянии от места аварии и установить связь с диспетчером.

Ликвидацию неисправностей на МГ, его сооружениях и арматуре, требующих проведения огневых или газоопасных работ, следует проводить в соответствии с Инструкцией по безопасному проведению огневых работ на объектах транспортировки и хранения газа [10].

Запрещается устранять утечку газа из МГ через трещину, сквозное коррозионное повреждение и поры путем их подчеканки. Допускается в отдельных случаях временная установка бандажей и других устройств по разрешению руководства производственного объединения.

Перед выездом бригад ЛЭС на трассу проверяют исправность автотранспорта, строительных механизмов, оборудования, инструмента и приспособлений, которые будут использованы в работах на трассе газопровода. Заправляют автотранспорт и механизмы горюче-смазочными материалами. Аварийные автомашины должны быть оборудованы обогреваемыми фургонами, где рабочие могут переодеться и обогреться в ненастную погоду. В фургоне также должен быть верстак с выдвижными ящиками для хранения инструмента, с тисками и заточным станком. Кроме того, в комплект оборудования аварийной автомашины входят бачки с питьевой водой, определенный запас изоляционных материалов, землеройного, слесарного и плотничного инструмента, резиновые запорные шары, манометры, средства пожаротушения. Кислородные и ацетиленовые баллоны перевозят в специальных шкафах, установленных на наружной задней стенке фургона или под ним. После подготовки машин и оборудования перед самым выездом на трассу газопровода всему персоналу должен быть проведен инструктаж по безопасным методам ведения намеченных работ. При наличии особых условий (горная и болотистая местность и т. д.) инструктаж дополнительно проводят на месте их ведения [10].

При обходе и объезде трассы необходимо внимательно осматривать валик над газопроводом для выявления утечек газа, места движения ливневых и

весенних паводковых вод. При обнаружении утечки выставляют предупредительные знаки с надписью: «Газ! С огнем не приближаться».

Паводковые и ливневые воды при движении могут проникать в траншею, размывать постель газопровода и разрушать изоляцию, поэтому для недопущения аварийного разрыва трубы необходимо безотлагательно принять меры по устранению выявленных особо опасных мест.

При объезде трассы газопровода на вездеходе или автомашине особую осторожность необходимо соблюдать во время переправы через водные преграды. В зимнее время, прежде чем переправляться через замерзшие реки и водоемы необходимо проверить несущую способность ледяного покрова.

Проезд автомобильного и другого транспорта вдоль трассы газопровода должен быть упорядочен. Водители должны хорошо знать местонахождение газопровода и порядок движения. В зависимости от состояния грунта и дорог назначают минимальное расстояние проезда от оси газопровода для исключения создания дополнительной нагрузки на трубу [11].

При проверке запорной арматуры, расположенной в колодцах и киосках, необходимо принимать следующие меры предосторожности: подойдя к колодцу или киоску необходимо осмотреть его, после чего открыть крышку или дверцу; при наличии шума внутри колодца или киоска открывать крышку или дверцу следует медленно, без рывков и ударов для исключения образования искры и предотвращения возможности взрыва газозвоздушной смеси; крышки и лестницы колодцев должны быть исправными.

Проверку герметичности всех соединений и соединительных линий в обвязке управления запорными кранами необходимо проводить мыльным раствором. Применение открытого огня для этих целей категорически запрещается. Выявленные утечки газа необходимо сразу же устранять, в противном случае в местах пропуска газа может произойти его дросселирование, что приведет к образованию пробки и закупорке импульсных линий [11].

Во время продувки соединительных шлангов высокого давления следует остерегаться удара свободным его концом. В этом случае сначала закрепляют свободный конец шланга и только после этого подают газ на его продувку.

Обслуживающему персоналу очень часто приходится встречаться со случаями утечек газа через обратные клапаны в системе уплотнительной смазки кранов. Замену клапанов необходимо выполнять с помощью специальных приспособлений, обеспечивающих безопасное проведение работ. Порядок их ведения должен четко соответствовать действующей инструкции [11].

Обслуживание электропневматических узлов управления и конечных выключателей следует проводить только при отключенном электропитании. Узлы управления должны быть всегда заземлены.

Для обеспечения безопасности при производстве работ по пуску и приему очистных поршней без остановки газоподачи необходимо выполнять следующее [17]:

- руководить данными работами должен начальник ЛЭС или ответственный работник из числа ИТР, назначенный приказом;
- персонал, участвующий в работе, должен хорошо знать технологическую последовательность операций пуска и приема поршней и безопасные приемы их выполнения;
- перед проведением работ весь участвующий персонал должен быть проинструктирован с записью в журнале повторного инструктажа;
- перед каждой заправкой в камеру пуска и выемкой из камеры приема необходимо убедиться по манометру в отсутствии газа в камере (краны на продувочных свечах должны быть открыты, остальные закрыты);
- не допускается нахождение персонала у концевого затвора камеры при его открытии;
- запрещается проводить работы по очистке полости газопровода с помощью очистных поршней в ночное время;



- запрещается при движении поршня во избежание гидравлических ударов создавать в газопроводе искусственные перепады давления путем закрытия (или частичного перекрытия) запорной арматуры;

- земля у камер приема, загрязненная конденсатом, должна перекапываться и засыпаться песком;

- используемые для поднятия поршней грузоподъемные механизмы должны быть исправными и допущены к эксплуатации органами Госгортехнадзора, а персонал, обслуживающий их, должен быть аттестован.

Работы с применением метанола – яда необходимо выполнять в строгом соответствии с «Инструкцией о порядке получения от поставщиков, перевозки, хранения, отпуска и применения метанола на объектах газовой промышленности». Метанольницы на трассе газопровода ограждают, входные двери закрывают на замки. На дверцах и ограждениях вывешивают плакаты: «Метанол – яд!», «Огнеопасно!», «Смертельно!». По окончании заливки метанола емкости, насосы, шланги тщательно промывают водой. При отравлении метанолом пострадавшего необходимо срочно доставить в медицинское учреждение [17].

Не допускается продувка конденсатосборников и освобождение от газа участков газопровода в атмосферу во время грозы. Удалять конденсат из конденсатосборников разрешается только в огражденные металлические емкости. Категорически запрещается слив конденсата из газопровода непосредственно в бензовозы или емкости, установленные на автомашине. Рабочие, работающие с конденсатом, должны быть одеты в брезентовую спецодежду.

При обходе трассы газопровода персонал должен также тщательно следить за состоянием проводов воздушных линий электропередач, проходящих вблизи газопровода. При обрыве одного из проводов воздушной линии, находящейся под напряжением, на земле вокруг него образуется опасная зона потенциалов, попадая в которую человек оказывается под действием так называемого шагового напряжения [17].

Для выхода из опасной зоны необходимо соединить ноги вместе и выходить мелкими шажками или выпрыгивать из нее на двух ногах, одновременно отрываясь и касаясь поверхности земли. В случае своевременного обнаружения места обрыва провода воздушной линии электропередач его необходимо оградить и выставить предупредительные знаки. Запрещается приближаться к нему на расстояние менее 10 м.

## 2.6. Охранные зоны магистрального газопровода.

Для исключения возможности повреждения трубопроводов (при любом виде их прокладки) устанавливаются охранные зоны. Размеры охранных зон и зон минимальных расстояний объектов МГ, порядок производства в этих зонах любого вида работ определены СТО Газпром 2-2.1-249, СНиП 2.05.06-85\* и ВСН 51-1-80.

Рассматриваемый газопровод относится к I-му классу, имеет условный диаметр 1400 мм. Минимальные расстояния от оси газопровода до некоторых объектов представлены в таблице 3. Минимальные расстояния от компрессорных и газораспределительных станций данного газопровода до объектов представлены в таблице 4 [31].

Таблица 3. Минимальные расстояния от оси газопровода до объектов

Объекты, здания и сооружения	Расстояние, м
Города и другие населенные пункты; отдельные промышленные и сельскохозяйственные предприятия; отдельно стоящие здания с массовым скоплением людей; железнодорожные станции; аэропорты; морские и речные порты и пристани	350
Железные дороги общей сети (на перегонах) и автодороги I-III категорий, параллельно которым прокладывается трубопровод	250
Отдельно стоящие нежилые и подсобные строения; устья бурящихся и эксплуатируемых нефтяных, газовых и артезианских скважин; автомобильные дороги IV, V, III-п и IV-п категорий, параллельно которым прокладывается трубопровод	200
Кабели междугородной связи и силовые электрокабели	10
Притрассовые постоянные дороги, предназначенные только для обслуживания трубопроводов	не менее 10

В охранных зонах трубопроводов запрещается производить всякого рода действия, могущие нарушить нормальную эксплуатацию трубопроводов либо привести к их повреждению, в частности [31]:

- перемещать, засыпать и ломать опознавательные и сигнальные знаки, контрольно-измерительные пункты;
- открывать люки, калитки и двери необслуживаемых усилительных пунктов кабельной связи, ограждений узлов линейной арматуры, станций катодной и дренажной защиты, линейных и смотровых колодцев и других линейных устройств;
- открывать и закрывать краны и задвижки;
- отключать или включать средства связи, энергоснабжения и телемеханики трубопроводов;
- устраивать всякого рода свалки, выливать растворы кислот, солей и щелочей;
- разрушать берегоукрепительные сооружения, водопропускные устройства, земляные и иные сооружения (устройства), предохраняющие трубопроводы от разрушения, а прилегающую территорию и окружающую местность - от аварийного разлива транспортируемой продукции;
- бросать якоря, проходить с отданными якорями, цепями, лотами, волокушами и тралами;
- производить дноуглубительные и землечерпальные работы;
- разводить огонь и размещать какие-либо открытые или закрытые источники огня.

В охранных зонах трубопроводов без письменного разрешения предприятий трубопроводного транспорта запрещается: возводить любые постройки и сооружения, строить коллективные сады с жилыми домами, устраивать массовые спортивные соревнования, соревнования с участием зрителей.

Таблица 4. Минимальные расстояния от КС и ГРС газопровода до объектов

Объекты, здания и сооружения	Расстояние, м
Города и другие населенные пункты; отдельные промышленные и сельскохозяйственные предприятия; отдельно стоящие здания с массовым скоплением людей; железнодорожные станции; аэропорты; морские и речные порты и пристани	700
Мосты железных дорог общей сети и автомобильных дорог I и II категорий с пролетом свыше 20 м	500
Железные дороги общей сети (на перегонах) и автодороги I-III категорий, параллельно которым прокладывается трубопровод	350
Автомобильные дороги IV, V, III-п и IV-п категорий	350
Отдельно стоящие нежилые и подсобные строения; устья бурящихся и эксплуатируемых нефтяных, газовых и артезианских скважин; автомобильные дороги IV, V, III-п и IV-п категорий, параллельно которым прокладывается трубопровод	250
Лесные массивы пород: а) хвойных б) лиственных	75 30

В аварийных ситуациях разрешается подъезд к трубопроводу и сооружениям на нем по маршруту, обеспечивающему доставку техники и материалов для устранения аварий с последующим оформлением и оплатой нанесенных убытков землевладельцам [31].

### 3. Аварийные ситуации на магистральных газопроводах

#### 3.1. Причины возникновения аварий на магистральных газопроводах

С 1992 по 2001 г. на объектах магистральных трубопроводов произошло 545 аварий. Среднегодовой показатель аварийности составляет 50-60 аварий и в целом не имеет устойчивой тенденции к снижению [18].

Основные причины аварий на объектах магистральных трубопроводов [9]:

- внешние физические (силовые) воздействия на трубопроводы, включая криминальные врезки, повлекшие утечки;
- нарушения норм и правил производства работ при строительстве и ремонте, отступления от проектных решений;
- коррозионные повреждения труб, запорной и регулирующей арматуры;
- нарушения технических условий при изготовлении труб и оборудования;
- ошибочные действия эксплуатационного и ремонтного персонала.

Основной причиной аварий на действующих газопроводах за предыдущие годы является стресс-коррозия (табл. 5). Отмечается тенденция роста аварий по этой причине. Если за период с 1990 по 2000 годы средний показатель аварий из-за коррозии под напряжением составил 22,5% от числа общих аварий, то 2000 году - 37,8% [14].

Таблица 5. Основные причины аварий на газопроводах

<b>Причины аварий</b>	<b>% от общего числа</b>
1	2
Наружная коррозия	28,9
в т. ч. по КРН	22,5
Механические повреждения	19,0
Брак строительного-монтажных работ	21,9
в т. ч. брак сварки	13,0
Дефекты труб	11,4
Стихийные бедствия	9,5

### **3.2. Причины роста числа аварий на объектах нефтегазового профиля**

Переход в нашей стране к рыночным принципам хозяйствования, появление новых видов и форм собственности, резкое ухудшение на данном этапе развития материально-финансового положения большинства промышленных предприятий, значительное физическое и моральное старение оборудования и другие факторы привели в конечном итоге к значительному росту числа крупных аварий с социальными и экономическими последствиями и, в первую очередь, на объектах нефтегазового профиля [8].

Перечисленные причины повышения аварийности были очевидны для специалистов, и пять, и десять лет назад. Тем не менее, на протяжении этих лет ситуация оставалась качественно неизменной, а по количественным параметрам ухудшалась. В связи с этим необходимо задаваться вопросом: почему сложившаяся ситуация воспроизводится. Это несмотря на то, что в период 1996 - 2002 гг. в отрасли был реализован целый комплекс мероприятий по внедрению достижений научно-технического прогресса [12].

Можно выделить основные проблемы, решение которых позволит в некоторой степени уменьшить аварийность объектов газового профиля.

Во-первых, основной упор делается на противодействие видимым (актуальным на сегодня) опасностям в ущерб деятельности по профилактике опасностей на стадии проектирования и ранних стадиях жизненного цикла объекта.

Во-вторых, происходит многократное повторение и тиражирование однотипных ЧС, по причине отсутствия механизмов учета опыта расследования инцидентов, отказов и аварий в профилактике ЧС на стадиях проектирования, строительства, реконструкции и эксплуатации объекта.

Кроме того, можно отметить недостаточную эффективность действующих служб мониторинга. Службы отслеживания фактической обстановки на предприятиях, как правило, ограничиваются фиксацией "физических" явлений и процессов, они не встроены в системы, обеспечивающие

синтез и анализ наблюдений, принятие управленческих решений и корректировку собственной деятельности [33].

## **4. Анализ методологии оценки территориального риска**

### **4.1. Основы методологии оценки риска**

В решении различных комплексных вопросов в сфере безопасности достаточно широко применяют методологию риска, в основе которой лежит определение различных вероятностей и последствий нежелательных событий.

Риск – это сочетание частоты или вероятности и последствий определенного опасного события. Риск, как правило, включает в себя два элемента: это частота, с которой реализуется опасное событие и последствия этого событий. Чтобы измерить потенциальную опасность, можно использовать количественные показатели риска. В качестве показателей опасности в основном берут социальный или индивидуальный риск гибели людей. Такое количественное выражение опасности позволяет сделать выводы о приемлемости опасности или необходимости принятия мер по ее снижению.

Однако следует сказать, что добиться «абсолютной» безопасности какого-либо объекта защиты в реальном мире практически невозможно. Риск можно лишь только попытаться уменьшить до определенного уровня, который не превышает допустимого значения. Тогда в соответствии со статьей 6 Технического регламента о требованиях пожарной безопасности пожарная безопасность объекта защиты будет считаться выполненной [3].

Анализ риска, подразумевает собой выявление опасности и оценки последствий нежелательного событий. В качестве опасности понимается некий источник, который будет способен нанести вред или ущерб, или некая ситуация, которая так же способна оказывать негативное воздействие. В результате применения такого понятия, как риск, понятие опасности можно перевести в разряд измеряемой категории.

Оценка риска выполняет следующие функции:

I функция – оценка степени опасности производства;

II функция – сравнение исследуемых объектов по однотипным параметрам;



III функция – по результатам сравнения выбор объекта исследования представляющего наибольшую опасность;

IV функция –выполнение качественного и количественного анализа и принятие мер, направленных на снижение риска.

Каждая из функций имеет свое практическое значение [4].

## **4.2. Классификация рисков**

Провести классификацию рисков можно по различным признакам. Как один из способов классификации – это определение видового признака. Например, риски можно классифицировать по количеству пострадавших людей в результате неблагоприятного события: индивидуальные и социальные риски. Или классифицировать риски по виду поражения: пожарные, экологические риски и т.д.

Основные виды рисков применяемые для оценки вероятности возникновения неблагоприятных событий на промышленном объекте – индивидуальный, коллективный, социальный и потенциальный территориальный риск [5].

Индивидуальный риск – частота поражения отдельного индивидуума в результате воздействия исследуемых факторов опасности.

Коллективный риск – ожидаемое количество смертельно травмированных людей в результате возможных аварий за определенный период времени.

Социальный риск – зависимость частоты событий, в которых пострадало на том или ином уровне число людей, больше определенного, чем на предыдущем уровне.

Потенциальный территориальный риск – пространственное распределение частоты реализации негативного воздействия определенного уровня [5].

### 4.3. Оценка территориального риска

Территориальный, или как его еще называют потенциальный, риск является комплексной мерой риска, которая характеризует опасный объект с точки зрения пространственного распределения частоты реализации негативных воздействий различного уровня.

Мера территориального риска не зависит от фактора нахождения объекта защиты или воздействия в данном месте пространства, так как для выполнения анализа территориального риска предполагается, что вероятность нахождения объекта воздействия равна 1. Поэтому потенциальный территориальный риск представляет собой вероятность опасности в определенной точки пространства [6].

Потенциалы (вероятности) событий территориального риска отображают в графическом виде с помощью топографической карты риска, которому будет подвергаться человек, оказавшийся в зоне опасного объекта.

На такой топографической карте зоны риска разделяются с помощью замкнутой кривой, которая по своей сути является множеством точек, имеющих одинаковое потенциальное значение опасности, ограничивающей зону или территорию равного риска.

В случае возникновения ЧС самая большая угроза, которая носит необратимый характер – это угроза здоровью и жизни человека. Поэтому «здоровье и жизнь человека» является ключевым параметром в определении потенциального территориального риска. Однако величина территориального риска не зависит от качественной характеристики места, в которой находится источник опасности, т.е. территориальный риск определяется без учета свойств и жизненных интересов объекта защиты (человека).

Но надо отметить, что с помощью территориального риска можно рассматривать уровень опасности для любых объектов, будь то, население или материальные ресурсы. При этом вероятность поражения объекта защиты будет зависеть лишь от его степени уязвимости [7].

Построенное поле территориального риска отражает общую картину опасности. На рисунке 1 приведен пример построения зон территориального риска. Замкнутые кривые – это изолинии равного значения риска. Такой способ отображения риска называется методом картирования зон потенциального территориального риска. Данный метод используется для проведения анализа риска. Он позволяет наглядно продемонстрировать величину риска и зоны, на которые он распространяется [7].

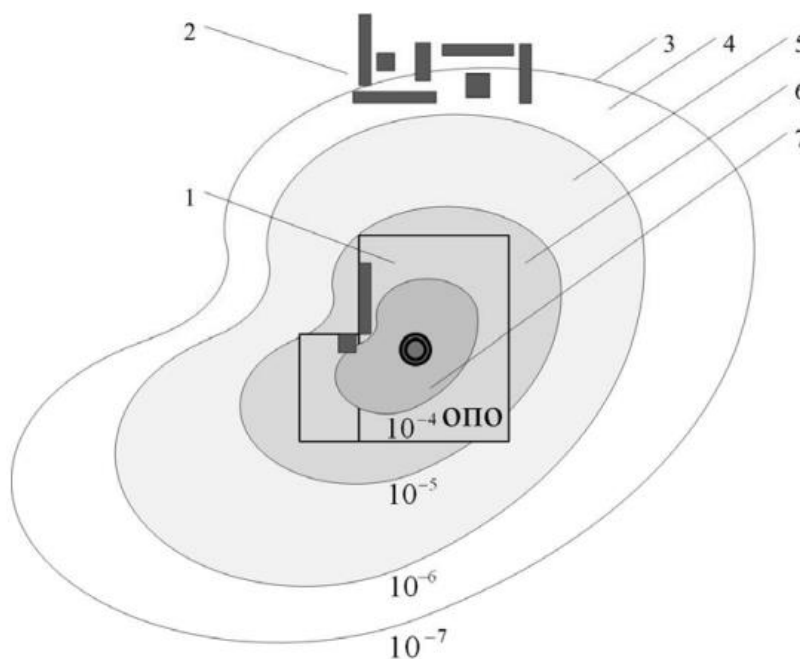


Рисунок 2 – ОПО; 2 – территория жилой зоны; 3 – изолинии равного риска; 4-7 – зоны различной степени риска

С помощью картирования территориального риска можно выделить зоны недопустимого, повышенного, условного приемлемого и приемлемого риска.

Зона недопустимого риска – это территория, на которой риск больше значение  $10^{-6}$ . В такой зоне не допускается строительство жилых зданий, а для производства, располагающегося в этой зоне необходимо применение дополнительных мер защиты, укрепление зданий и инженерных сооружений, организация мероприятий, описывающих правила и порядок поведения людей в случае возникновения ЧС.

Зона повышенного риска – это территория, на которой риск не значительно превышает допустимое значение. На такой территории новая жилищная застройка допускается лишь в исключительных случаях по решению

органов исполнительной власти субъекта. Жилые здания, застройка которых попала до возникновения зоны повышенного риска, в плановом порядке подлежат переселению жильцов в безопасные районы.

Зона условно приемлемого риска – это территория, на которой риск приближен к допустимому значению риска. На такой территории допускается застройка жилых зданий и социальных сооружений.

Зона приемлемого риска – это территория, значение риска на которой равен или меньше  $10^{-6}$ , на которой разрешается беспрепятственная застройка жилых зданий, социально-значимых объектов.

Такой способ картирования применяется в программах по построению потенциального территориального риска при графическом отображении результатов на топографической карте, где расположен объект исследования.

При отсутствии наличия программы, допускается картирование значений территориального риска с помощью построения зон разрушения (зона полных, сильных, средних и слабых разрушений). В результате зоны распределения территориального риска будут отображены в виде окружностей, соответствующих величине избыточного давления определенного радиуса соответственно [7].

## 5. Научно- исследовательская часть магистерской диссертации

### 5.1 Описание объекта исследования

Объектом исследования является промышленная площадка нефтяного месторождения «Крапивинское». В качестве предмета исследования рассматривался сценарий нефтепролива на грунт содержащий лиственнично-хвойный опад.

Крапивинское нефтяное месторождение расположено на территории Каргасокского района Томской области, в 450 км от г. Стрежевого и 600 км от Томска, а его юго-западная часть расположена в Омской области (рис.3). Ближайшие к нему разрабатываемые месторождения – Карайское, Тагайское и Игольско-Таловое. Крапивинское месторождение находится среди лесов и болот на Крапивинском локальном поднятии. Это самое большое поднятие Каймысовского свода [19].

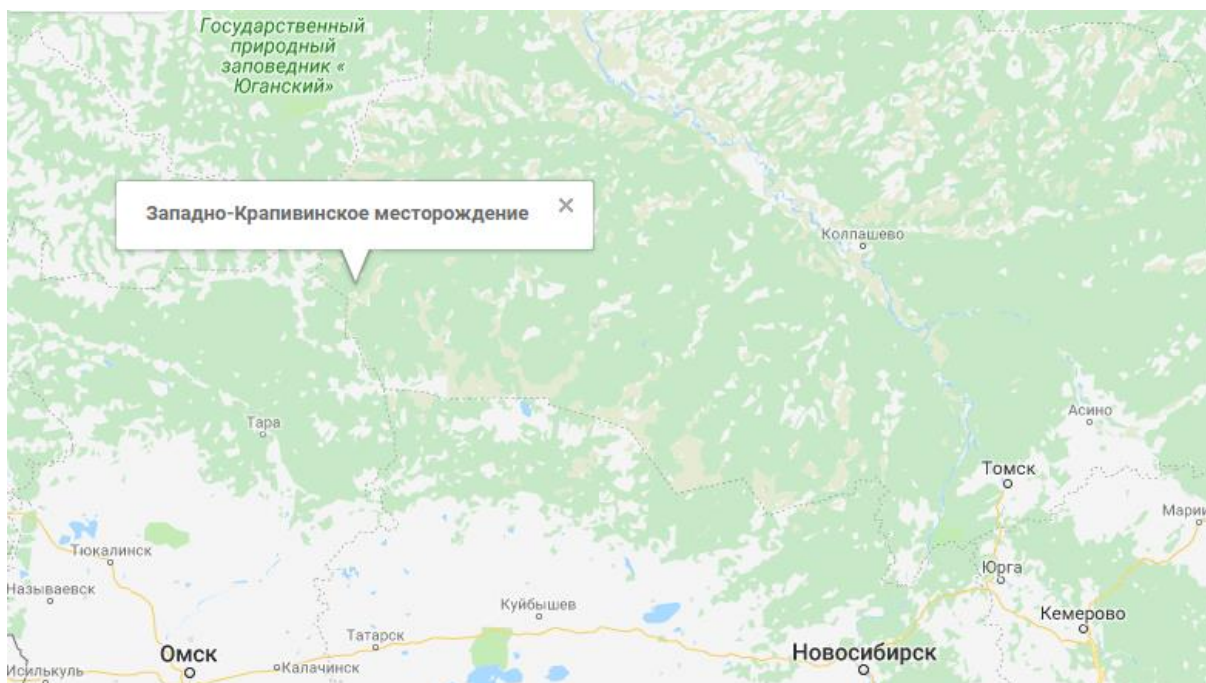


Рисунок 3 – Расположение Крапивинского месторождения на карте

Объемы добычи Крапивинского месторождения считаются средними. А его запасы эксперты оценивают почти в 37 миллионов тонн. На Крапивинском месторождении добыча идет из 4 основных пластов, которые отличаются своими продуктивными характеристиками.

Самый нефтеносный из них – северо-западный купол, который также имеет лучшие фильтрационные характеристики (рис.4). Он дает наиболее чистый и качественный продукт. Скважины здесь имеют глубину от 2 км 500 метров до 2 километров 791 метра. Некоторые разработки восточной части превышают 3 километра. Отложения легкие (0,786–0,873 г/куб. м); сернистые (0,57–1,1 %), малопарафинистые (1,0–2,44 %). Терригенные коллектора характеризуются однородностью, их эффективная емкость и проницаемость составляет 0,004–0,023 кв. мкм, открытая пористость – 14–19 %.

Западная часть Крапивинского нефтяного месторождения была открыта в 1984 году. Нефтеносные пласты удалось обнаружить после достаточно глубокого поисково-оценочного бурения. Так же здесь провели изучение строения земных пластов на площадках скважин. На Крапивинском месторождении выработка ведется нижнее-средне-верхнеюрских образований.

Освоение восточной части Крапивинского месторождения ведется с 1997 года. Первые скважины заработали здесь только в июне 2001 года [19].

Некоторые скважины Крапивинского месторождения имеют нестандартную структуру. Из-за геологических особенностей бурение сначала ведут вертикально, а потом скважину уводят вбок и прикладывают внутри пласта.

На Крапивинском месторождении ведут добычу сразу несколько крупных компаний. На северо-востоке в Томской области работает компания «Томскнефть». А на юге-западе «Газпромнефть» [19].

Вся территория на границе Омской и Томской областей – это сплошные тайга и болота. Поэтому главной особенностью Крапивинского месторождения является – труднодоступность. Только в 2010 году Крапивинское месторождение связали с Игольско-Таловым месторождением всепогодной дорогой.



Рисунок 4 – Западно-Крапивинское месторождение

### 5.1.1. Климатогеографическая характеристика объекта

С географической точки зрения Крапивинское нефтяное месторождение находится в Западной Сибири (рис.5).



Рисунок 5 – Крапивинское месторождение ОАО "Томскнефть" ВНК

Климат района резко континентальный, с продолжительной суровой зимой и коротким теплым летом. Температура воздуха колеблется от  $-50^{\circ}\text{C}$  (зимой) до  $+30^{\circ}\text{C}$  (летом). По количеству выпавших среднегодовых атмосферных осадков (500 мм) район относится к зоне избыточного увлажнения. Снежный покров появляется в октябре и сохраняется до начала мая, его толщина достигает от 1 до 1,5 м. Промерзаемость грунта составляет 0,8-1,6 м, болот около 0,4 м. Рельеф района типично равнинный, слабовсхолмленный. Абсолютные отметки изменяются от +93 до +125 м, закономерно увеличиваясь с севера на юг. Характерны высокая (до 50-60%) заболоченность пойм рек и территории в целом, а также большое количество озер, развитых в южной части месторождения, к востоку от линии пробуренных скважин №№ 197-200. Восточная и южная части месторождения покрыты смешанным редким лесом (береза, осина, сосна, ель, кедр). Мелкие месторождения – Тагайское (17 км на восток), Карайское (24 км на юго-восток), Федюшкинское (25 км на юго-восток), Западно- Карайское (10 км на юг) [19]. Климатические условия Крапивинского месторождения представлены в таблице 6.

Таблица 6. Климатические условия Крапивинского месторождения

<b>Наименование показателя</b>	<b>Значение</b>
Абсолютная минимальная температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	-55
Абсолютная максимальная температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	37
Средняя температура наиболее холодной пятидневки (0,98), $^{\circ}\text{C}$	-44
Средняя температура наиболее холодной пятидневки (0,92), $^{\circ}\text{C}$	-41
Средняя температура наиболее холодных суток (0,98), $^{\circ}\text{C}$	-47
Средняя температура наиболее холодных суток (0,92), $^{\circ}\text{C}$	-46
Среднегодовая влажность воздуха, %	75
Ветровая нагрузка, кПа	0,23
Снеговая нагрузка, кПа	2,4
Сейсмичность, баллы по шкале Рихтера	5
Среднегодовая скорость ветра, м/с	3,6



Роза ветров, построенная по реальным данным наблюдений, позволяет по длине лучей построенного многоугольника выявить направление преобладающего ветра, со стороны которого чаще всего приходит воздушный поток в данную местность (рис. 6) [20].

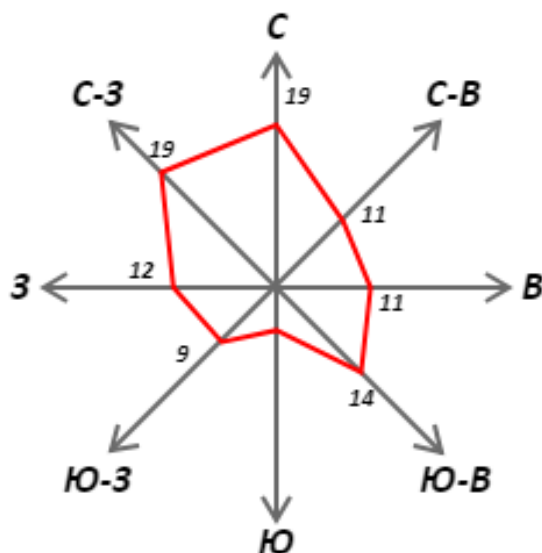


Рисунок 6 – Роза ветров в Крапивинском месторождении за июль, с усредненными значениями

Согласно рисунку 6 получили таблицу 7.

Таблица 7. Роза ветров в Крапивинском месторождении за июль, %

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
19	11	11	14	5	9	12	19

Таблица 8. Солнечная инсоляция на горизонтальную поверхность в Крапивинском месторождении, МДж/м<sup>2</sup>

Месяц	Янв	Фев	Март	Апр	Май	Июнь	Июль	Авг	Сен	Окт	Ноя	Дек
Солнечная инсоляция, МДж/м <sup>2</sup>	38	113	289	446	546	<b>590</b>	<b>599</b>	406	234	115	48	21

## **5.2 Выявление недостающих физико-химических данных**

### **5.2.1. Перечень показателей пожаровзрывоопасности представленных к анализу**

Наибольшее внимание в настоящее время уделяется вопросам вычисления времени индукции процесса самовозгорания, что имеет практический интерес: предотвращение возникновения аварий на производстве. Наиболее подвергнуты влиянию данного процесса нефтяная и нефтеперерабатывающая отрасли. Потому что они имеют такое свойство перерабатываемых материалов, как самовозгорание при определенных условиях. Как показывает анализ самовозгораний нефти и ее отложений, процесс этот многофакторный, и один из основных факторов – время индукции процесса самовозгорания [35].

Известно, что показатели пожаровзрывоопасности веществ и материалов определяются с целью получения исходных данных для разработки систем по обеспечению пожарной безопасности и взрывобезопасности. Но разработчики нередко сталкиваются с ситуацией, когда недостаток физико-химических данных о веществе не позволяет провести расчетными методами комплексного анализа пожаровзрывоопасности того или иного вещества, обрабатываемого в технологическом процессе.

Известные подходы к определению условий теплового самовозгорания веществ и материалов, предлагаемые рядом ведущих научных центров России также не весьма успешны [35].

Основываясь на термодинамических процессах, которые происходят в веществе при его нагревании, было сделано предположение, что время индукции этих процессов может описываться некоторой одной зависимостью – скоростью накопления тепла в системе. Временные характеристики, которыми руководствуются исследователи пожаровзрывоопасных показателей веществ и материалов, были проанализированы с позиций термодинамики. Результат анализа показал, что можно руководствоваться такими показателями как группа горючести, температура самовоспламенения, температура тления, температура

вспышки и температура начала термической деструкции или возгонки вещества [35].

Задача, которая решалась в данном исследовании, состояла в определении по известным температурным показателям пожаровзрывоопасности методического подхода в определении времени индукции процесса самовозгорания веществ и материалов, характеризующего начало развития некоторого аварийного процесса.

В основу алгоритма исследования был положен процесс самовозгорания лиственнно-хвойного опада, смоченного в нефти. Набор показателей пожаровзрывоопасности для нефти и ее отложений представлен в табл. 9.

Таблица 9. Перечень показателей пожаровзрывоопасности представленных к анализу

Наименование вещества	Показатель пожаровзрывоопасности вещества				
	Группа горючести	Темп. самовоспламенения	Темп. тления	Темп. вспышки	Температура начала термической деструкции или возгонки
Нефть	+	+	+	+	+

### 5.2.2. Описание образца и схемы прибора для исследования

В качестве предмета исследования рассматривался сценарий нефтепролива на грунт содержащий лиственнно-хвойный опад (рис.7).

В таблице 10 приведены характеристики нефти с Крапивинского нефтяного месторождения.



Рисунок 7 – Нефтепровод на Крапивинском месторождении ОАО "Томскнефть" ВНК

Табл. 10. Основные характеристики нефти с месторождения «Крапивинское»

Шифр пробы	ТН-905
Наименование месторождения	Крапивинское
№ скважины	211
Интервал перфорации	2705-2722
Плотность, d	0,8593
Кинематическая вязкость	9,97 мм <sup>2</sup> /с
Содержание асф.	4,20
Содержание смол	8,66
Содержание парафина	5,85
Содержание S	0,43
Выход фракции (200 °С)	24
Выход фракции (300 °С)	46

В виде образца использовался лиственнично-хвойный опад, смоченный нефтью Крапивинского нефтяного месторождения (рис.8).



Рисунок 8 – Приготовление образца №1

Лиственнично-хвойный опад, смачивали нефтью, затем образец оставляли на несколько часов при комнатной температуре 22-24 °С (рис.9). После этого извлекали слой образца толщиной 15-20 мм, помещали в прибор и проводили эксперименты. Все опыты проводились с одинаковым количеством образца.



Рисунок 9 – Образец спустя 1 час после смачивания нефтью

Схема прибора, на котором проводились эксперименты с образцами смоченной нефтью лесной подстилки, по определению температуры самовозгорания представлена на рисунке 10.

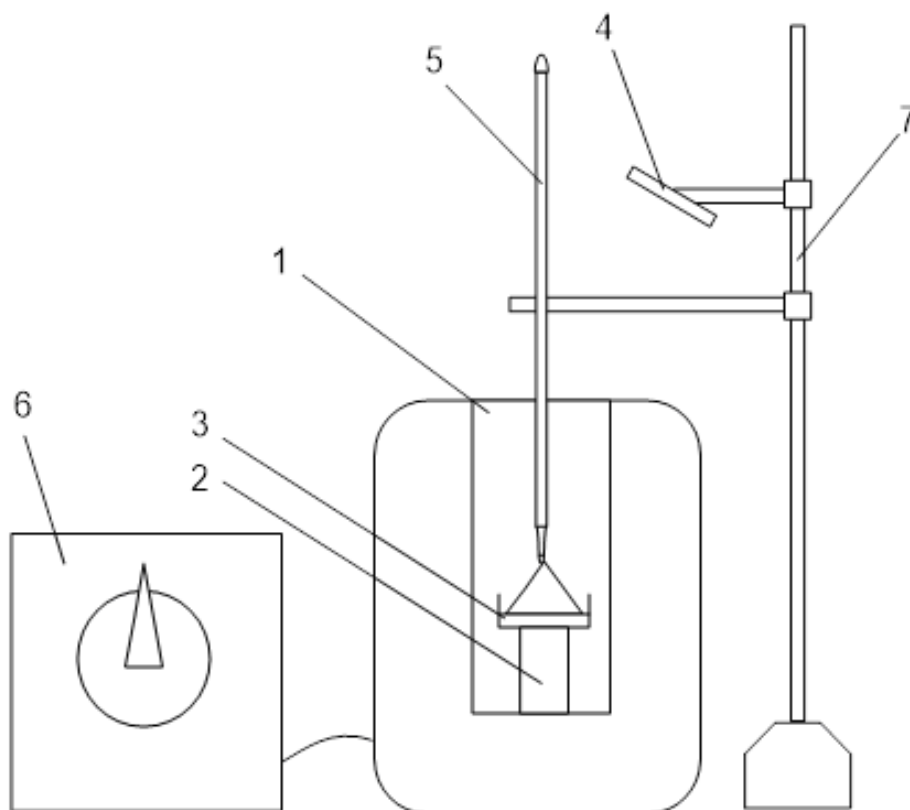


Рисунок 10 – Схема прибора для определения параметров самовозгорания веществ и материалов: 1 – электрическая печь; 2 – кварцевая подставка; 3 – фарфоровая подставка для вещества; 4 – смотровое зеркало; 5 – ртутный термометр; 6 – лабораторный автотрансформатор; 7 – штатив.

Схема построена на основании ГОСТа 12.1.044-89 «Метод экспериментального определения температуры самовозгорания твердых веществ и материалов».

Все эксперименты и исследования также проводились согласно этому ГОСТу, также согласно ГОСТу 12.1.044-84:

для определения температуры самовоспламенения, рабочую камеру нагревают до температуры, превышающей на  $200^{\circ}\text{C}$  температуру начала разложения исследуемого вещества, или до  $500^{\circ}\text{C}$ . Если в течение 20 мин или до момента полного прекращения дымовыделения самовоспламенение не наблюдается, испытание прекращают и в протоколе отмечают отказ. Для группы горючести, температура –  $900 \pm 10^{\circ}\text{C}$ , время индукции – 180 с. Для температуры

вспышки, температура – 300+-10 °С, время индукции – 1-2 с. Для температуры воспламенения, температура – 300+-10 °С, время индукции – 1-2 с. Для температуры самовоспламенения, температура – 600 °С, время индукции – 300 с. Для условий теплового самовозгорания, объем 43 см<sup>3</sup>, температура – 450 °С, время индукции – 6-192 час [36].

Ниже представлены описания нескольких экспериментов:

1. Образец: опад хвойный, смоченный нефтью ТН-905 «Крапивинская» (рис.11).

Высыпной слой 15-20 мм на металлической подложке помещаем в рабочую камеру, предварительно нагретую до температуры 340°С. Ставим секундомер и наблюдаем за процессом, фиксируя изменения и время. На 7 сек эксперимента пошло легкое дымообразование, пламенное горение не наблюдалось. Эксперимент завершили на 2,5 мин. В области высокой температуры произошло тление образца с сборным выделением дыма. Образец горел в режиме тления, возможно, по причине нехватки кислорода.



Рисунок 11 – Образец №1 для проведения эксперимента

2. Образец: опад хвойный, смоченный нефтью ТН-905 «Крапивинская»

Высыпной слой 15-20 мм на металлической подложке помещаем в рабочую камеру, предварительно нагретую до температуры 250°С. На 30 сек

эксперимента пошло легкое дымообразование. Дым существенно усиливался на 50 сек, пламенное горение не наблюдалось. Дымообразование не прекращалось. На 4,15 мин остановили опыт и извлекли металлическую подложку. Из опыта можно сделать вывод, что лиственные компоненты в первую очередь участвовали в горении, хвойные (сосновые) во вторую очередь.

3. Образец: опад хвойный, смоченный нефтью ТН-905 «Крапивинская»

Высыпной слой 15-20 мм на металлической подложке помещаем в рабочую камеру, предварительно нагретую до температуры 200°C. На 68 сек эксперимента пошло легкое дымообразование, дым существенно усилился на 1,38 мин. В процессе эксперимента температура увеличилась до 220 °С. Пламенное горение не наблюдалось, дымообразование не прекращалось. На 14,40 мин остановили эксперимент. В области высокой температуры произошло тление образца с сборным выделением дыма. Образец горел в режиме тления, возможно, по причине нехватки кислорода (рис. 12).



Рисунок 12 – Образец №3 после эксперимента

Все образцы в области высокой температуры горели в режиме тления с сборным выделением дыма, возможно, по причине нехватки кислорода.



### 5.2.3. Результаты проведенных исследований

Полученные результаты проведенных исследований представлены в таблице 11.

Проведя анализ определения пожаровзрывоопасных характеристик для рассматриваемого горючего вещества – Хвойно-лиственного опада, смоченной нефтью, по известным в литературе характеристикам, а так же по результатам проведенных исследований (таблица 11), была построена кривая, выражающая аналитико-прогнозную зависимость величины температуры зажигания от времени индукции (рис. 13).

Таблица 11. Скорость роста температуры образца при проведении эксперимента

Время индукции, сек	Температура показателя, °С
2	Группа горючести, 900
5	Самовоспламенение, 550
90	Температура тления, 340
249	Температура тления, 250
880	Температура тления, 200

Для обработки полученных результатов был применен метод прогнозной экстраполяции – операция экстраполяции тренда с использованием программы Microsoft Excel.

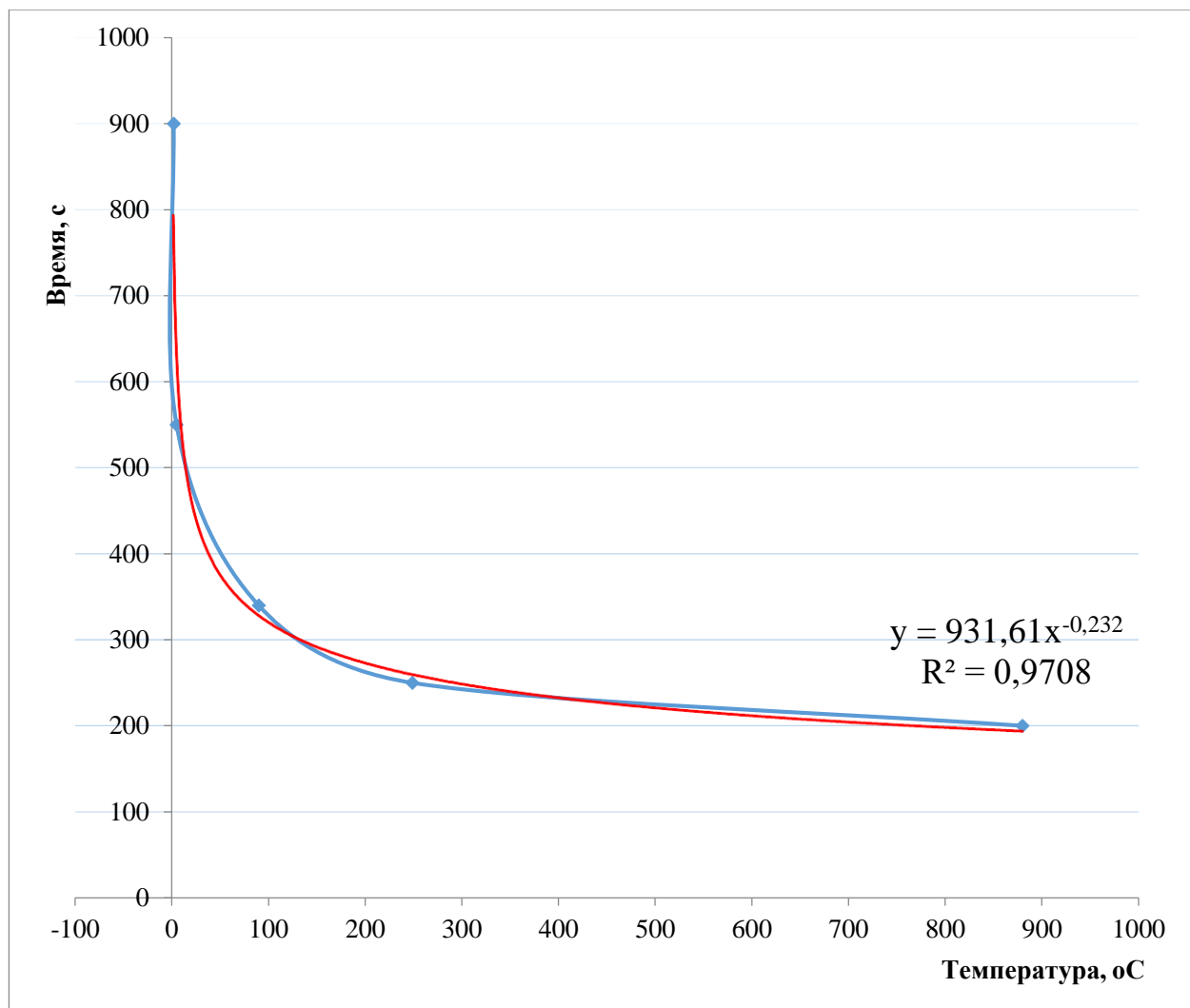


Рисунок 13 – Прогнозно-экстраполяционная зависимость температуры среды от времени зажигания образца

Величина достоверности аппроксимации ( $R^2$ ) по имеющимся исходным температурным показателям составляет 0.9708, что считается допустимым.

Функция, описывающая полученную прогнозно-экстраполяционную кривую, имеет вид степенной зависимости:

$$y = kx^n, \tag{1}$$

где  $k$ ,  $n$  – константы, определяемые по прогнозно-экстраполяционной зависимости, на основе экспериментальных данных.

Для лиственнно-хвойного опада, смоченного нефтью были определены следующие константы:

$$k = 931,61, n = -0,232.$$

Таким образом, выражение 1 является прогнозно-экстраполяционной зависимостью, построенной по экспериментальным данным и позволяющей

определить время индукции до появления горения при определенной температуре. Запишем выражение 1 в удобной форме

$$T = 931,61 \tau^{-0,232} \quad (2)$$

где  $T$  – температура вещества при имеющейся скорости нагрева, °C;  $\tau$  – скоростной показатель времени индукции, с.

В данном исследовании рассматривается только время индукции, а какое количество горючего материала (фракции бензина или фракции масла) выделилось за этот момент не волнует. То есть выделилось вещество достаточное для воспламенения, и мы этот процесс наблюдаем.

Полученный алгоритм исследования был применен для изучения процесса самовозгорания лесной подстилки, смоченной нефтью, взятой из нефтяного Крапивинского месторождения.

Проведенный эксперимент показал воспроизводимость результата, не менее трех раз на каждой обозначенной точке на графике. Это говорит о том, что построенный график для этого вида нефти можно использовать для изучения других видов и составов. Это объясняется тем, что составы нефти имеют в своем перечне примерно идентичные показатели легких или тяжелых углеводородов. А значит, на графике изучение других составов нефти и наложение их на этот график не будет иметь существенного отклонения при данных тепловых опытах.

Исходя из этого, по прогнозно-экстраполяционной зависимости температуры печи от времени зажигания образца можно выстроить рассуждения по поводу обеспечения вопросов безопасности.

Полученное выражение представляет большое практическое значение для отраслей нефтедобычи, потребления, транспортировки и переработки. Полученную зависимость можно использовать для расчета времени индукции самовозгорания нефти, а точнее нефтепроливов на промышленных нефтяных участках, характеризующиеся своей частотой.

### **5.3. Построение матрицы «Критерий оценки – Частота возникновения зажигания в год»**

При возникновении разрушения нефтепровода, в летний период, нефть проливается и начинает активно греться под воздействием солнца.

Но для того чтобы загорелась эта масса, она должна пройти солнечную инсоляцию, т.е. добавить некую дополнительную энергию для зажигания. Проведенный анализ климатогеографической характеристики Крапивинского месторождения говорит о том, что солнечная инсоляция в июле составляет  $600 \text{ Мдж/м}^2$ , но этой энергии не хватает для пламенного горения. Источником дополнительной энергии для зажигания нефти в летний период является ее деструкция. А точнее, физико-химические процессы, которые протекают в нефти и ее продуктах, под воздействием солнечной инсоляции, буквально разгоняют эту дополнительную энергию, достаточную для пламенного горения. И как эта энергия разгоняется мы видим на полученном прогнозно-экстраполяционном графике.

Таким образом, мы имеем, что при солнечной инсоляции в  $60000 \text{ Дж/см}^2$  зажигание неизбежно.

На стабильность процесса зажигания влияют следующие ведущие факторы среды, определяющие возникновение и развитие лесных пожаров (в порядке снижения значимости):

- Вид, влагосодержание и запас лесных горючих материалов, смоченные нефтью;
- Скорость ветра;
- Характер рельефа;
- Влажность воздуха;
- Температура воздуха;
- Состояние (стабильность) атмосферы по облачности и температуре;
- Активность солнечной радиации.

Опираясь на полученную зависимость (рис 13), мы получили, что при температуре 30 °С время зажигания составит 7 минут. Из представленных выше факторов следует, что факторы 1, 2, 4, 5, 6 в течении светового дня могут проявить стабильность в течении 1 часа. Тогда ставиться вопрос, как изменят время индукции оставшиеся факторы 2 и 7. Но фактор 7 выпадает из анализа ввиду стабильности атмосферы и условия что солнце находится не менее 45 градусов к линии горизонта. Если в течении часа проявляется облачность, то процесс зажигания прекращается. В этих условиях фактор 2 так же минимизируется, его действие может только увеличить время индукции.

Далее оценивается возможность распространения пожаров, а эта возможность определяется по характеру пожарной нагрузки, находящейся на территории. Например, при нефтепроливе загорелся амбар, и если там вокруг травостой, то все горение пойдет дальше, а если все вспахано, то гореть будет один амбар. То есть все зависит от пожарной нагрузки.

Под территориальным риском закладывается определение опасности центра зажигания, при этом все другие риски зависят от характера пожарной нагрузки на территории объекта.

Если на предприятии зонирование уже проведено, то надбавка этого исследования к этому зонированию будет осуществляться следующим образом: выявляем опасную зону и проводим оценку возможности пожарной нагрузки на территории. Если на объекте нет зонирования, то возникает 2 зоны: зона, подвергшаяся горению, и вся оставшаяся зона, не имеющая оценки для этой территории. Оценка других объектов не входило в мое исследование.

Подведя итог можно сделать вывод о том, что связь территориального риска и времени индукции зажигания лиственно-хвойного опада, смоченного нефтью с Крапивинского месторождения описывается матрицей, представленной в таблице 12. Матрица построена согласно РД 03-418-01 методическим указаниям по проведению анализа риска опасных производственных объектов [34].

Таблица 12. Матрица «Критерий оценки – Частота возникновения зажигания в год»

Критерий оценки	Частота возникновения зажигания в год	Время индукции до появления горения, τ, с
Частый	$> 1$	до 300 с
Вероятный	$1 - 10^{-2}$	до 1 суток
Возможный	$10^{-2} - 10^{-4}$	от 1 до 4 суток
Редкий	$10^{-4} - 10^{-6}$	4 – 5 суток
Практически невероятный	$< 10^{-6}$	свыше 5 суток

Обоснуем время индукции до появления горения.

**Частый** – до 300 с – величина, часто рекомендуемая нормативными документами при пожаро-технических испытаниях.

**Вероятный** – до 1 суток – как показывают исследования, период времени, наблюдавшийся по гидрометеорологическим условиям в условиях Западной Сибири свыше 10 раз за сезон: отсутствие ветра, перепада температур, облачности и осадков.

**Возможный** – от 1 до 4 суток – как показывают исследования, период времени, наблюдавшийся по гидрометеорологическим условиям в условиях Западной Сибири до 10 раз за сезон: отсутствие ветра, перепада температур, облачности и осадков.

**Редкий** – от 4 до 5 суток - как показывают исследования, период времени, редко наблюдавшийся по гидрометеорологическим условиям в условиях Западной Сибири: отсутствие ветра, перепада температур, облачности и осадков.

**Практически невероятный** – свыше 5 суток – как показывают исследования, период времени не наблюдавшийся по гидрометеорологическим условиям в условиях Западной Сибири: отсутствие ветра, перепада температур, облачности и осадков.

#### **5.4. Разработка методологии анализа территориальных рисков**

В ходе исследования была разработана методология анализа территориальных рисков на объектах нефтегазовой отрасли.

Первый этап включает в себя климатогеографическую характеристику зоны расположения объекта исследования. Здесь мы определяем, каким стихийным бедствиям подвержен объект, с целью выявления природных факторов, которые могут привести к развитию ЧС. В этом этапе анализируется годовая роза ветров, скорость ветра, влажность воздуха, температура воздуха, состояние (стабильность) атмосферы по облачности и температуре, активность солнечной радиации, характер рельефа. На этом этапе важно рассмотреть годовую розу ветров, чтобы определить наиболее вероятное движение продуктов взрыва или движение облака ТВС, которое при встрече с источником зажигания может повлечь за собой развитие ЧС за пределами объекта утечки.

Второй этап включает в себя технологопроизводственную характеристику объекта. На этом этапе рассматривается область производства, в которой работает объект исследования, специфика технологического процесса и производимые им услуги. Здесь выделяют опасные производственные площадки объекта, нарушения технологического процесса, приводящие к возникновению аварийной ситуации и развитию ЧС. Далее для оценки исследователю необходимо выбрать одну из наиболее представляющих интерес площадок ОПО для проведения анализа территориального риска.

Третий этап – поиск и определение недостающих физико-химических данных. В этом этапе определяется время индукции процесса самовозгорания веществ и материалов по известным температурным показателям пожаровзрывоопасности, характеризующийся как начало развития ЧС. По предварительно полученному алгоритму определения времени индукции появления взрывоопасных концентраций внутри технологического оборудования, можно спрогнозировать развитие определенных событий, процессов, происходящих при ведении работ в нефтяной и нефтеперерабатывающей отраслях.

Четвертый этап – построение и анализ вариационной модели. То есть для объекта исследования нужно построить дерево отказов, позволяющее наглядно рассмотреть варианты сценария развития аварии на объекте, которые в последствие приведут к развитию ЧС. За верхнее (головное событие) принимают вид ЧС, который необходимо изучить. В ходе анализа вариационной модели проводят расчет частот событий всех выявленных сценариев развития ЧС. Расчет необходимо производить с подножья дерева отказов направляясь к вершине (верхнему событию). Такой вид анализа позволяет получить вероятность развития той или иной ЧС, учитывая особенности и специфику технологического процесса объекта исследования.

Пятый этап – построение матрицы «Критерий оценки – Частота возникновения зажигания в год». В этом этапе происходит построение потенциального территориального риска (определение зон очага взрыва).

Шестой этап – разработка мероприятий, направленных на предупреждение развития ЧС. Для выбора мероприятия направленных на повышение безопасности потенциально опасного объекта необходимо отталкиваться от вероятности событий, описанных в вариационной модели. К примеру, если наиболее вероятным событием, которое влечет за собой возникновение ЧС ситуации, является разгерметизация нефтепровода, то наиболее целесообразным будет разработка мероприятий, направленных на уменьшение риска развития ЧС в этом случае.

Для того чтобы наглядно отобразить все этапы, их можно представить в виде структурно-методологической блок-схемы. Этот пошаговый алгоритм можно использовать при проведении анализа территориальных рисков на объектах нефтегазовой отрасли (рисунок 14).



**ШАГ 1.** Климатогеографическая характеристика объекта

**ШАГ 2.** Технологическо-производственная характеристика объекта

**ШАГ 3.** Определение недостающих физико-химических данных

**ШАГ 4.** Построение и анализ вариационной модели

**ШАГ 5.** Построение матрицы «Критерий оценки – Частота возникновения зажигания в год»

**ШАГ 6.** Разработка мероприятий, направленных на предупреждение ЧС

Рисунок 14 – Пошаговая структурно-методологическая схема анализа территориальных рисков на объектах нефтегазовой отрасли

## **6. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

Как известно, Российская Федерация является одним из мировых лидеров по объемам добычи нефти и газа. Проблема обеспечения безопасности при обеспечении территориального риска в процессе эксплуатации магистральных нефтегазопроводов в нефтегазовой промышленности является весьма актуальной.

Наличие данного факта требует дополнительных мер безопасности на производстве для обеспечения бесперебойного функционирования предприятия в целом.

Исследования, проводимые в данной выпускной работе, являются инициативными в рамках научно-исследовательской работы для предприятия ООО «Газпром трансгаз Томск».

Таким образом, потенциальными потребителями результатов данного исследования являются предприятия нефтегазового комплекса, расположенные как на территории России, так и за ее рубежом.

### **6.2. Предпроектный анализ**

#### **6.2.1. Потенциальные потребители результатов исследования**

Проведем сегментирование рынка услуг по определению алгоритма расчетов территориального риска в нефтегазовой промышленности по следующим критериям:

- размер нефтегазовой компании – существующие способы расчета территориального риска на объектах нефтегазопровода.

Карта сегментирования рынка услуг по разработке алгоритма расчета территориального риска для магистрального нефтегазопровода представлена в таблице 13.

Таблица 13. Карта сегментирования рынка услуг по разработке алгоритма расчета территориального риска для магистрального нефтегазопровода.

		Способы расчета территориального риска на объектах нефтегазопровода			
		Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей	Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром»	Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов	Алгоритм расчетов территориального риска участков нефтегазодобычи
Размер компании	Крупные	+	+	+	+
	Средние	+	-	-	+
	Малые	-	-	-	+

«+» - удобство применения данного метода; «-» - нерациональность использования данного метода компанией.

Как видно из приведенной карты сегментирования, алгоритм расчетов территориального риска магистрального нефтегазопровода является наиболее универсальным для определения пожарных рисков для участков нефтедобычи и может использоваться компаниями всех размеров, а также является наиболее простым в использовании.

### **6.2.2. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

Далее проведем анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения, с помощью оценочной карты, приведенной ниже.

Таблица 14. Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии	Вес критерия	Баллы				Конкурентоспособность			
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	Б <sub>к3</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>	К <sub>к3</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>									
Удобство в эксплуатации	0,1	5	3	2	5	0,5	0,3	0,2	0,5
Потребность в дополнительных исследованиях	0,2	3	2	2	5	0,6	0,4	0,4	1
Универсальность метода	0,13	4	4	3	5	0,52	0,52	0,39	0,65
Специальное оборудование	0,05	5	4	3	5	0,25	0,2	0,15	0,25
Предоставляемые возможности	0,17	3	3	2	4	0,51	0,51	0,34	0,68
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>									
Суммарная стоимость оборудования	0,1	5	2	1	5	0,5	0,2	0,1	0,5
Конкурентоспособность	0,05	4	3	3	5	0,2	0,15	0,15	0,25
Цена	0,1	5	4	3	5	0,5	0,4	0,3	0,5
Уровень проникновения на рынок	0,05	5	5	5	5	0,25	0,25	0,25	0,25
Сотрудники узкого профиля для работы с методикой	0,05	4	2	2	5	0,2	0,1	0,1	0,25
Итого	1	40	32	26	49	3,58	3,43	2,38	4,83

Где сокращения: Б<sub>ф</sub>- методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей; Б<sub>к1</sub> – методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром»; Б<sub>к2</sub>- методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов; Б<sub>к3</sub>- алгоритм расчетов территориального риска участков нефтегазодобычи.

Анализ конкурентных технических решений определили по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i \quad (1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

$V_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Опираясь на полученные результаты, можно сделать вывод, что алгоритм расчетов территориального риска для участков нефтедобычи является наиболее эффективным и целесообразным способом для определения территориальных рисков на промышленных участках. Уязвимость конкурентов объясняется наличием таких причин, как необходимость дополнительных исследований для получения достоверных результатов, использование дополнительного оборудования, необходимость иметь в штате сотрудников, узких специалистов, для работ с данными методиками на предприятии и т.д.

### 6.3. SWOT-анализ

**SWOT** – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT- анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Для того что бы найти сильные и слабые стороны алгоритма расчетов территориального риска магистрального нефтегазопровода и методов-конкурентов проведем SWOT–анализ.

Таблица 15. Матрица SWOT-анализа

	<p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b>  С1. Принципиально новая методика  С2. Наличие опытного руководителя  С3. Способность разрабатываемого метода быть применимым к мало изученным веществам и материалам.  С4. Актуальность разработки.  С5. Не требует уникального оборудования.</p>	<p><b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b>  Сл1. Применение проекта только для нефтегазовой промышленности.  Сл2.Возможность появления новых методов.  Сл3. Не испытан в работе.  Сл4. Медленный процесс вывода на рынок новой методики.  Сл5. Многостадийность методики.</p>
--	---	--

<p><b>Возможности:</b>  В1. Возможность создания партнерских отношений с рядом исследовательских институтов.  В2. Большой потенциал применения алгоритма расчетов территориального риска магистрального нефтегазопровода в России.  В3. Возможность выхода на внешний рынок.  В4. Рост потребности в обеспечении безопасности технолого-производственного процесса.  В5. В случае принятия рынком выход на большие объемы</p>	<p>Актуальность разработки, опытный руководитель и принципиально новый подход к алгоритму расчета территориальных рисков дает возможность сотрудничать с рядом ведущих исследовательских институтов; Большой потенциал применения алгоритма, а также возможность выхода на внешний рынок обуславливаются принципиально новым алгоритмом, способностью нового алгоритма к применению к мало изученным веществам и материалам, актуальностью разработки; Рост потребности в обеспечении безопасности технолого-производственного процесса возможен за счет принципиально нового алгоритма, не требующего использования специального оборудования; За счет новизны и принципиальных отличий возможен выход на большие объемы применения данного алгоритма.</p>	<p>Возможность наличия партнерских отношений с исследовательскими институтами в испытании алгоритма в работе</p>
<p><b>Угрозы:</b>  У1. Отсутствие спроса на алгоритм расчетов территориального риска на промышленных участках.  У2. Противодействие со стороны конкурентов: снижение цен, усовершенствование текущих методов.  У3. Захват внутреннего рынка иностранными конкурентами.  У4. Закрытие нефтегазоперерабатывающих комплексов на территории РФ.  У5. Подробное изучение термодинамических характеристик используемых веществ и материалов.</p>	<p>Принципиально новый алгоритм и актуальность разработки не сказываются на спросе на методики расчета территориального риска для участков газонефтедобычи; Противодействие со стороны конкурентов не повлияет на наличие опытного руководителя и потребность в уникальном оборудовании.</p>	<p>Медленный вывод алгоритма на рынок позволит переждать период спада спроса на методику анализа территориального риска для участков газонефтедобычи.</p>

Выявим соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Данные

соответствие или несоответствие помогут выявить потребность в проведении стратегических изменений. Для этого построим интерактивные матрицы проекта (таблицы 16-19).

Таблица 16

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

При анализе данной интерактивной таблицы можно выявить следующие коррелирующие сильных сторон и возможности: B1C1C2C4, B2B3C1C3C4, B4C1C4, B5C1.

Таблица 17

Слабые стороны проекта						
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	B1	0	0	+	0	0
	B2	-	-	0	0	0
	B3	0	-	-	-	0
	B4	0	0	0	-	0
	B5	-	-	-	0	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выявить следующие коррелирующие слабых сторон и возможности: B1Сл3.

Таблица 18

Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	У1	+	-	0	+	0
	У2	-	-	+	0	+
	У3	-	0	0	0	0
	У4	-	0	-	-	-
	У5	0	-	-	0	0

Коррелирующие сильных сторон и угроз: У1C1C4, У2C3C5.

Таблица 19

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

При анализе данной интерактивной таблицы можно выявить следующие коррелирующие слабые стороны и угрозы: У1Сл4.

## 6.4. Планирование управления научно-техническим проектом

### 6.4.1. План проекта

#### 6.4.1.1. Структура работ в рамках научного исследования

Таблица 20. Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ Раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение темы проекта	Научный руководитель
	2	Выдача задания по тематике проекта	Научный руководитель
Выбор направления исследований	3	Постановка задачи	Научный руководитель
	4	Определение стадий, этапов и сроков разработки проекта	Научный руководитель, студент
	5	Подбор литературы по тематике работы	Студент
	6	Сбор материалов и анализ существующих разработок	Студент
Теоретические исследования	7	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Студент
	8	Анализ конкурентных методик	Студент
	9	Выбор наиболее подходящей и перспективной методики	Студент
	10	Согласование полученных данных с научным руководителем	Студент, научный руководитель
Обобщение и оценка результатов	11	Оценка эффективности полученных результатов	Студент
	12	Работа над выводами по проекту	Студент
Оформление отчета по НИР	13	Составление пояснительной записки к работе	Студент

#### 6.4.1.2. Определение трудоемкости выполнения работ

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



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

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

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

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

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

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (3)$$

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

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

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

#### **6.4.1.3. Разработка графика проведения научного исследования.**

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

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (4)$$

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

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

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

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (5)$$

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

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

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

Согласно данным производственного и налогового календаря на 2018 год, количество календарных дней составляет 366 дней, количество рабочих дней составляет 247 дней, количество выходных – 105 дней, а количество предпраздничных дней – 14, таким образом:

$$k_{\text{кал}} = \frac{366}{366 - 105 - 14} = 1,48,$$

$k_{\text{кал}} = 1,48$ .

Все полученные значения заносим в таблицу (табл. 21).

После заполнения таблицы 21 строим календарный план-график (табл. 22). График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования. При этом работы на графике выделяем различной штриховкой в зависимости от исполнителей.

Таблица 21. Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ									Исполнители	Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$			Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$		
	$t_{min}$ , чел-дни			$t_{max}$ , чел-дни			$t_{ож}$ , 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 по тематике проекта	1	1	1	2	2	2	1,8	1,8	1,8	Рук.–студент	2	2	2	3	3	3
Постановка задачи	1	1	1	2	2	2	1,8	1,8	1,8	Студент	2	2	2	3	3	3
Определение стадий, этапов и сроков разработки проекта	3	1	2	5	2	4	3,8	1,8	2,8	Рук. – студ.	2	1	1,5	3	1	2
Подбор литературы по тематике работы	7	6	7	10	8	10	8,2	6,8	8,2	Студент	8	7	8	12	10	12
Сбор материалов и анализ существующих методик	14	14	14	17	17	17	15,2	15,2	15,2	Студент	15	15	15	23	23	23
Проведение теоретических расчетов и обоснований	7	7	7	9	9	9	7,8	7,8	7,8	Студент	8	8	8	12	12	12
Анализ конкурентных методик	5	5	5	7	7	7	5,8	5,8	5,8	Студент	6	6	6	9	9	9
Выбор наиболее подходящей и перспективной методики	3	2	3	5	4	3	3,4	2,4	3,4	Рук. – студ.	3	1	3	4	2	4
Согласование полученных данных с научным руководителем	2	1	2	5	3	4	3,2	1,8	2,8	Рук. – студ.	1,5	1	1,5	2	1	2
Оценка эффективности полученных результатов	2	2	2	3	3	3	2,4	2,4	2,4	Студент	2,5	2,5	2,5	4	4	4
Работа над выводами по проекту	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 22. Календарный план-график проведения НИОКР по теме

№ Работ	Вид работ	Исполнители	Т <sub>кi</sub> , 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 по тематике проекта	Студент	3		■									
3	Постановка задачи	Студент	3		■									
4	Определение стадий, этапов и сроков разработки проекта	Руководитель, Студент	3		▨	■								
5	Подбор литературы по тематике работы	Студент	12			■	■	■						
6	Сбор материалов и анализ существующих методик	Студент	23				■	■	■	■				
7	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Студент	12						■	■	■			
8	Анализ конкурентных методик	Студент	9								■	■	■	
9	Выбор наиболее подходящей и перспективной методики	Руководитель, Студент	4									▨	■	
10	Согласование полученных данных с научным руководителем	Руководитель, Студент	2										▨	■
11	Оценка эффективности полученных результатов	Студент	4										■	
12	Работа над выводами	Студент	3											■
13	Составление пояснительной записки к работе	Студент	7											■

■ – студент; ▨ – научный руководитель.

## 6.4.2. Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

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

### 6.4.2.1. Расчет материальных затрат НТИ

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхi}, \quad (6)$$

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

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

$C_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м<sup>2</sup> и т.д.);

$k_T$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Транспортные расходы принимаются в пределах 15-25% от стоимости материалов.

Данные по расходным материалам, приведенные в таблице 23, взяты по прейскуранту цен сети магазинов «Книжный мир» г. Томск за май 2018 года.

Таблица 23. Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, (З <sub>м</sub> ), руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Бумага	лист	150	100	130	2	2	2	345	230	169
Картридж	шт.	1	1	1	1000	1000	1000	1150	1150	1150
Интернет	М/бит (пакет)	1	1	1	350	350	350	402,5	402,5	402,5
Ручка	шт.	1	1	1	20	20	20	23	23	23
Дополнительная литература	шт.	2	1	1	400	350	330	920	402,5	379,5
Тетрадь	шт.	1	2	1	10	10	10	11,5	11,5	11,5
Электроэнергия	кВт/час	34	39	41	2,93	2,93	2,93	114,6	131,4	138,15
Итого								2966,6	2350,9	2273,6

### 6.4.2.2. Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Согласно исследованию, приведенному в данной работе, затраты по статье «специальное оборудование для научных работ» не предусматриваются.

### 6.4.2.3. Основная и дополнительная заработная плата исполнителей темы

В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 –30 % от тарифа или оклада. Расчет основной заработной платы сводится в табл. 24.

Таблица 24. Расчет основной заработной платы

№ п/п	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.			Зарплата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб.			Всего заработная плата по тарифу (окладам), тыс. руб.		
			Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1.	Составление и утверждение темы проекта	Руководитель	2	2	2	3,6	3,6	3,6	7,2	7,2	7,2
2.	Выдача задания по тематике проекта	Руководитель, студент	1	1	1	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
3.	Постановка задачи	Студент	1	2	1,5	0,8	0,8	0,8	0,8	1,6	1,2
4.	Определение стадий, этапов и сроков разработки проекта	Руководитель, студент	2	1	1,5	4,4	4,4	4,4	8,8	4,4	6,6
5.	Подбор литературы по тематике работы	Студент	7	9	8	0,8	0,8	0,8	5,6	7,2	6,4
6.	Сбор материалов и анализ существующих методик	Студент	14	15	15	0,8	0,8	0,8	11,2	12	12
7.	Проведение теоретических расчетов и 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.	Выбор наиболее подходящей и перспективной методики	Руководитель, 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	8,8	4,4	6,6
11.	Оценка эффективности полученных результатов	Студент	2	2,5	3	0,8	0,8	0,8	1,6	2	2,4
12.	Работа над выводами по проекту	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:									66	65,9	76,8

Проведем расчет заработной платы относительно того времени, в течение которого работал руководитель и студент.

Принимая во внимание, что за час работы руководитель получает 450 рублей, а студент 100 рублей (рабочий день 8 часов).

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (7)$$

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

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

Максимальная основная заработная плата руководителя (доктора наук) равна примерно 32400 рублей, а студента 444000 рублей.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, \quad (8)$$

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

Таким образом, заработная плата руководителя равна 37260 рублей, студента – 51060 рублей.

#### 6.4.2.4. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}), \quad (9)$$

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

На 2018 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2018 году водится пониженная ставка – 27,1%.

Таблица 25. Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб			Дополнительная заработная плата, руб		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Руководитель проекта	36000	23400	32400	5400	3510	4860
Студент-дипломник	42400	43200	44400	6360	6480	6660
Коэффициент отчислений	0,271					
Итого						
Исполнение 1	24433,4 руб.					
Исполнение 2	20755,9 руб.					
Исполнение 3	23934,7 руб.					

#### 6.4.2.5. Накладные расходы

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$З_{накл} = (\sum \text{статей}) \cdot k_{нр}, \quad (10)$$

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

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

при первом исполнении  $З_{накл} = 103300 \cdot 0,16 = 16528$  руб.

при втором исполнении  $З_{накл} = 98891,8 \cdot 0,16 = 15822,7$  руб.



при третьем исполнении  $Z_{\text{накл}} = 114537,3 \cdot 0,16 = 18326$  руб.

#### 6.4.2.6. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Таблица 26. Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	
1. Материальные затраты НИИ	2966,6	2350,9	2273,6	Пункт 3.4.1
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	-	-	-	Пункт 3.4.2
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей	66000	65900	76800	Пункт 3.4.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей	9900	9885	11520	Пункт 3.4.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	24433,4	20755,9	23943,7	Пункт 3.4.5
6. Накладные расходы	16528	15822,7	18326	16 % от суммы ст.1-5
7. Бюджет затрат НИИ	119828	114714,5	132863,3	Сумма ст. 1- 6

## 7. Социальная ответственность

Магистральные газопроводы своими сетями опоясывают континенты на тысячи километров, а вместе с тем образуют промышленные площадки нефтяной и газовой добычи. Эти сложные инженерные конструкции проектируются, испытываются и строятся в соответствии с жесткими строительными нормами, стандартами и правилами. Для того, чтобы обеспечить надежность и безопасность поставки транспортируемого газа, очень важно сохранять в процессе эксплуатации требуемые показатели и характеристики.

Существует необходимость в проведении специальной технической программы по диагностике, реконструкции и ремонту объектов транспортного газа. Именно поэтому данная исследовательская работа является актуальной, ведь разработка метода анализа территориальных рисков для любого объекта нефтегазового производства является частью концепции безопасной работы объектов ООО «Газпром».

В данном разделе проведен анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследования. Представлен графический материал в виде плана эвакуации из кабинета службы промышленной и пожарной безопасности, а также схема размещения светильников этого помещения. Кроме того, был произведен расчет искусственного освещения, так как при недостаточной освещенности ухудшается производительность труда, устают глаза и повышается риск травматизма.

В данной работе рассматривается кабинет отдела промышленной и пожарной безопасности, находящийся на третьем этаже ООО «Газпром трансгаз Томск» по адресу проспект Фрунзе, 9. В данном кабинете расположено семь ПК с ЖК мониторами; габариты помещения: 6х5х3 м. Стены покрашены матовой краской светло-бежевых тонов, потолки отделаны потолочной плиткой светло-серого цвета. Имеются два оконных проема размером 1,4х1,5 м; общая площадь оконных проемов равна 4,2 м<sup>2</sup>.

## **7.1. Производственная безопасность объекта**

### **7.1.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов**

Работа на персональном компьютере включает в себя воспроизведение зрительной информации на мониторе и восприятие ее пользователем. Создание благоприятных и безопасных условий труда является ключевым моментом, оказывающим влияние на продуктивность деятельности людей, работающих на персональном компьютере [37].

При работе на ПК имеют место такие вредные факторы как, повышение уровня электромагнитного излучения; недостаточная освещенность рабочей зоны; повышение яркости света; повышение контрастности; появление прямой и отраженной блёскости появление зрительного напряжения; шум; нервно-эмоциональные перегрузки; однообразность в трудовом процессе; повышение или понижение уровня положительных и отрицательных аэроионов; повышение или понижение подвижности воздуха; повышение или понижение влажности воздуха [39];

повышение напряженности электрического поля; повышение уровня статического электричества;

Требования труда человека, который работает с ПК, обуславливаются:

- *свойствами основных компонентов рабочего места*

(пространственными параметрами рабочей области и ее компонентов, соответствующих физиологическим данным работников; расстановкой предметов рабочей области относительно работающих, учитывая вид их деятельности);

- *параметрами окружающей среды* (освещением рабочего места, микроклиматом, шумом, специфическими факторами, которые обусловлены особенностями систем воспроизведения информации и т.д.);

- *параметрами согласованной работы человека и персонального компьютера.*

Характерной чертой при работе на ПК является сильное и непрерывное напряжение функции зрительного аппарата, которое обусловлено

необходимостью в распознавании различных объектов в таких условиях, как мелькание изображений, недостаточная освещенность поля экрана, строчная структура экрана, недостаточная контрастность объектов различения и необходимость в регулярной переадаптации зрительного анализатора к разным уровням освещенности монитора, клавиатуры [46].

Такие факторы, как недостаток времени, объемность и плотность информации, особенность работы оператора и ПК (ошибки в программе, ожидание), ответственность за качество информации, ведут к нервно-эмоциональному напряжению.

Скорость работы на компьютере при вводе каких-либо данных зависит от объема и характера задания и времени его выполнения. В процессе операции по вводу информации число мелких движений пальцев и кистей рук за рабочую смену может превышать 60-70 тысяч, что согласно гигиенической классификации труда принадлежит к группе вредных и опасных.

Существует ряд причин, которые ухудшают здоровье пользователей, например, электромагнитные и электростатические поля, шум, отклонения в ионном составе воздуха и нормах микроклимата в рабочей зоне. На самочувствие работающего влияют и эргономические нормы по расположению монитора, ведущие к разной степени контрастности изображения в условиях интенсивной засветки, появлению бликов от фронтальной поверхности экрана и т.п. Важное место имеет и освещенность рабочего места, размеры мебели и помещения, где располагается компьютерное оборудование.

Для инженера опасным производственным фактором на рабочем месте является электрический ток. Согласно классификации помещений по опасности поражения людей электрическим током, отдел промышленной и пожарной безопасности является «помещением без повышенной опасности поражения людей электрическим током», так как характеризуется отсутствием условий, создающих повышенную или особую опасность.

Для того чтобы исключить опасность поражения необходимо соблюдать следующие правила электробезопасности [54]:

- перед включением прибора в сеть должна быть визуально проверена его электропроводка на отсутствие возможных видимых нарушений изоляции, а также на отсутствие замыкания токопроводящих частей на корпус;
- при появлении признаков замыкания необходимо немедленно отключить от электрической сети устройство и устранить неисправность;
- запрещается при включенном устройстве одновременно прикасаться к приборам, имеющим естественное заземление (например, радиаторы отопления, водопроводные краны и др.)
- запрещается эксплуатация оборудования в помещениях с повышенной опасностью;
- запрещается включать и выключать устройство при помощи штепсельной вилки. Штепсельную вилку включать и выключать из розетки можно только при выключенном устройстве [54].

Существуют следующие способы защиты от удара электрическим током в электроустановках:

- организация защитного заземления;
- зануление;
- применение устройств защитного отключения (УЗО);
- предохранительные устройства;

Самый распространенный способ защиты от поражения током при эксплуатации измерительных приборов и устройств – защитное заземление, которое предназначено для превращения «замыкания электричества на корпус» в «замыкание тока на землю» для уменьшения напряжения прикосновения и напряжения шага до безопасных величин (выравнивание потенциала) [54].

### **7.1.2. Электромагнитное излучение**

Инженер при выполнении своих трудовых обязанностей находится в зоне ЭМИ, ведь компьютеры являются основными источниками электромагнитных полей.

Существуют допустимые нормы ЭМП, которые указаны в таблице 27. Они устанавливаются СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Уровень ЭМП измеряется приборами [46].

Таблица 27. Допустимые нормы ЭМП

Наименование параметров		ВДУ ЭМП
Напряженность электрического поля	В диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц	25 В/м
	В диапазоне частот 2 кГц – 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	В диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц	250 нТл
	В диапазоне частот 2 кГц – 400 кГц	25 нТл
Напряженность электростатического поля		15 кВ/м
Электростатический потенциал экрана видеомонитора		500 В

Мероприятиями по снижению воздействия электромагнитных излучений от экрана ЭВМ являются мероприятия по установке экранных фильтров, но так как рабочее место инженера промышленной и пожарной безопасности оборудовано жидкокристаллическим экраном, в котором отсутствуют электрические цепи высокого напряжения, установка экрана является нецелесообразной.

Для данного типа ПЭВМ следует использовать такие мероприятия, как правильная организация рабочего места, при условии, если присутствует несколько компьютеров, их размещение должно быть друг за другом в ряд на расстоянии более 1 метра друг от друга.

В данном кабинете не выявлено нарушений каких-либо параметров, указанных в СанПиН.

### 7.1.3. Микроклимат

Составляющие микроклимата можно считать благоприятными, если они, длительно воздействуя на организм человека, обеспечивают нормальную работу всех его систем и теплового состояния, создавая предпосылки для теплового комфорта и продуктивной работоспособности.

Оптимальные и допустимые значения параметров микроклимата устанавливаются в соответствии с ГОСТ 12.1.005-88, исходя из категории тяжести выполняемой работы, величины избытков явного тепла и периода года.

На условия работы в помещении влияют такие параметры как температура, относительная влажность, скорость движения воздуха. Допустимые нормы микроклимата в рабочей зоне приведены в таблице 28 согласно [40].

Таблица 28. Допустимые нормы микроклимата в рабочей зоне

Сезон года	Категория тяжести выполняемых работ	Температура, С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/сек
		Доп. значение	Доп. значение	Доп. значение
Теплый	Іб	20-28	15-75	0,3
Холодный	Іб	19-24	15-75	0,2

В нашем помещении температура: зимой  $t = 20-22$  °С; летом –  $t = 22-25$  °С. Влажность 55%, скорость движения воздуха – 0.2 м/с. Эти данные соответствуют нормам.

Микроклимат в рабочем помещении поддерживается в холодное время года системой водяного отопления, в теплое – системой кондиционирования.

В целях профилактики неблагоприятного воздействия микроклимата должны быть использованы защитные мероприятия такие как:

– системы местного кондиционирования воздуха, воздушное душирование, компенсация неблагоприятного воздействия одного параметра микроклимата изменением другого, спецодежда и другие средства индивидуальной защиты, помещения для отдыха и обогрева, регламентация времени работы, в частности, перерывы в работе, сокращение рабочего дня, увеличение продолжительности отпуска и уменьшение стажа работы.

#### **7.1.4. Расчет освещения**

Немаловажную роль имеет освещенность рабочего места, т.к. при недостаточной освещенности ухудшается производительность труда. Так же

плохое освещение отрицательно влияет на глаза человека и приводит к травматизму.

Произведем расчет искусственного освещения.

В отделе промышленной и пожарной безопасности ООО «Газпром трансгаз Томск» комбинированное естественное освещение верхнего типа, которое передается через люминесцентные лампы.

Освещение должно быть общим и равномерным, так как выполнялись проектные работы, освещенность в рабочей зоне согласно СНиП 23-05-95 должна быть более 400 лк при расстоянии 80 см от пола. При этом условии местное освещение не требуется [41, 43].

Рассчитаем искусственное освещение методом коэффициента использования светового потока [48, 52]:

$$\Phi = \frac{E \cdot K \cdot S \cdot Z}{N \cdot \eta} \quad (1)$$

где  $\Phi$  – световой поток каждой из ламп (лм);

$E$  – номинальная освещенность (лк);

$K$  – коэффициент запаса (табл. 6) [48, 52];

$N$  – количество ламп в помещении;

$Z$  – коэффициент неравномерности освещения. В нашем случае  $Z = 1,1$  (для люминесцентных ламп);

$S$  – площадь помещения;

$\eta$  – отношение потока, падающего на расчетную поверхность к суммарному потоку всех ламп (определяется из таблицы).

Для определения  $\eta$  необходимо знать индекс помещения  $i$ , значения коэффициентов отражения стен  $r_c$  (краска бежевая), потолка  $r_n$  (плитка подвесного потолка светло-серая):

$$r_c=50\%; r_n=70\%$$

$$i = \frac{S}{h(A+B)} \quad (2)$$

где  $A$  – длина помещения,  $A = 6$  м;



$B$  – ширина помещения,  $B = 5$  м;

$S$  – площадь помещения,  $S = 30$  м<sup>2</sup>;

Высота подвеса ламп рассчитывается по формуле:  $h = H - h_{ce} - h_{pn}$  (3)

где  $H$  – высота помещения;  $h_{pn}$  – высота рабочей поверхности;  $h_{ce}$  – высота свеса ламп;  $h = (3 - 0,1 - 0,8) = 2,1$  (м).

$$i = \frac{30}{2,1 \cdot (6 + 5)} = 1,3$$

Сделаем выбор:

а) систем и способов освещения

Система общего освещения, тип светильников – накладной зеркальный растровый ЛПО. Параметры светильника:  $L_c = 620$  мм – длина светильника, 620 мм – ширина светильника, 85 мм – высота светильника, КПД = 75 %. Светильники будем располагать в два ряда.

б) источников света.

Выбираем наилучшее расстояние между светильниками  $\lambda = 1,4$  из таблицы 4 [48, 52].

$L/h = 1,4$ , где  $h$  – высота подвеса светильника над рабочей поверхностью;

$H = 3$  м;  $h = 2,1$  м.

$L = 2,1 \times 1,4 = 2,94$  м.

$L/2,1 = 1,4$  м.

Светильники будем располагать в два ряда (рис. 15).

Возьмем число светильников равное  $N = 8$ .

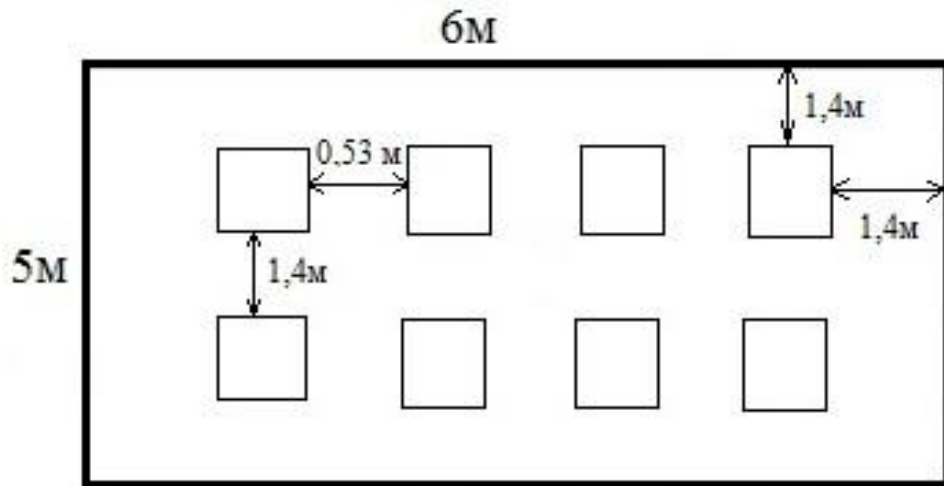


Рисунок 15 – Схема расположения светильников

По рассчитанному  $i$  выберем согласно таблице, приведенной в [48, 52],  $\eta = 55\%$ . Величина номинальной освещенности  $E = 400$  Лк, а количество ламп 32, тогда световой поток в помещении будет:

$$\Phi = \frac{400 \cdot 1,5 \cdot 30 \cdot 1,1}{32 \cdot 0,55} = 1125 \text{ лм}$$

По таблице [48, 52] подбираем близкую по характеристике лампу ЛБ мощностью 20 Вт и световым потоком 1200 лм.

Делаем проверку выполнения условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{л.станд.}} - \Phi_{\text{л.расч.}}}{\Phi_{\text{л.станд.}}} \cdot 100\% \leq +20\% \quad (29)$$

Получаем

$$\begin{aligned} -10\% &\leq \frac{1200 - 1125}{1200} \cdot 100\% \leq +20\% \\ &-10\% \leq 6,25 \leq +20\% \end{aligned}$$

Определяем электрическую мощность осветительной установки:

$$P = 32 \cdot 20 = 640 \text{ Вт}$$

### 7.1.5. Производственный шум

Одним из наиболее распространенных факторов производства является шум. Он создается работающим оборудованием, преобразователями напряжения, работающими осветительными приборами дневного света, а также проникает извне. Кроме того, шум считается одним из самых распространенных

факторов внешней среды, которые неблагоприятно воздействуют на организм человека. Его действия различны и могут затруднять разборчивость речи, вызывать снижение работоспособности, повышать утомляемость, ухудшать как органы слуха, так и всю систему организма человека посредством воздействия на центральную нервную систему [49].

Люди, работающие при постоянных шумовых эффектах, жалуются на головную боль, быструю утомляемость, бессонницу и сонливость, ослабляется внимание, ухудшается память [53].

Нормативным документом, регламентирующим уровни шума для различных рабочих мест, является ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

Шум на рабочих местах создается внутренними источниками – вентиляторы в ЭВМ, и внешними источниками – шум с улицы.

Согласно паспорта ЭВМ уровень ее шумов не превышает 42 дБ, а нормы для творческой работы с использованием ЭВМ – 50 дБА. Поэтому никаких мер защиты от шума в нашем помещении не требуется и не предусмотрено.

## **7.2. Экологическая безопасность**

При использовании персональных компьютеров требуют решения такие важные вопросы, как переработка отходов (платы, микросхемы с содержанием цветных металлов). При переработке устаревших компьютеров происходит их разборка на шесть составляющих компонентов: металлы, пластмассы, штекеры, провода, батареи, стекло. Для повторной эксплуатации нельзя использовать ни одну из отработанных деталей, так как нет гарантии ее надежности, но в форме вторичного сырья они используются при изготовлении новых компьютеров или каких-либо других устройств. Так же компоненты ПК содержат драгоценные металлы, которые извлекаются при вторичной переработке. Переработку компонентов с целью утилизации драг металлов регламентирует «Методика проведения работ по комплексной утилизации вторичных драгоценных металлов из отработанных средств вычислительной техники» [56].

Люминесцентные лампы, содержат ртуть и поэтому должны утилизироваться на специальных полигонах токсичных отходов [41].

При эксплуатации ЭВМ расходуются такие ресурсы, как электроэнергия (обеспечение питания компьютера), бумага, используемая для принтера при выводе информации, картриджи. Для того, чтобы добиться наиболее рациональных затрат электроэнергии не следует оставлять включенным персональный компьютер и оргтехнику, когда они не эксплуатируются в настоящее время, печать осуществлять с двух сторон, при этом затраты на бумагу вряд ли удастся сократить хотя бы вдвое, но экономия будет ощутимой. Проблему с утилизацией бумаги может решить вторичная переработка отходов.

### **7.3. Безопасность в ЧС**

Наиболее типичной чрезвычайной ситуацией для отдела промышленной и пожарной безопасности будет возгорание электрического оборудования, в следствии короткого замыкания, из-за ошибки оператора и нарушения целостности электрических проводов.

Пожаром называется неконтролируемое горение вне специально отведенного очага, приносящее материальный ущерб. В соответствии с положениями ГОСТа 12.1.033-81 термин пожарная безопасность обозначает такое состояние объекта, при котором с определенной вероятностью исключается вероятность возникновения и развития неконтролируемого пламени и воздействия на людей опасных критериев пожара, и обеспечение сохранности материальных ценностей [50].

Пожарная безопасность объектов народного хозяйства, в том числе электрических установок, регламентируется ГОСТом 12.1.004-91 «Общие требования», а также строительными нормами и правилами, межотраслевыми типовыми правилами пожарной безопасности на отдельных объектах [51].

Здание, в котором находится кабинет, воздвигнуто из устойчивого к воздействию пожара материала, а именно кирпича, и относится к зданиям второй степени огнестойкости.

*Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ*

В соответствии с ФЗ РФ № 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22 июля 2008 г. по оценке пожарной опасности производства кабинет относится к категории В, так как в кабинете отсутствуют легко воспламеняемые материалы и имеются только твердые горючие вещества.

В качестве возможных причин пожаров можно указать следующие:

- наличие в кабинете горючей пыли (некоторые осевшие пыли способны к самовозгоранию);
- различные короткие замыкания;
- опасна перегрузка сетей, ведущая к сильному нагреву токоведущих частей и загоранию изоляции;
- нередко пожары происходят при пуске оборудования после ремонта [45].

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

Мероприятия, необходимые для предупреждения пожаров:

- проведение противопожарного инструктажа;
- соблюдение норм, правил при установке оборудования, освещения, направленных на предупреждение возникновения пожара;
- эксплуатация оборудования в соответствии с техническим паспортом;
- рациональное размещение оборудования;
- своевременный профилактический осмотр, ремонт и испытание оборудования;
- запрещение курения в неустановленном месте [44].

Для тушения пожаров применяют воздушно-механическую пену, углекислый газ и галогидрированные углеводороды

На этаже имеются порошковые огнетушители ОП-4 и углекислотные огнетушители ОУ-5.

На случай возникновения пожара в отделе должны быть в наличии первичные средства тушения пожара. Так как основная опасность - неисправность электропроводки, то при пожаре необходимо немедленно обесточить электросеть в помещении. Главный рубильник должен находиться в легкодоступном месте. До момента выключения рубильника, очаг пожара можно тушить сухим песком или углекислотными огнетушителями. Одновременно с этим необходимо сбить пламя, охватившее горючие предметы, расположенные вблизи проводников.

Водой и химическими пенными огнетушителями горящую электропроводку следует тушить только тогда, когда она будет обесточена.

При возникновении пожара обязанности по его устранению должны быть четко распределены между работниками отдела (ГОСТ 12.004-91. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования). При необходимости немедленно покинуть кабинет, используя рекомендации плана эвакуации (рис. 16).

## ПЛАН ЭВАКУАЦИИ ПРИ ПОЖАРЕ И ДРУГИХ ЧС

из помещений администрации ООО "Газпром трансгаз Томск"  
г. Томск, пр. Фрунзе, 9 - 3 этаж (Блок-Б)

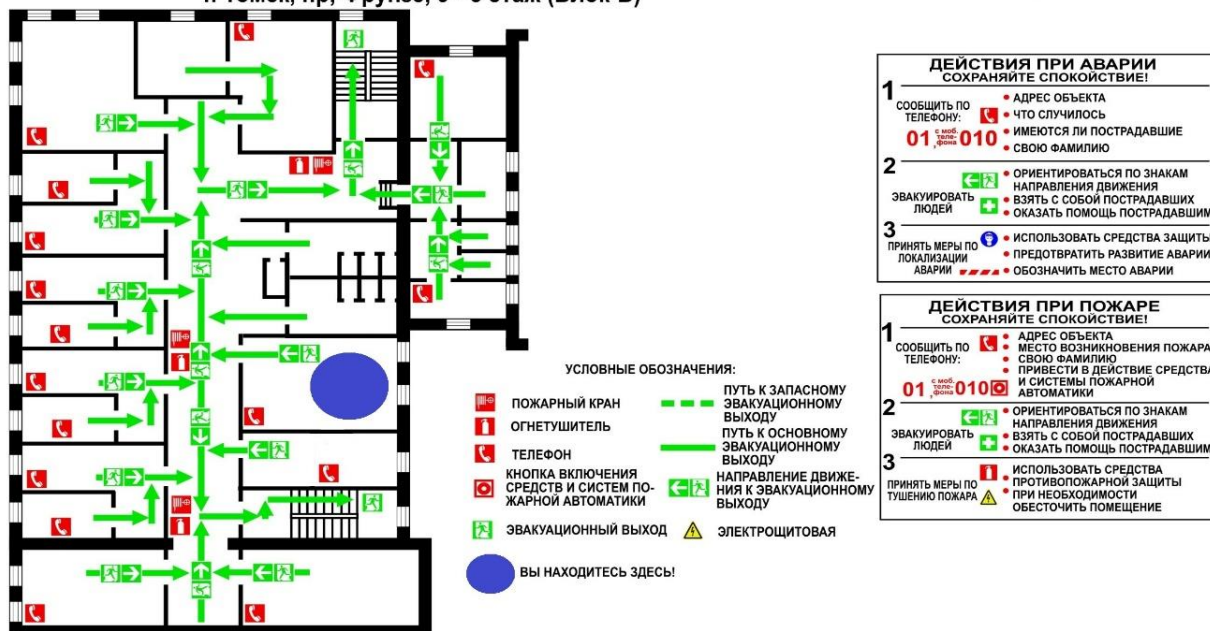


Рисунок 16 – План эвакуации при пожаре и других ЧС из кабинета отдела промышленной и пожарной безопасности

Также могут представлять случаи обнаружения самодельных взрывных устройств, а также захват заложников.

В случае возникновения террористического акта возможны следующие последствия: срабатывания самодельных взрывных устройств могут вызвать повреждения строительных конструкций антенно-мачтового сооружения (АМС), разрушение остекления и кровли зданий, повреждение оборудования и имущества что может привести к нарушению деятельности организации, к крупному материальному ущербу, а также привести к большим человечески жертвам. При захвате заложников максимально возможное количество людей экстренно эвакуируется в безопасное место. Принимаются меры по минимизации последствий террористического акта [38].

При угрозе совершения террористического акта:

С получением информации об угрозе террористического акта (обнаружении подозрительного предмета, похожего на взрывное устройство, угрозы по телефону или в письменном виде) необходимо немедленно доложить в правоохранительные органы и службы спасения.

С момента получения данной информации, в целях исключения паники:

- организовать получение предельно-четкой информации об обстановке и предпринимаемых действиях;
- руководству обеспечить нахождение сотрудников и посетителей на безопасном расстоянии от подозрительных предметов, похожих на взрывное устройство;
- при необходимости организовать эвакуацию сотрудников и посетителей с территории объекта.

#### **7.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Режим рабочей деятельности инженера отдела промышленной и пожарной безопасности и всех связанных с ней нюансов регулируется Федеральным Законом №197 Трудового кодекса РФ от 30.12.2001 г. (ред. от 05.02.2018г.).

Данный акт регламентирует практически все стороны трудовых отношений относительно режима работы:

Рабочее время, долготу трудового дня, особенности ненормированной и сверхурочной работы определяет раздел 4, гл.15 «Общие положения».

Режим работы и возможность применения различных графиков деятельности устанавливает раздел 4, гл.16 «Режим рабочего времени».

Само понятие отдыха и его виды регламентирует раздел 5, гл.17 «Общие положения».

Раздел 5, гл.18 «Перерывы в работе. Выходные и нерабочие праздничные дни» определяет наличие положенных перерывов на питание и обязательный отдых, а также устанавливает длительность непрерывного отдыха и регулирует работу по выходным и праздничным дням [55].

Необходимость ежегодных отпусков и их продолжительность устанавливает раздел 5, гл.19 «Отпуска». А также данный раздел регламентирует особенности дополнительного отдыха, контролирует порядок и очередность предоставления отпусков, и предусматривает возможность денежной компенсации за отдых.

Инженер промышленной и пожарной безопасности согласно внутреннему трудовому распорядку работает пятидневную трудовую неделю с предоставлением двух дней отдыха. Продолжительность трудового дня составляет 8 часов. Согласно графику питания, перерыв на обед составляет 1 час.

Работник обязан соблюдать все требования по охране труда, пожарной безопасности и производственной санитарии, а также соблюдать конфиденциальность, не разглашать информацию и сведения, являющиеся коммерческой тайной Общества.

В соответствии ст. 212 Трудового кодекса РФ, для динамического наблюдения за состоянием здоровья инженера отдела промышленной и пожарной безопасности и своевременным выявлением начальных форм профессиональных заболеваний, ежегодно организуются периодические медосмотры и психиатрические освидетельствования.

Оплата времени, затраченного на прохождение периодического медицинского осмотра и психиатрического освидетельствования, а также



рекомендованного медицинской комиссией внеочередного медосмотра (обследования), осуществляется в соответствии со ст. 212 Трудового кодекса Российской Федерации в размере среднего заработка работника.

Инженер имеет право на все условия безопасной работы на рабочем месте.

Помещение должно быть обеспечено естественным и искусственным освещением. Использование персональных компьютеров в помещении, где отсутствует естественное освещение, разрешается только при соответствующих обоснованиях и наличии положительных санитарно-эпидемиологических заключений, выданных в установленном порядке. В отделе промышленной и пожарной безопасности комбинированное естественное освещение верхнего типа, которое передается через люминесцентные лампы [43].

Искусственное освещение в помещении для работы с ПК осуществляется приемом равномерного освещения. Люминесцентные лампы с рассеивателем и экранирующей решеткой отлично подходят в качестве искусственного источника света. Использование светильника без рассеивателя и экранирующей решетки запрещается. Светильники точечного освещения могут оснащаться лампами накаливания и галогенными. Для того чтобы освещенность в помещении с ПК соответствовала норме, необходимо производить очистку стекол, оконных рам и источников света чаще двух раз в год и не забывать менять перегоревшие лампы [41].

Необходимо оборудовать оконные проемы занавесками, внешними козырьками, жалюзи и т.д.

Рабочее место инженера промышленной и пожарной безопасности оборудовано жидкокристаллическим экраном, в котором отсутствуют электрические цепи высокого напряжения. Так как на рабочем месте стоит ПК на базе жидкокристаллического экрана, то площадь рабочей зоны должна равняться не менее 4,5 м<sup>2</sup>. Также для данного типа ПЭВМ следует использовать такие мероприятия, как правильная организация рабочего места, при условии, если присутствует несколько компьютеров, их размещение должно быть друг за другом в ряд на расстоянии более 1 метра друг от друга.

Кабинеты, имеющие рабочие места с персональными компьютерами, оборудуются защитным заземлением. Кроме того, в них обязательно проводится регулярная влажная уборка и производится проветривание по прошествии каждого часа работы на ЭВМ [38].

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

*В отделе пожарной и промышленной безопасности выполняются все указанные выше требования.*

При достижении эффективной работоспособности и сохранении здоровья в течение рабочего дня устанавливаются регламентированные перерывы.

Длительность работы на персональном компьютере без перерыва должна быть не более 1 часа. В работе, требующей непрерывного контакта с ПК, напряженности внимания при отсутствии возможности перехода на какие-либо другие виды деятельности, где не требуется взаимодействие с ПК, необходимо организовывать перерывы на 10-15 минут каждые 40-50 минут работы. В качестве снижения утомления зрительного аппарата и минимизации нервно-эмоционального напряжения рекомендуется выполнять комплекс упражнений.

После проведения анализа на соответствие безопасности рабочего места инженера отдела промышленной и пожарной безопасности ООО «Газпром трансгаз Томск», можно с уверенностью утверждать, что в данном кабинете соблюдаются все требования нормативных документов. Нарушений на рабочем месте не выявлено, угрозы для жизни и здоровья людей не наблюдается. Это доказывает, что данное рабочее место является безопасным. А рабочая обстановка создает благоприятные условия для трудовой деятельности.

## Заключение

В ходе выполнения работы были выполнены следующие задачи.

- Изучены технологические режимы функционирования участков добычи нефти и газа, и их транспортировки.
- Проведен анализ методологии оценки территориального риска на промышленных участках.
- Изучены исследования, направленные на разработку методики определения времени индукции самовозгорания веществ и материалов на основании предварительных экспериментальных исследований.
- Произведено экспериментальное определение недостающих физико-химических данных нефти.
- Получена прогнозно-экстраполяционная зависимость  $T = 931,61 \cdot \tau^{-0,232}$ , позволяющая определить время индукции до появления горения при определенной температуре.
- Предложена матрица «Критерий оценки – Частота возникновения зажигания в год».

В результате проведенного исследования, предложена пошаговая структурно-методологическая схема проведения анализа территориальных рисков на объектах нефтегазовой отрасли, отражающая методологию проведения оценки территориального риска с учетом расчета времени индукции зажигания проливов нефтей и нефтепродуктов. Полученный алгоритм позволяет проводить анализ территориального риска для любого опасно-производственного объекта в нефтегазовой отрасли.

## Список публикаций

1. А.М. Кокушева, А.И. Сечин. Определение количества пострадавших в селитебной зоне в случае мгновенного разрушения магистрального газопровода // сборник трудов Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов «Экология и безопасность в техносфере: современные проблемы и пути решения»/ Юргинский технологический институт. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2017. - 736 с.
2. А.М. Кокушева. Психологические особенности защитно-совладающего поведения сотрудников государственного пожарного надзора и пожарных частей ГПС МЧС России // Неразрушающий контроль: сборник трудов VI Всероссийской научно-практической конференции «Неразрушающий контроль: электронное приборостроение, технологии, безопасность». В 3 т. Т. 3 / Томский политехнический университет. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. С. 436.
3. А. М. Кокушева. Стратегии адаптации специалистов экстремального профиля // Неразрушающий контроль: сборник трудов VI Всероссийской научно-практической конференции «Неразрушающий контроль: электронное приборостроение, технологии, безопасность». В 3 т. Т. 3 / Томский политехнический университет. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. С. 436.
4. А.М. Кокушева. Психологические особенности защитно-совладающего поведения сотрудников государственного пожарного надзора и пожарных частей ГПС МЧС России // Неразрушающий контроль: электронное приборостроение, технологии, безопасность: сборник трудов V Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных, Томск, 25–29 мая 2015 г.: в 2 т. Томск: Изд-во ТПУ, 2015. Т. 2. С. 235–243.
5. А.М. Кокушева, А.А. Потехина. Термическая стабильность эпоксидной смолы модифицированной высокодисперсными порошками диоксида титана // Неразрушающий контроль: сборник трудов IV Всероссийской

научно-практической конференции «Неразрушающий контроль: электронное приборостроение, технологии, безопасность». В 2 т. Т. 2 / Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 281 с.

6. А.М. Кокушева, И.В. Муравьев, А.А. Потехина. Методы удаления биогенных веществ из сточных вод // Незрушающий контроль: сборник трудов III Всероссийской Н54 научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных «Незрушающий контроль: электронное приборостроение, технологии, безопасность» (27–31 мая 2013 г.). В 2 т. Т. 2 / Томский политехнический университет. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. 242 с.

## Список литературы

1. Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 07.03.2017) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
2. СНиП 2.05.06—85\*. Магистральные трубопроводы. — М.: Госстрой, 1998.
3. Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 N 123-ФЗ
4. Теория риска в оценке безопасности [Электронный ресурс] / Студопедия; — Электрон. дан. URL: [http://studopedia.ru/11\\_39899\\_gazoregulyatornie-punkti-grp-i-ustanovki-gru.html](http://studopedia.ru/11_39899_gazoregulyatornie-punkti-grp-i-ustanovki-gru.html), свободный, – Яз. рус. Дата обращения 12.04.2017
5. Оценка риска воздействия загрязнения атмосферы в исследуемом регионе. Швыряев А.А., Меньшиков В.В.: Учебное пособие для вузов. – М.: Изд-во МГУ, 2004. – 124с.
6. Техногенные системы, их взаимодействие с окружающей средой [Электронный ресурс] / – Потенциальный (территориальный) и социальные риски; – Электрон. дан. URL: <http://3ys.ru/tekhnogennye-sistemy-ikh-vzaimodejstvie-s-okruzhayushchej-sredoj/potentsialnyj-territorialnyj-i-sotsialnyj-riski.html>, свободный, – Яз. рус. Дата обращения 23.04.2017
7. Марин С.Ю. [Электронный ресурс] / Электронный учебно-методический комплекс по дисциплине «Надежность технических систем и техногенный риск». Электрон. дан. URL: [http://moodle.kubstu.ru/kubstu/ntsitr/konsp/%CB%E5%EA%F6%E8%FF%2011%20\(3%D0\).pdf](http://moodle.kubstu.ru/kubstu/ntsitr/konsp/%CB%E5%EA%F6%E8%FF%2011%20(3%D0).pdf), свободный, – Яз. рус. Дата обращения: 02.05.2017 г.
8. Анализ аварий и несчастных случаев на трубопроводном транспорте России: учеб. пособие для вузов/ Под ред. Б.Е. Прусенко, В.Ф. Мартынюка. - М.: Анализ опасностей, 2003. - 351 с.
9. Андриянова М.А. Управление риском эксплуатации потенциально опасных объектов. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Тулу, ТулГУ, 1999.

10. Арсеньев Ю.Н., Бушинский В.И., Фатуев В.А. Принципы техногенной безопасности производств и построения систем управления риском. ТулГУ, Тула, 1994. - 111 с.
11. Бушинский В.И., Охинько В.А., Смолин С.А., Кузьмина Н.В. Исследование влияния управления персоналом на безопасность жизнедеятельности человека. Монография. Воронеж, 1999. - 310 с.
12. Гражданкин А.И., Дегтярев Д.В., Лисанов М.В., Печеркин А.С. Основные показатели риска аварии в терминах теории вероятностей // Безопасность труда в промышленности. - 2002. - №7. - с.35-39
13. Захаров В. Интеллектуальные технологии в современных системах управления // Проблемы теории и практики управления. - 2005. - №4. - с.2-10
14. Ращепкин К.Е. Обнаружение утечек нефти и нефтепродуктов в трубопроводах. - М.: «Недра», 1989.
15. Бондаренко П.М. Новые методы и средства контроля состояния подземных труб. -М.: Машиностроение, 1991.
16. Дятлов В.А. Обслуживание и эксплуатация линейной части промысловых трубопроводов. - М.: «Недра», 1984.
17. Гумеров А.Г. Надёжность, техническое обслуживание и ремонт промысловых нефтепроводов. - Уфа: НИИ Нефти и газа, 1996.
18. Сравнение результатов моделирования аварийных выбросов опасных веществ с фактами аварий / С.И. Сумской, К.В. Ефремов, М.В. Лисанов, А.С. Софьин // Безопасность труда в промышленности. — 2008. — № 10. — С. 42–50.
19. Книга нефти – нефтегазовый портал [Электронный ресурс] / книга нефти: нефтегазовая отрасль в России; – Электрон. дан. URL: <http://kniganefiti.ru/> свободный, – Яз. рус. Дата обращения: 01.04.2018 г.;
20. Погодный сервис World Weather [Электронный ресурс] / Архив погоды в Томске; – Электрон. дан. URL: <https://world-weather.ru/archive/russia/tomsk/>, свободный, – Яз. рус. Дата обращения: 22.04.2018 г.;

21. Современные решения задач безопасности в квалификационных инженерных работах: учебное пособие / В.М. Дмитриев, В.Ф. Егоров, В.Н. Макарова, Е.А. Сергеева, Л.А. Харкевич. – Тамбов: Изд-во Тамб. гос. техн. ун-та, 2010. – 140 с.;

22. Федеральное агентство по образованию / Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова / Теория горения и взрыва / А.Н. Лопанов, Ю.В. Хомченко. – Б.: 2010. – 43 с.;

23. Антипьев В.Н., Денисов О.Г., Тарасенко В.А. Анализ риска аварий и чрезвычайных ситуаций на нефтегазодобывающих предприятиях - один из рычагов снижения аварийности // Безопасность труда в промышленности. – 2004 - №4. - С. 20-227;

24. НТД. Требования к ведению государственного реестра опасных производственных объектов в части присвоения наименований опасным производственным объектам для целей регистрации в государственном реестре опасных производственных объектов (изм. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 7 апреля 2011 года N 168);

25. ПБ 09-566—03. Правила безопасности для складов сжиженных углеводородных газов и легковоспламеняющихся жидкостей под давлением. — Сер. 9. — Вып. 18. — М.: ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2003. — 76 с.

26. ПБ 09-540—03. Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств. — Сер. 9. — Вып. 11. — М.: ГУП «НТЦ «Промышленная безопасность», 2003. — 112 с.

27. Анализ риска аварий на магистральном трубопроводе, транспортирующем широкую фракцию легких углеводородов / С.И. Сумской, А.В. Пчельников, Е.Л. Шанина и др.// Безопасность труда в промышленности. — 2007. — № 2. — С. 48–52.



28. Анализ риска магистральных нефтепроводов при обосновании проектных решений, компенсирующих отступления от действующих требований безопасности / М.В. Лисанов, С.И. Сумской, А.В. Савина и др. // Безопасность труда в промышленности. — 2010. — № 3. — С. 58–66.

29. Анализ российских и зарубежных данных по аварийности на объектах трубопроводного транспорта/ М.В. Лисанов, А.В. Савина, Д.В. Дегтярев, Е.А. Самусева // Безопасность труда в промышленности. — 2010. — № 7. — С. 16–22.

30. Бесчастнов М.В. Оценка опасности перегретых жидкостей в трубопроводных системах большой протяженности // Безопасность труда в промышленности. — 1990. — № 12. — С. 19–24.

31. СТО Газпром 2-2.3-351—2009. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром».

32. В.А. Пантелеев // Безопасность труда в промышленности. — 2011. — № 2. — С. 56–60.

33. РД-13.020.00-КТН-148—11. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах

34. РД 03-418-01 Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов – М.: Государственное унитарное предприятие "Научно-технический центр по безопасности в промышленности Ростехнадзора России", 2001. – 60 с. 89;

35. Сечин А. И. Определение времени индукции самовозгорания вещества по прогнозно-экстраполяционной зависимости на основе показателей пожаровзрывоопасности / А. И. Сечин, О. С. Кырмакова, С. И. Осипенко // Информационные технологии неразрушающего контроля: сб. науч. тр. Российской школы конф. с межд. участием, Томск, 27-30 октября 2015 г. — Томск: Изд-во ТПУ, 2015. — [С. 195-200].;

36. ГОСТ 12.1.044-89. Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения. – Введ.1991-01-01. – М.: Изд-во стандартов, 2006. – 45 с.;
37. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования. – Введ.1992-07-01. – М.: Изд-во стандартов, 2006. – 28 с.;
38. ГОСТ 12.1.010-76. Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования. – Введ.1978-01-01. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 36 с.;
39. Охрана труда / Под ред. Князевского Б.А. – М.: Высш. шк., 1982. – 320 с. 26. Кнорринг Г.М. Осветительные установки. – Л.: Энергия, 1981. – 412 с. 27.;
40. Белов СВ. и др. Безопасность жизнедеятельности. – М.: Изд. МГТУ, 1993. – 450с. 28.;
41. Справочная книга для проектирования электрического освещения / Под ред. Г.М. Кнорринга. – СПб.: Энергоатомиздат, 1992. – 448 с.;
42. Долин П.А. Справочник по технике безопасности. – М.: Энергия, 1981. – 590с. 29.;
43. Справочная книга для проектирования электрического освещения / Под ред. Г.М. Кнорринга. – СПб.: Энергоатомиздат, 1992. – 448 с.;
44. О пожарной безопасности: [Электронный ресурс]: федеральный закон от 21.12.1994 г. № 69-ФЗ // Доступ из справочно-правовой системы «КонсультантПлюс».;
45. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности [Электронный ресурс]: Федеральный закон от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ (ред. от 03.07.2016 // Доступ из справочно-правовой системы «КонсультантПлюс».;
46. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы, дата введ. 2003-30-06.;

47. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны, дата введ. 1989-01-01. – 2008 г.;
48. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение, дата введ. 1996-01-01;
49. ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности, дата введ. 2015-11-01;
50. ГОСТ 12.1.033-81. ССБТ. Пожарная безопасность. Термины и определения, дата введ. 1982-07-01;
51. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования, дата введ. 1992-07-01;
52. СанПин 2.2.1/2.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий», дата введ. 2003-06-15;
53. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки», дата введ. 1996-10-31;
54. ГОСТ 12.1.038-82 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов», дата введ. 1983-07-01;
55. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001) (ред. от 05.02.2018г.)// СПС Консультант;
56. Методика проведения работ по комплексной утилизации вторичных драгоценных металлов из отработанных средств вычислительной техники Приказ Гостелекома России от 19.10.99 N6/h;
57. World ocean review. Mit den Meeren leben. «Rohstoffe aus dem Meer – Chancen und Risiken». – Pickhuben 2, Hamburg: maribus gGmbH, 2014. – 168.
58. Siegle, V.; Spliethoff, H.; Hein, K.R.G.: Aufbereitung und Mitverbrennung von Getreideganzpflanzen mit Steinkohle in einer Staubfeuerung. In: Energetische und stoffliche Nutzung von Abfällen und nachwachsenden Rohstoffen –

Tagung am 22.- 24.4.1996 in Velen. Deutsche wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle e.V.; DGMK (Hrsg.), 1996, S. 425-432.

59. Fischer, F.; Tropsch, H.: Die Erdölsynthese bei gewöhnlichem Druck aus den Vergasungsprodukten der Kohlen, *Brennstoff-Chemie*, 7/7, 1926, S. 97-116.

60. Stucki, S.; Biollaz, S.; Schildhauer, T.; Seemann, M.; Kopyscinsky, J.: Produktion von synthetischem Erdgas durch katalytische Methanisierung von Holz, ZEA-Symposium „Biomassepolygeneration – die Zukunft?“, Freising, 2006.

61. Hofmann, F.; Plättner, A.; Lulies, S.; Scholwin, F.: Evaluierung der Möglichkeiten zur Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz; Hrsg.: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.; Gülzow, 2005.

62. Urban, W.; Girod, K.; Lohmann, H.: Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz; Ergebnisse der Markterhebung 2007/2008; Hrsg.: Fraunhofer Institut Umsicht; Oberhausen, 2008.

63. Kneissl, Karin: Der Energiepoker: Wie Erdöl und Erdgas die Weltwirtschaft beeinflussen. Edition: 2. München, 2008. S. 109.

64. Brownfield, M.E., R.R. Charpentier, T.A. Cook, D.L. Gautier, D.K. Higley, M.A. Kirschbaum, T.R. Klett, J.K. Pitman, R.M. Pollastro, C.J. Schenk, M.E. Tennyson, C.J. Wandrey & K.J. Whidden, 2012. An estimate of undiscovered conventional oil and gas resources of the world. U.S. Geological Survey Fact Sheet, 3028.

65. Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, 2012. Öl im Meer – Risiken, Vorsorge und Bekämpfung, Tagungsband 2010. Berichte des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie, 48.

66. Clauss, G.F., J.Y. Lee & S. Kosleck, 2004. Offshore-Förderplattformen: Entwicklungen für die Tiefsee. 99. Hauptversammlung der Schiffbautechnischen Gesellschaft Hamburg.

67. Angerer, G., L. Erdmann, F. Marscheider-Weidemann, M. Scharp, A. Lüllmann, V. Handke & M. Marwede, 2009. Rohstoffe für Zukunftstechnologien – Einfluss des branchenspezifischen Rohstoffbedarfs in rohstoffintensiven

Zukunftstechnologien auf die zukünftige Rohstoffnachfrage. Fraunhofer-Institut für Systemund Innovationsforschung ISI, ISI-Schriftenreihe „Innovationspotenziale“.

68. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe & Deutsche Rohstoffagentur, 2012. Außenwirtschaftliche Maßnahmen der BRIC-Staaten zur Rohstoffversorgung am Beispiel von Kupfer. DERA Rohstoffinformationen, 12.

**Раздел магистерской диссертации,  
выполненный на иностранном языке**

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1ЕМ61	Кокушева Айару Михайловна		

Консультант ОКД ИШНКБ ТПУ:

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

Консультант – лингвист ОИЯ ИШПР ТПУ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Щеголихина Юлия Викторовна	к.ф.н.		

## **1. Öl und Gas aus dem Meer**

Erdgas und Erdöl werden schon seit mehr als 100 Jahren aus dem Meer gewonnen. Rund ein Drittel der weltweiten Erdgas- und Erdölmengen wird im Meer gewonnen. Dieser Anteil wird sich in den kommenden Jahrzehnten noch erhöhen, denn die ozeanischen Lagerstätten bergen noch enorme Vorräte. Allerdings müssen die Konzerne in immer größere Meerestiefen vordringen, weil viele Gas- und Ölfelder im Flachwasser bereits weitgehend ausgebeutet sind [57].

### **1.1. Rohstoffe aus dem Meer seit mehr als 100 Jahren**

Erdgas und Erdöl werden schon lange aus dem Meer gefördert. Bereits Ende des 19. Jahrhunderts errichtete man in den Vereinigten Staaten von Amerika erste Ölbohrtürme vor der Küste. Als ein Pionier gilt der Industrielle Henry L. Williams, der in den 1890er Jahren Öl aus dem Summerland-Feld bei Santa Barbara in Kalifornien förderte. Die ersten Fördertürme ließ er noch an Land bauen, 1896 wagte er schließlich den Schritt ins Wasser. Er ließ eine 100 Meter lange Pier errichten und trieb von dort eine Bohrung in den Meeresboden. Nachahmer ließen nicht lange auf sich warten. Innerhalb von 5 Jahren entstanden in der Umgebung 14 weitere Piers mit 400 Förderbohrungen.

Für die Pioniere der Ölförderung war es unvorstellbar, Bohrtürme weit draußen auf dem Meer zu errichten. Ihre Anlagen standen in wenige Meter tiefem Wasser und waren über die Piers mit dem Land verbunden. Heute ist das anders. Die Gas- und Ölförderung auf hoher See ist ein Alltagsgeschäft. Weltweit gibt es aktuell etwa 900 große Plattformen, auf denen Öl und Gas gefördert wird. Im Laufe der Zeit sind die Ingenieure in immer größere Meerestiefen vorgestoßen, weil mit dem steigenden Ölpreis die kostspielige Gas- und Ölgewinnung in der Tiefe rentabel geworden ist.

Auch die Weiterentwicklung der Bohr- und Fördertechnik trägt dazu bei, dass aus immer größeren Wassertiefen gefördert werden kann. Den Tiefenrekord in der Ölförderung hält derzeit ein internationaler Ölkonzern mit einer Bohrinself im Tobago-Feld im Golf von Mexiko mit 2934 Meter Wassertiefe. In der Gasförderung liegt der Tiefenrekord derzeit bei rund 2700 Metern. Die Gasplattform befindet sich ebenfalls im Golf von Mexiko im Cheyenne-Gasfeld [58].

## **1.2. Immer mehr Energie für Autos, Heizung und Strom**

Der Energiehunger der Menschheit ist enorm groß. So belief sich der Primärenergieverbrauch im Jahr 2011 auf 12 274 Millionen Tonnen Öleinheiten. Das entspricht dem 40-Fachen des jährlichen Energieverbrauchs von Deutschland. Die Öleinheit ist ein Maß, das verwendet wird, um den Verbrauch der verschiedenen Energierohstoffe miteinander vergleichen zu können. 1 Tonne Öleinheit entspricht dabei dem Energiegehalt 1 Tonne Rohöl.

Zwar ist der Energieverbrauch in Europa in den vergangenen Jahren durch den Einsatz moderner Maschinen und effizienter Elektromotoren, durch Energiesparmaßnahmen und eine bessere Dämmung von Gebäuden zurückgegangen. Weltweit betrachtet aber nimmt der Energieverbrauch zu. Seit Anfang der 1970er Jahre hat er sich verdoppelt. Bis zum Jahr 2035 wird er sich nach Angaben der Internationalen Energieagentur (International Energy Agency, IEA) nochmals um mehr als ein Drittel erhöht haben [59].

Generell sind die Ursachen für den wachsenden Energiehunger insbesondere das Bevölkerungswachstum in Asien sowie die fortschreitende Industrialisierung in den Schwellenländern. Dabei entfallen ungefähr 60 Prozent dieses Zuwachses allein auf China, Indien und den Nahen Osten.

Heute wird die meiste Energie aus der Verbrennung der fossilen Energieträger Erdgas, Erdöl oder Kohle gewonnen. Die Ölpioniere hätten sich vermutlich nie träumen lassen, wie viel die Menschheit einmal verbrennen oder auch industriell nutzen würde. Unsere moderne Welt ist fast gänzlich von fossilen Rohstoffen abhängig. Wir benötigen sie zum Heizen, für die Stromproduktion und natürlich als Treibstoff für Kraftfahrzeuge, Bahnen, Flugzeuge und Schiffe. So sind heute weltweit mehr als 1 Milliarde Autos, Busse und Lastwagen in Betrieb, die große Mengen Benzin oder Diesel verbrennen [59].

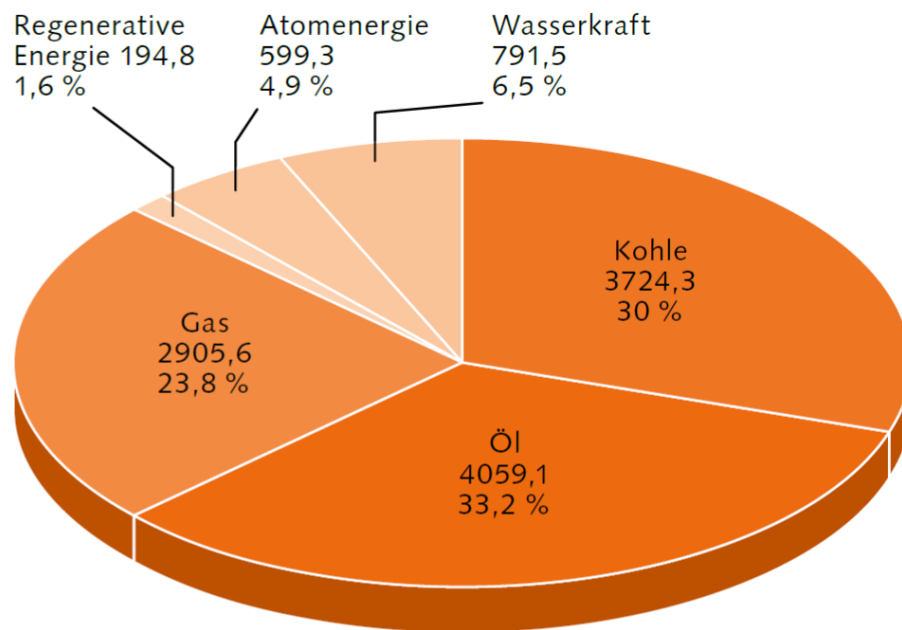
## **1.3. Öl hält die Welt in Gang**

Der wichtigste fossile Brennstoff ist heute Erdöl, gefolgt von Kohle und Erdgas. Erdöl hatte im Jahr 2011 einen Anteil von rund 33 Prozent am weltweiten Primärenergieverbrauch. Der Anteil der Kohle betrug rund 30 und der von Erdgas rund



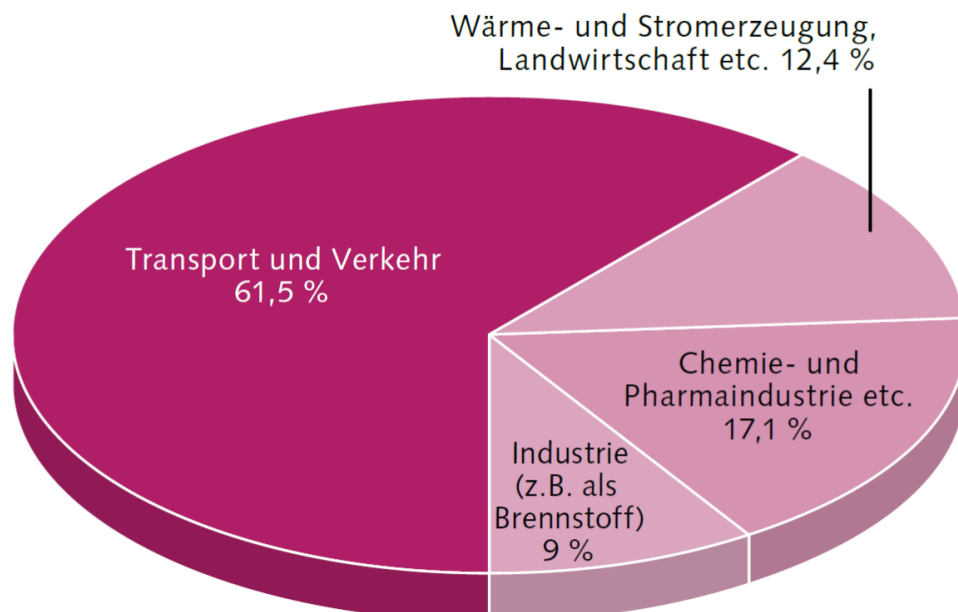
24 Prozent. Die restlichen Anteile entfallen auf Atomenergie, Wasserkraft und andere erneuerbare Energien wie zum Beispiel Solar- und Windenergie. Im Jahr 2011 wurden weltweit rund 4 Milliarden Tonnen Öl gefördert. Davon wurden allein 61,5 Prozent im Bereich Transport und Verkehr verbraucht. Öl ist aber nicht nur Brennstoff, sondern auch ein wichtiger Grundstoff für die Pharma- und Chemieindustrie, beispielsweise für die Kunststoffproduktion. Autolacke, Frischhaltedosen oder TV-Geräte, in allen stecken Substanzen, die aus Öl gewonnen werden [60].

Öl und Kohle sind weltweit die wichtigsten fossilen Brennstoffe. Die Abbildung zeigt den nach Energiequellen aufgeteilten globalen Primärenergieverbrauch im Jahr 2011 und die jeweiligen prozentualen Anteile. Für das Öl ist der Primärenergieverbrauch in Millionen Tonnen Öl angegeben. Für die anderen Energiequellen wurde der Primärenergieverbrauch in Öleinheiten (Angaben in Millionen Tonnen Öleinheiten) umgerechnet.



Die Abbildung 17. Globalen Primärenergieverbrauch im Jahr 2011 und die jeweiligen prozentualen Anteile.

Öl wird überwiegend im Sektor Transport und Verkehr eingesetzt. Es spielt aber auch eine wichtige Rolle als Grundstoff, beispielsweise in der chemischen Industrie.



Die Abbildung 18. Globalen Primärenergieverbrauch im Jahr 2011 und die jeweiligen prozentualen Anteile.

Der größte Erdölverbraucher sind heute die USA. Es folgen China, dessen Volkswirtschaft seit Jahren immens wächst, das stark industrialisierte Japan und das aufstrebende Schwellenland Indien. Russland hält Platz 5, verbraucht aber nur ein Sechstel der US-Ölmenge. Der weltweite Ölkonsum ist 2011 um 2,7 Prozent gegenüber dem Vorjahr gestiegen. Am stärksten stieg der Verbrauch mit 6,1 Prozent im sogenannten australasiatischen Raum. In Europa hingegen ging der Verbrauch um 1,2 Prozent zurück [60].

#### 1.4. Strom und Wärme aus Gas

Im Jahr 2011 wurden weltweit 3337 Milliarden Kubikmeter Erdgas gefördert. Diese Menge entspricht dem 35-Fachen des jährlichen Gasverbrauchs in Deutschland. Der durchschnittliche Jahresverbrauch eines deutschen Haushalts liegt bei etwa 3500 Kubikmetern. Erdgas wird insbesondere zum Heizen und zur Stromgewinnung sowie in der chemischen Industrie als Rohstoff eingesetzt, zum Beispiel für die Wasserstoffproduktion, die Ammoniaksynthese und die Stickstoffdüngerherstellung. In Deutschland, Dänemark, anderen europäischen Ländern und auch in China ersetzt Erdgas zunehmend Kohle als Brennstoff für Kraftwerke.

Denn Gas verbrennt sauberer als Kohle. Das Gas wird dabei in modernen Gas- und Dampfkraftwerken eingesetzt, die zugleich Strom produzieren und die Abwärme nutzen und dadurch einen besonders hohen Wirkungsgrad haben, die Energie also

besonders gut ausnutzen. Klassische Kohlekraftwerke hingegen liefern in vielen Fällen nur Strom [61].

Die Abwärme bleibt ungenutzt. In Europa sank die Gasnachfrage zwischen 2010 und 2011 um 8 Prozent. Gründe dafür waren die schwache Wirtschaft, relativ hohe Preise, warmes Wetter, aber auch der kontinuierliche Ausbau erneuerbarer Energien. Weltweit gesehen hingegen stieg der Erdgasverbrauch im selben Zeitraum um 2 Prozent.

Die Vereinigten Staaten von Amerika führen die Liste der 10 größten Ölverbraucher mit weitem Abstand an [61].

Tabelle 29. Liste der besten Weltölverbraucher in 2011

<b>Mineralölverbrauch 2011</b>		
<b>Rang &amp; Land/Region</b>	<b>Milliarden Tonnen</b>	<b>Anteil in %</b>
Vereinigte Staaten	814,6	20,1
China	457,9	11,3
Japan	221,7	5,5
Indien	162,3	4,0
Russische Föderation	136,0	3,4
Saudi-Arabien	121,1	3,0
Brasilien	120,7	3,0
Deutschland	111,9	2,8
Republik Korea	110,8	2,7
Mexiko	105,9	2,6
Übrige Welt	1682	41,6
Gesamt	4044,9	100

Der Grund ist die starke Nachfrage in Asien und in den Schwellenländern. China zum Beispiel erhöhte seinen Verbrauch um 20 Prozent. Japan wiederum importierte nach dem Unfall im Kernkraftwerk Fukushima Daiichi 19 Prozent mehr Erdgas. Aufgrund seiner Insellage führt Japan Gas in flüssiger Form (Liquefied Natural

Gas, LNG) auf dem Seeweg ein. Weil das teurer ist als der Transport per Pipeline, sind die Gaspreise in Japan vergleichsweise hoch.

Im weltweiten Vergleich waren die Vereinigten Staaten von Amerika im Jahr 2011 der größte Erdgasverbraucher, gefolgt von der Russischen Föderation und dem Iran. Der hohe Verbrauch im Iran ist einerseits auf einen großen Gasbedarf durch die Gebäudeheizung aufgrund kalter Winter und andererseits auf die Injektion von Gas in Ölfelder zurückzuführen. Durch das Einpressen wird das Öl aus den Lagerstätten herausgedrückt. Auf Platz 4 der Liste der größten Erdgasverbraucher steht China, auf Platz 5 Japan [62].

Auch was Erdgas angeht, sind die USA die größten Verbraucher. Ähnlich wie beim Öl stehen allein die 10 größten Länder für gut 60 Prozent des weltweiten Gesamtbedarfs.

Tabelle 30. Liste der besten Welterdgasverbraucher in 2011

<b>Erdgasverbrauch 2011</b>		
<b>Rang &amp; Land/Region</b>	<b>Milliarden Kubikmeter</b>	<b>Anteil in %</b>
Vereinigte Staaten	690,1	20,8
Russische Föderation	474,3	14,3
Iran	153,3	4,6
China	130,7	3,9
Japan	112,5	3,4
Kanada	104,8	3,2
Saudi-Arabien	92,2	2,8
Deutschland	84,4	2,5
Ver. Königreich	80,2	2,4
Italien	77,9	2,3
Übrige Welt	1316,9	39,7
Gesamt	3317,3	100

## **1.5. Wie lange reichen die Rohstoffe?**

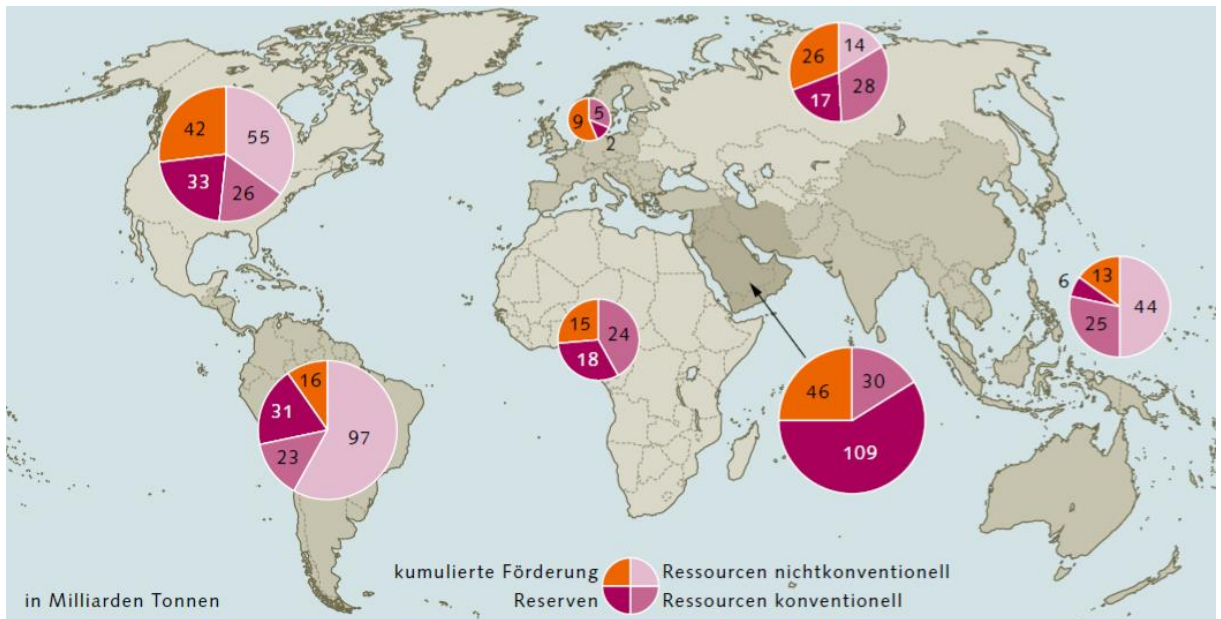
In den vergangenen Jahrzehnten wurde immer wieder diskutiert, wie lange die Vorräte an fossilen Energieträgern noch reichen werden. Man befürchtete, dass vor allem das Öl knapp werden könnte. Dieser Fall ist bis heute nicht eingetreten. Weltweit steht derzeit noch genug Öl zur Verfügung, um auch den wachsenden Bedarf zu decken. Das liegt vor allem daran, dass man dank besserer Technik immer wieder neue Öllagerstätten an Land und im Meer entdeckt und außerdem Offshore-Vorkommen in immer größeren Wassertiefen erschließen kann. Ferner machen es neue Fördertechnologien möglich, mehr Öl aus einer Lagerstätte herauszupumpen als früher. Zum Teil werden stillgelegte Lagerstätten wieder geöffnet, um auch noch das restliche Öl herauszuholen, das man in der Vergangenheit nicht fördern konnte.

Um die künftige Versorgungssituation einzuschätzen, versuchen verschiedene Wissenschaftler und Ölkonzerne, die Rohstoffnachfrage in den nächsten Jahrzehnten mithilfe von Energieszenarien abzuschätzen. Derartige Szenarien liefert unter anderem regelmäßig die IEA. Die Ergebnisse können den aktuellen Schätzungen der Reserven und Ressourcen gegenübergestellt werden [62].

## **1.6. Es gibt noch genügend Öl**

Insgesamt umfassten die bekannten Ölreserven und -ressourcen im Jahr 2011 rund 585 Milliarden Tonnen. Davon waren 258 Milliarden Tonnen nichtkonventionelles Erdöl. Dabei sind die Ölvorräte weltweit sehr unterschiedlich verteilt. Allein auf die in der Organisation der Erdöl exportierenden Länder (OPEC) versammelten Staaten, zum Beispiel Irak, Iran, Kuwait, Saudi-Arabien oder Venezuela, entfallen fast 50 Prozent der Ölreserven und -ressourcen. Die Regionen Australasien, Afrika und Europa hingegen bringen es zusammen nur auf etwa 20 Prozent [63].

Die Ölreserven und -ressourcen sind weltweit ungleich verteilt. Die wichtigste Region ist der Nahe Osten mit der Arabischen Halbinsel. 2011 standen einem Verbrauch von etwa 4 Milliarden Tonnen Öl Vorräte in Höhe von 585 Milliarden Tonnen gegenüber. Die kumulierte Förderung verdeutlicht, wie viel Öl in den verschiedenen Regionen bereits aus Lagerstätten gewonnen wurde.



Die Abbildung 19. Die Welt-Erdölreserven und der Ressourcen (in Milliarden Tonnen).

Angesichts der Größe der derzeitigen Ölreserven und -ressourcen wird deutlich, dass in den kommenden Jahren aus geologischer Sicht auch bei einem moderaten Anstieg des Verbrauchs weltweit ausreichend Öl zur Verfügung stehen wird. Ob dieser Rohstoff zukünftig aber immer dann in ausreichender Menge verfügbar gemacht werden kann, wenn er benötigt wird, kann nicht mit Sicherheit vorhergesagt werden. In jedem Fall konnte bis heute der Bedarf an Erdöl durch entsprechende Förderung gedeckt werden.

Manche Kritiker hingegen hatten schon mehrfach den sogenannten Peak Oil vorhergesagt. Mit diesem Begriff bezeichnet man den Punkt, an dem die weltweite jährliche Ölfördermenge ihren historischen Höchststand erreicht, den historischen Scheitelpunkt der weltweiten Ölförderung. Nach dieser Definition schrumpft die Ölförderung von diesem Zeitpunkt an. Da aber immer wieder neue Ölvorkommen entdeckt und zudem die Fördertechniken verbessert wurden, ist die Fördermenge bis heute weltweit gewachsen [63].

Für die folgenden Jahre erwarten einige Experten heute ein Peakplateau, also eine über eine längere Phase gleichbleibend hohe Fördermenge. Allerdings wird der Ölpreis weiter steigen, da zunehmend nichtkonventionelle Lagerstätten mit hohem technischem Aufwand erschlossen werden. Dazu zählen Ölsande, die in großem Stil in

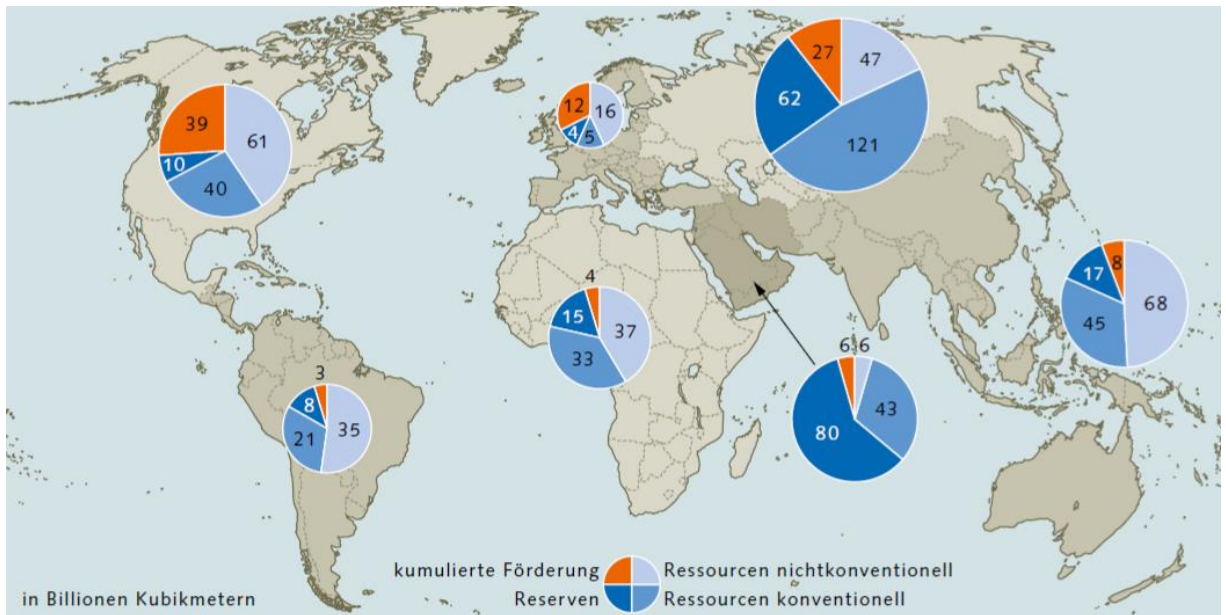
Kanada abgebaut werden, sowie Schieferöl, das in kaum durchlässigen Erdschichten lagert und deshalb nur mit hohem technischem Aufwand gefördert werden kann.

Auch die Ölförderung in immer größeren Meerestiefen wird den Ölpreis weiter nach oben treiben. So gehen Fachleute davon aus, dass der Anteil des Erdöls, das aus Wassertiefen von mehr als 200 Metern gefördert wird, bis zum Jahr 2015 auf 12 Prozent gestiegen sein wird. 2001 betrug er nur 2 Prozent [64].

Wann die globale Ölfördermenge sinken oder sich das Öl tatsächlich verknappen wird, ist heute schwer zu sagen. Bis 2035 wird dieser Punkt bei konsequenter Erschließung sämtlicher Ressourcen vermutlich noch nicht erreicht sein. Einzelne Staaten haben ihren Peak Oil inzwischen aber durchaus erreicht, Großbritannien zum Beispiel bereits 1999.

### **1.7. Fracking – Chancen und Risiken**

Insgesamt umfassten die Gasreserven und -ressourcen 2011 rund 772 Billionen Kubikmeter Erdgas, das rund 230-Fache des Weltgasverbrauchs des Jahres 2011. Dabei machen die Ressourcen mit 577 Billionen Kubikmetern den Löwenanteil aus. 60 Prozent der Ressourcen wiederum sind nichtkonventionell. Ein Beispiel sind Kohleflözgase, die in Kohleschichten lagern und heute bereits in einigen Ländern wie Australien mit nichtherkömmlicher Technik gefördert werden können. Von besonderem Interesse sind derzeit die großen nichtkonventionellen Schiefergasressourcen in den USA. Dabei handelt es sich um Erdgas, das in kaum durchlässigen Bodenschichten gefangen ist. Zwar sind diese Böden porös, sodass sie Erdgas speichern können. Allerdings sind die Poren voneinander isoliert und nicht wie in konventionellen Lagerstätten durch sogenannte Porenhälse miteinander verbunden. In den USA hat man vor einigen Jahren begonnen, diese Gasvorräte zu erschließen, indem man in den gashaltigen Gesteinen künstliche Risse erzeugt. Dazu wird Wasser mit chemischen Zusätzen unter hohem Druck in den Boden gepresst. Hydraulic Fracturing (hydraulisches Aufbrechen) oder kurz: Fracking wird diese vergleichsweise neue Methode zur Erdgasförderung aus Schiefergas genannt [65].



Die Abbildung 20. Die Welt-Erdölreserven und der Ressourcen (in Billionen Kubikmetern).

Das Fracking hat in Amerika eine Art Schiefergasrevolution ausgelöst. So wird sich die USA in den nächsten Jahren vermutlich gänzlich von Erdgasimporten unabhängig machen können. Die Schiefergasressourcen der USA werden derzeit auf fast 14 Billionen Kubikmeter geschätzt. Weltweit dürften es rund 157 Billionen Kubikmeter sein. Noch aber ist das Wissen über die Ausdehnung der weltweiten Schiefergaslagerstätten lückenhaft. Insofern sind diese Schätzungen gleichermaßen relativ unsicher. Auch ist das Fracking zum Teil stark umstritten. Kritiker fürchten, dass die Chemikalien aus Fracking-Bohrungen entweichen und das Grundwasser verschmutzen könnten.

### 1.8. Die Zukunft der Öl- und Gasförderung im Meer

Obwohl heute noch das meiste Gas und Öl an Land gefördert wird, ist ihr Anteil aus dem Meer (Offshore-Gas und -Öl) beachtlich. So trägt Offshore-Öl mit 37 Prozent zur weltweiten Ölförderung bei. Offshore-Gas hat einen Anteil von 28 Prozent an der globalen Gasförderung – Tendenz steigend. Kohle wird bis heute nicht im Meer abgebaut.

Lange blieb die Erdgas- und Erdölförderung auf Flachwasserbereiche wie etwa die Nordsee oder küstennahe Gebiete der USA beschränkt. Da aber zahlreiche alte



Lagerstätten versiegten, sind die Konzerne inzwischen in die Tiefe vorgedrungen. Dabei unterscheidet man 3 verschiedene Tiefenbereiche:

- den Flachwasserbereich, der bis in eine Tiefe von etwa 400 Metern reicht;
- den Tiefwasserbereich, der bis in eine Tiefe von etwa 1500 Metern reicht;
- den Tiefstwasserbereich, der unterhalb von etwa 1500 Metern liegt [66].

Dank neuer geophysikalischer Erkundungsverfahren sind Wissenschaftler heute in der Lage, den Meeresboden und andere Bodenschichten bis in eine Tiefe von 12 Kilometern unter dem Meeresboden in hoher Auflösung nach Gas- und Öllagerstätten abzusuchen. Dabei wurden in den vergangenen Jahren immer wieder neue große Lagerstätten entdeckt oder neu vermessen. Aktuelle Untersuchungen haben ergeben, dass zwischen 2007 und 2012 481 größere Felder im Tief- und Tiefstwasserbereich neuentdeckt worden sind. Das sind mehr als 50 Prozent der insgesamt neu entdeckten größeren Offshore-Felder, also jener Felder, die eine Größe von mindestens 170 Milliarden Barrel Öleinheiten haben, was in etwa 23 800 Millionen Tonnen Öleinheiten entspricht. Der Tief- und Tiefstwasserbereich wird also immer wichtiger. Interessant ist auch, dass die neu entdeckten Offshore-Felder in der Regel 10-mal größer als neu entdeckte Felder an Land sind, was die Tief- und Tiefstwasserförderung trotz höherer Kosten attraktiv macht. Betrachtet man die derzeitige Öl- und Gasproduktion weltweit, ist der Anteil der Förderung unterhalb von 400 Metern mit rund 7 Prozent aber noch relativ gering. Das liegt nicht zuletzt daran, dass derzeit nur 38 Prozent der bekannten Tief- und Tiefstwasserfelder in Betrieb sind. Die meisten Gebiete werden derzeit noch im Detail erkundet. In einigen Fällen wurden erste Probebohrungen durchgeführt [66].

Viele Experten sind sich darin einig, dass die Tief- und Tiefstwasserbereiche die letzten Bastionen der Ölgewinnung sind. Da viele ehemals ertragreiche Felder an Land und im Flachwasser bereits weitgehend ausgebeutet sind, gibt es heute und in den kommenden Jahren kaum mehr eine Alternative. Wann sich die Förderung lohnt, hängt letztlich davon ab, wie hoch der Ölpreis ist. Grundsätzlich aber gilt: Je tiefer das Wasser ist, desto höher sind die Kosten der Förderung.

Erschlossen werden im Meer heute fast ausschließlich konventionelle Ölvorkommen. Sollte der Ölpreis in den kommenden Jahrzehnten aber weiter deutlich steigen, könnte es künftig vielleicht sogar interessant sein, nichtkonventionelle Vorkommen wie etwa Schieferöl nicht nur an Land, sondern auch im Meer auszubeuten. Noch ist man davon aber weit entfernt.

### **1.9. Vielversprechende Meeresgebiete**

Bedeutende Neuentdeckungen im Meer wurden seit 2007 unter anderem im Santos-Becken vor Brasilien gemacht. Hierbei handelt es sich um mehrere große Gas- und Ölvorkommen von bis zu 1 Milliarde Tonnen Erdöl und 1 Milliarde Kubikmeter Erdgas, die unter einer mächtigen Salzschrift (presalt layer) mehrere Tausend Meter tief im Meeresboden verborgen sind. Lagerstätten dieser Größe könnten den weltweiten Gas- und Ölbedarf für mehrere Monate decken. Diese Vorkommen sind bei geophysikalischen Untersuchungen des Bodens lange unentdeckt geblieben, weil die Salzschriften die Signale der Messgeräte abgeschirmt haben. Dank eines verbesserten Verfahrens konnten die Vorkommen vor wenigen Jahren aufgespürt werden.

Inzwischen konnte man auch auf der anderen Seite des Atlantiks im Kwanza-Becken vor Angola Ölvorkommen unter einer 2000 Meter mächtigen Salzschrift nachweisen. Im Schwarzen Meer und im Kaspischen Meer wurden in den vergangenen Jahren ebenfalls neue Gas und Ölfelder unterhalb von 400 Metern entdeckt beziehungsweise erschlossen. Damit sind auch Staaten wie der Iran, Rumänien und Russland in den Tiefwasserbereich vorgestoßen [67].

Wichtige neue Ölfelder wurden im Golf von Mexiko und vor Ghana entdeckt sowie auch vor Französisch-Guayana. Motiviert durch diese Funde, will man hier jetzt nach weiteren Vorkommen in ähnlichen Bodenschichten vor den Küsten der beiden Nachbarstaaten Suriname und Brasilien suchen. Heute gelten die Tief- und Tiefstwasserregionen im Golf von Mexiko und im Atlantik vor Südamerika und Westafrika als am vielversprechendsten.

Bedeutende Gasfelder wurden zwischen 2007 und 2012 vor allem vor Mosambik und Tansania sowie im Mittelmeer vor Israel und Zypern entdeckt. Beide Gebiete sind so ergiebig, dass sie die Gasversorgung der Regionen verändern werden.

Israel beispielsweise wird sich damit für lange Zeit von Gasimporten aus den arabischen Nachbarstaaten unabhängig machen können [67].

### **1.10.Sonderfall Arktis**

Mit dem durch den Klimawandel verursachten Schmelzen des arktischen Meereises wächst die Hoffnung der arktischen Nationen, künftig die Erdgas- und Erdölvorräte in der Nordpolarregion ausbeuten zu können. Aktuelle Schätzungen gehen davon aus, dass dort tatsächlich beträchtliche Vorkommen zu finden sind. So wird vermutet, dass in den Meeresgebieten nördlich des Polarkreises etwa 30 Prozent der bislang noch unentdeckten Gasmengen und 13 Prozent des unentdeckten Öls ruhen. Dabei sollen die beträchtlichen Gasvorräte vor allem in den russischen Gewässern liegen [68].

Ob und wann eine Förderung in der Arktis beginnt, kann derzeit aber noch keiner sagen, nicht zuletzt, weil noch eine Reihe rechtlicher Fragen zu klären ist. So ist in den vergangenen Jahren zwischen den Anrainerstaaten ein Streit darüber entbrannt, welchem Hoheitsgebiet der arktische Meeresboden tatsächlich zuzurechnen ist. Die Anrainer versprechen sich große Rohstoffgewinne, werden aber noch warten müssen. Erschwerend kommt hinzu, dass eine Förderung in diesen Gebieten derzeit nicht wirtschaftlich ist, da man sie nur mit aufwendigen und teuren Eisbrechereinsätzen erkunden kann [68].