

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

---

Инженерная школа неразрушающего контроля и безопасности  
Направление подготовки 20.03.01 Техносферная безопасность  
Отделение контроля и диагностики

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Расчет риска аварийной ситуации на нефтегазоконденсатном месторождении</b> УДК 614.8:553.98

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-1E51	Осипов Иван Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Анищенко Ю.В.	к.т.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук И.И.	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романцов И.И.	к.т.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП 20.03.01 Техносферная безопасность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вторушина А.Н.	к.х.н.		

Томск – 2020 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 20.03.01 Техносферная безопасность  
 Отделение контроля и диагностики

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 20.03.01 Техносферная  
 безопасность  
 \_\_\_\_\_ А.Н. Вторушина  
 04.02.2020 г.

**ЗАДАНИЕ  
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-1Е51	Осипову Ивану Александровичу

Тема работы:

Расчет риска аварийной ситуации на нефтегазоконденсатном месторождении	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	139-47/с от 18.05.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	08.06.2020 г.
--	---------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<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>	Рассматривается расчет риска аварийной ситуации на нефтегазоконденсатном месторождении. Объектом исследования является Мыльджинское НГКМ
<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>	1. Аварийные ситуации на разрабатываемых нефтегазоконденсатных месторождениях 2. Объект и методы исследования 3. Анализ риска аварийной ситуации на объекте 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность
<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент,	Кашук Ирина Вадимовна

ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	Романцов Игорь Иванович
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	04.02.2020 г.
---	---------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Анищенко Ю.В.	К.Т.Н.		04.02.2020 г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-1E51	Осипов Иван Александрович		04.02.2020 г.

## Результаты освоения образовательной программы по направлению 20.03.01 Техносферная безопасность

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Общие по направлению подготовки		
P1	Способность понимать и анализировать социальные и экономические проблемы и процессы, применять базовые методы гуманитарных, социальных и экономических наук в различных видах профессиональной и социальной деятельности.	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, 2, ОПК-2). CDIO Syllabus (2.4, 4.1, 4.2.7, 4.7). Критерий 5 АИОР (п. 2.12)
P2	Демонстрировать понимание сущности и значения информационных технологий в развитии современного общества и для ведения практической инновационной инженерной деятельности в области техносферной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-1). CDIO Syllabus (3.2). Критерий 5 АИОР (п. 2.5)
P3	Способность эффективно работать самостоятельно, в качестве члена и руководителя интернационального коллектива при решении междисциплинарных инженерных задач с осознанием необходимости интеллектуального, культурного, нравственного, физического и профессионального саморазвития и самосовершенствования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, 5, 6, 7, ОПК-1, ОПК-3, ОПК-5, ПК-8). CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 3.1, 3.3, 4.2), Критерий 5 АИОР (п. 2.9, 2.12, 2.14)
P4	Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной инженерной деятельности, в том числе на иностранном языке.	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-4, ОПК-4). CDIO Syllabus (3.2). Критерий 5 АИОР (п. 2.11)
P5	Способность применять основные законы естественнонаучных дисциплин, методы математического анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования с целью выбора и оптимизации устройств, систем и методов защиты человека и природной среды от опасностей.	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-1, ПК-5). CDIO Syllabus (1.1, 2.1). Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.4, 2.6, 2.7, 2.8)
Профиль		
P6	Уметь выбирать, применять, оптимизировать и обслуживать современные системы обеспечения техносферной безопасности на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях, в том числе при реализации инновационных междисциплинарных проектов	Требования ФГОС ВО ( ОПК-5, ПК-5, ПК-6, ПК-7). CDIO Syllabus (1.3, 2.1–2.5). Критерий 5 АИОР (п. 2.2, 2.4, 2.4, 2.6, 2.7, 2.8), требованиями проф.стандарта 40.056 Профессиональный стандарт «Специалист по противопожарной профилактике»
P7	Уметь организовать деятельность по обеспечению техносферной безопасности на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателя, в том числе при реализации инновационных междисциплинарных проектов	Требования ФГОС ВО (ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-12, ОПК-3, 4, 5). CDIO Syllabus (1.3, 2.1–2.5, 3.1) Критерий 5 АИОР (п. 2.6, 2.12), требованиями проф.стандарта 40.056 Профессиональный стандарт «Специалист по противопожарной профилактике»
P8	Уметь оценивать механизм, характер и риск воздействия техносферных опасностей на человека и природную среду	Требования ФГОС ВО (ПК-12, ПК-16, ПК-17). CDIO Syllabus (1.3, 2.1–2.5). Критерий 5 АИОР (п. 2.2–2.8), требованиями проф.стандартов 40.056 «Специалист по противопожарной профилактике», 40.054 «Специалист в области охраны труда»
P9	Применять методы и средства мониторинга техносферных опасностей с составлением прогноза возможного развития ситуации	Требования ФГОС ВО (ПК-12, ПК-14, ПК-15, ПК-17, ПК-18). CDIO Syllabus (1.3, 2.1–2.5). Критерий 5 АИОР (п. 2.2–2.8)

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

---

Инженерная школа неразрушающего контроля и безопасности  
Направление подготовки 20.03.01 Техносферная безопасность  
Уровень образования бакалавриат  
Отделение контроля и диагностики  
Период выполнения весенний семестр 2019/2020 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы: 08.06.2020 г.

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.03.2020 г.	Раздел «Аварийные ситуации на газопроводах»	20
30.04.2020 г.	Раздел «Анализ риска аварийной ситуации на объекте»	20
25.05.2020 г.	Разработка разделов «Социальная ответственность» и «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	20
08.06.2020 г.	Оформление и представление ВКР	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Анищенко Ю.В.	к.т.н.		04.02.2020

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП 20.03.01 Техносферная безопасность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вторушина А.Н.	к.х.н.		04.02.2020

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-1E51	Осипов Иван Александрович

<b>Школа</b>	<b>ИШНКБ</b>	<b>Отделение школы</b>	<b>Отделение контроля и диагностики</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	20.03.01 «Техносферная безопасность»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска. Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления во внебюджетные фонды 30 %. (НК РФ)</i>

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

1. <i>Анализ конкурентных технических решений (НИ)</i>	<i>Анализ и оценка конкурентоспособности НИ. SWOT-анализ</i>
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения (НИ)</i>	<i>Определение структуры выполнения НИ. Определение трудоемкости работ. Разработка графика проведения исследования.</i>
3. <i>Составление бюджета инженерного проекта (НИ)</i>	<i>Расчет бюджетной стоимости НИ по разработке стенда</i>
4. <i>Оценка ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности (НИ)</i>	<i>Определение: интегрального финансового показателя; интегрального показателя ресурсоэффективности; интегрального показателя эффективности.</i>

**Перечень графического материала** (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Оценка конкурентоспособности НИ
2. Матрица SWOT
3. Диаграмма Ганта
4. Бюджет НИ
5. Основные показатели эффективности НИ

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н, доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-1E51	Осипов Иван Александрович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b> 3-1E51	<b>ФИО</b> Осипов Иван Александрович
-------------------------	---

<b>Школа</b>	<b>ИШНКБ</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	Отделение контроля и диагностики
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	20.03.01 «Техносферная безопасность»

Тема ВКР:

Расчет риска аварийной ситуации на нефтегазоконденсатном месторождении	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объект исследования – Мыльджинское НГКМ. Предмет исследования – аварийные ситуации на объекте. Проводится анализа условий возникновения и развития аварий на объекте:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- распределение опасных веществ по участкам трубопровода;</li> <li>- анализ факторов и возможных причин, способствующих возникновению и развитию аварий;</li> <li>- расчет вероятных зон действия поражающего фактора – теплового излучения в результате пожара разлития;</li> <li>- расчет вероятных зон действия поражающего фактора – ударной волны в результате взрыва ТВС;</li> <li>- анализ возможного числа пострадавших при аварии;</li> <li>- расчет ущерба от аварии на рассматриваемом объекте;</li> <li>- оценка рисков возникновения аварий и материального ущерба.</li> </ul> <p>Полевой этап проводится на трубопроводе «Мыльджинское – Лугинецкое». Камеральный этап проводится на специализированном оборудовании (ЭВМ), рабочее место оборудовано на стационарной базе. Площадь отапливаемого помещения 15 м<sup>2</sup>, с применением искусственного освещения смешанного типа. Область применения: нефтегазовая отрасль.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. 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> </ul>	<p>ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ. Электростатические поля.</p>

– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение. ГОСТ 30852.19-2002 (МЭК 60079-20:1996) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 20. Данные по горючим газам и парам, относящиеся к эксплуатации электрооборудования
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Полевой этап: Отклонение показателей климата на открытом воздухе; Повышенная загазованность воздуха рабочей среды. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; Электрический ток.  Камеральный этап: Электромагнитное поле; Повышенный уровень шума; Отклонение показателей микроклимата от допустимых значений; Недостаточная освещенность рабочей зоны. Электрический ток
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	Воздействие на окружающую среду оказывают поисковые и разведочные скважины, отстойники, источники теплоснабжения, их отходы и строительство временных автодорог (зимников), утилизация ТБО.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Основным вероятным ЧС на объекте является пожар.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романцов Игорь Иванович	к.т.н, доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-1Е51	Осипов Иван Александрович		



## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 90 с., 4 рис., 36 табл., 20 источников.

Ключевые слова: нефтегазоконденсатное месторождение, авария, характеристика, сценарии возникновения, риски, расчет.

Объект исследования – Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение

Цель работы – провести анализ возможных аварий на объекте и провести расчеты рисков их возникновения.

В процессе исследования рассмотрены аварийные ситуации, возникающие на разрабатываемых нефтегазоконденсатных месторождениях и проведен расчет рисков возникновения аварийных ситуаций на Мыльджинском НГКМ.

В результате проведен анализ риска возникновения аварий по различным сценариям. Выявлен наиболее вероятный и наиболее опасный сценарий. Представлена зависимость числа пострадавших человек от вероятности реализации рассматриваемого сценария, зависимость общего ущерба от вероятности реализации рассматриваемого сценария.

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ .....	11
ГЛАВА 1 АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ НА ГАЗОПРОВОДАХ .....	12
1.1 Источники опасности и поражающие факторы .....	12
1.2 Основания для расчета аварийных ситуаций .....	14
ГЛАВА 2. АНАЛИЗ РИСКА АВАРИЙНОЙ СИТУАЦИИ НА ОБЪЕКТЕ ....	23
2.1 Характеристика производственного объекта .....	23
2.2 Сведения об опасных веществах и технологии .....	28
2.3 Результаты анализа условий возникновения и развития аварий .....	30
2.4 Результаты оценки риска аварий .....	37
2.5 Локализация и ликвидация последствий аварий .....	40
ГЛАВА 3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	49
3.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	49
3.2 Планирование научно – исследовательских работ .....	52
3.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ) .....	57
3.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования..	64
ГЛАВА 4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	67
4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	67
4.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов .....	71
4.3 Охрана окружающей среды .....	80
4.4 Защита в ЧС .....	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	87
Список использованной литературы.....	89

## ВВЕДЕНИЕ

Сегодня на долю ТЭК (топливно-энергетический комплекс) приходится значительная часть производства ВВП России, важность нефтедобывающей промышленности сложно переоценить как в экономическом смысле, так и в социальном.

Проблема разработки месторождений комплексная, включающая не только развитие сопутствующей инфраструктуры, но и обеспечение безопасности – как для работников предприятия, так и для экологии региона.

Цель работы – провести анализ возможных аварий на объекте и провести расчеты рисков их возникновения.

Для достижения поставленной цели в работе необходимо решить следующие основные задачи:

- рассмотреть аварийные ситуации, возникающие на газопроводах;
- дать характеристику объекту исследования – Мыльджинскому нефтегазоконденсатному месторождению.
- провести анализ риска аварийной ситуации на объекте.
- раскрыть вопросы финансового менеджмента, ресурсоэффективности и социальной ответственности.

Объект исследования – Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение.

Предмет исследования – аварийные ситуации на объекте.

# ГЛАВА 1 АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ НА ГАЗОПРОВОДАХ

## 1.1 Источники опасности и поражающие факторы

Главные опасности, связанные с эксплуатацией газопроводов, обусловлены легкой воспламеняемостью газа и высоким давлением трубопроводов.

Авария сопровождается следующими эффектами:

- образованием воздушной ударной волны, обусловленной расширением истекающего газа в атмосфере,
- разлетом осколков оборудования,
- образованием газовоздушной взрывоопасной смеси, воспламеняющейся при наличии источников зажигания.

При этом поражающими факторами аварий являются:

- избыточное давление и импульс (при разрыве элемента с газом высокого давления и при сгорании газовоздушного облака);
- скоростной напор струи газа;
- тепловое излучение от струевого или диффузного пожара;
- механическое воздействие осколков оборудования и труб.

Вероятные зоны поражения и их характеристика представлены ниже.

### 1) Зоны загазованности

Размеры зоны загазованности рекомендуется определять по двум концентрационным пределам метана:

– 30 %об. – определяет границу зоны асфиксионной опасности, в пределах которой в результате снижения концентрации кислорода в воздухе нарушаются обменные процессы в организме человека и животных и происходит удушье;

– 5 %об. – определяет границу зоны потенциального термического воздействия на реципиентов в случае так называемого позднего поджигания облака газовоздушной смеси.

Зона асфиксионного воздействия намного меньше указанной зоны потенциального теплового воздействия и полностью поглощается последней.

## **2) Разлет осколков**

При разрыве оборудования количество образующихся осколков, их форма и направление полета являются величинами случайными. Принято, что направления движения осколков равновероятны, рассеивание осколков по площади зависит только от расстояния от места разрыва, а зона соответствующего негативного воздействия на поверхности земли имеет форму круга.

## **3) Воздушная ударная волна (ВУВ)**

При возникновении аварийной ситуации, связанной с взрывом, причиной поражения людей является избыточное давление ударной волны. Косвенное воздействие избыточного давления ударной волны взрыва причиняет людям ранения и повреждения самого различного характера на значительно больших расстояниях от центра взрыва, чем при прямом воздействии ударной волны. Оно возможно в зонах с избыточным давлением до 3 кПа.

## **4) Тепловая радиация от пожара**

При возгорании продукта на трубопроводе в качестве поражающего фактора рассматривается возможность термического воздействия на соседние объекты и человека.

Зона воздействия теплового потока определяется в зависимости от величины теплового потока  $q$  на заданном расстоянии от горящего разлития.

При оценке термического воздействия необходимо учитывать возможность воспламенения на близкорасположенных объектах различных веществ и материалов. В соответствии с табл. В.2 ГОСТ Р 12.3.047-2012 критические тепловые нагрузки, при которых происходит воспламенение древесины, а значит построек и зданий находятся в пределах  $-12,9 \div 17,0$  кВт/м<sup>2</sup> [1].

Предельно допустимая интенсивность теплового излучения для человека без негативных последствий в течение длительного времени

определена величиной – 1,4 кВт/м<sup>2</sup>, для человека в брезентовой одежде – 4,2 кВт/м<sup>2</sup>, ожоги различной степени при 7,0÷10,5 кВт/м<sup>2</sup>[1].

Опасными факторами пожара, воздействующими на людей, также являются токсичные продукты горения нефти их распространение на определенное расстояние от очага пожара.

Наиболее опасным поражающим фактором аварий на газопроводах является тепловое излучение от струевого или диффузного пожара, в то время как избыточное давление и импульс волны сжатия (при разрыве элемента с газом высокого давления и при сгорании газозаполненного облака), скоростной напор струи газа и механическое воздействие осколков оборудования и труб проявляются лишь на небольшом расстоянии и вносят незначительный вклад в возможность развития каскадной аварии.

## 1.2 Основания для расчета аварийных ситуаций

При анализе конкретных сценариев аварий и определении вероятности их реализации необходимо иметь информацию о вероятностях отказов отдельных элементов технологических систем и оборудования, «участвующих» в сценариях аварий. В таблицах 1 и 2 приведены рекомендуемые [2] значения ожидаемой частоты разгерметизации типового оборудования, которое входит в состав технологических установок УКПГ, ДКС и ГКС.

Таблица 1 – Значения ожидаемой частоты разгерметизации основного технологического оборудования на УКПГ (без ДКС)

Наименование опасной составляющей производственного объекта	Частота аварий
Газопроводы неочищенного газа	$2,0 \cdot 10^{-6}$ 1/(мгод)
Газопроводы очищенного газа, надземные	$1,2 \cdot 10^{-6}$ 1/(мгод)
Газопроводы очищенного газа, подземные	$9 \cdot 10^{-7}$ 1/(мгод)
Трубопроводы ТДА	$1,5 \cdot 10^{-6}$ 1/(мгод)
ТДА	$5 \cdot 10^{-5}$ на агрегат/год
Теплообменники	$2,5 \cdot 10^{-5}$ 1/год
Крановые узлы, тройники	$1,5 \cdot 10^{-5}$ на элемент/год

Продолжение таблицы 1

Наименование опасной составляющей производственного объекта	Частота аварий
Фильтры-грязеуловители с трубопроводной обвязкой	$2,5 \cdot 10^{-5}$ на фильтр/год
Сепараторы	$2,5 \cdot 10^{-5}$ на сосуд/год
Резервуары-сборники продукта	$1 \cdot 10^{-5}$ на рез-р/год
Узел регулирования давления	$1,5 \cdot 10^{-5}$ на элемент/год
Узлы запорной арматуры	$1,5 \cdot 10^{-5}$ на элемент/год

Таблица 2 – Значения ожидаемой частоты разгерметизации основного технологического оборудования на ДКС

Наименование опасной составляющей производственного объекта	Частота аварий
Входной газопровод-шлейф	$2 \cdot 10^{-7}$ 1/(мгод)
Выходной газопровод-шлейф	$4 \cdot 10^{-7}$ 1/(мгод)
Всасывающие коллектор и трубопроводы ГПА, коллектор и трубопроводы пускового контура	$6 \cdot 10^{-7}$ 1/(мгод)
Нагнетательные коллектор и трубопроводы ГПА	$9 \cdot 10^{-7}$ 1/(мгод)
Всасывающие трубопроводы ГПА (в том числе внутри укрытий ГПА), трубопроводы пускового контура	$1,2 \cdot 10^{-6}$ 1/(мгод)
Нагнетательные трубопроводы ГПА (в том числе внутри укрытий ГПА)	$1,5 \cdot 10^{-6}$ 1/(мгод)
Трубопроводы топливного и пускового газа диаметром менее 219 мм	$6 \cdot 10^{-7}$ 1/(мгод)
Другие трубопроводы диаметром менее 219 мм	$1,2 \cdot 10^{-6}$ 1/(мгод)
ГПА	$1 \cdot 10^{-4}$ на агрегат/год
Пылеуловители	$2,5 \cdot 10^{-5}$ на сосуд/год
АВО газа	$2,5 \cdot 10^{-5}$ на блок/год
Крановые узлы, тройники	$1,5 \cdot 10^{-5}$ на элемент/год
Блок подготовки топливного и пускового газа	$2,5 \cdot 10^{-3}$ на блок/год

Основными опасными веществами, обуславливающими высокую степень взрывопожароопасности объекта - фонд скважин являются природный газ, конденсат.

Природный газ, поступающий на технологические площадки – представляет собой смесь углеводородов, содержащую капельную и парообразную влагу. Природный газ является горючим, взрывоопасным веществом, оказывает удушающее действие на организм человека из-за недостатка кислорода. Класс опасности - IV (по ГОСТ 12.1.005-88).

Конденсат представляет собой маловязкую прозрачную жидкость. По своим свойствам аналогичен легким нефтепродуктам типа бензина, керосина,

пожаро-взрывоопасен. Пределы взрываемости в смеси с воздухом от 1,35 до 8,0 объемных долей.

Метанол – бесцветная прозрачная жидкость, по запаху напоминающая этиловый (винный) спирт, легко воспламеняется, при испарении взрывоопасен, при употреблении вовнутрь 5-10 г вызывает отравление человека, смертельная доза 30 г. Класс опасности – III (по ГОСТ 12.1.007-78).

В таблицах 3 – 5 приведены характеристики перечисленных опасных веществ.

Таблица 3 – Характеристика природного газа

№	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
1	2	3	4
1 1.1 1.2	Название вещества <i>химическое</i> <i>торговое</i>	Природный газ Природный газ	ОСТ 51.40-93 «Газы горючие природные, подаваемые в МГ»
2 2.1 2.2	Формула <i>эмпирическая</i> <i>структурная</i>	Смесь легких углеводородов - -	ОСТ 51.40-93 «Газы горючие природные, подаваемые в МГ»
3 3.1 3.2	Состав, % <i>основной продукт</i> <i>примеси (с идентификацией)</i>	CH <sub>4</sub> - 79,3430 C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> - 5,5740 C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> - 4,1560 C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> - 2,1630 C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> - 1,1249 C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> - 1,3726 C <sub>7</sub> H <sub>16</sub> - 0,9685 C <sub>8</sub> H <sub>18</sub> - 0,7544 C <sub>9</sub> H <sub>20</sub> - 0,3579 C <sub>10</sub> H <sub>22</sub> - 0,1656 C <sub>11</sub> H <sub>24</sub> - 0,1249 C <sub>12</sub> H <sub>26</sub> - 0,0965 C <sub>13</sub> H <sub>28</sub> - 0,0869 C <sub>14</sub> H <sub>30</sub> - 0,0758 C <sub>15</sub> H <sub>32</sub> - 0,0330 C <sub>16</sub> H <sub>34</sub> - 0,0570 CO <sub>2</sub> – 0,241 N <sub>2</sub> - 3,289	ОСТ 51.40-93 «Газы горючие природные, подаваемые в МГ»



Продолжение таблицы 3

№	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
1	2	3	4
4	Общие данные		«Пожарная опасность веществ». Спр. М.: Химия, 1980
4.1	<i>молекулярный вес</i>	16,043	
4.2	<i>температура кипения, °С (при 101 КПа)</i>	-161,3	
4.3	<i>плотность при 20 °С, кг/м<sup>3</sup></i>	0,994	
5	Данные о взрывопожароопасности		"-"
5.1	<i>температура вспышки, °С</i>	-190,8	
5.2	<i>температура самовоспламенения, °С</i>	537	
5.3	<i>пределы взрываемости, %</i>	5...15	
6	Данные о токсической опасности		ГОСТ 12.1.007-76 ГОСТ 12.1.005-88
6.1	<i>ПДК в воздухе рабочей зоны</i>	300 мг/м <sup>3</sup>	
6.2	<i>зоны</i>	50 мг/м <sup>3</sup>	
6.3	<i>ПДК в атмосферном воздухе</i>	-	
6.4	<i>летальная токсодоза LС<sub>50</sub> пороговая токсодоза РС<sub>50</sub></i>	-	
7	Реакционная способность	Горюч (в смеси с воздухом), окисляется кислородом	
8	Запах	Не имеет запаха	
9	Коррозионная активность	Коррозионная активность низкая. Коррозионного действия на металлы практически не оказывает	
10	Меры предосторожности	При работе необходимо соблюдать правила техники безопасности, использовать средства индивидуальной защиты органов дыхания. Во взрывопожароопасных помещениях должны быть установлены приборы, сигнализирующие об опасной концентрации газа в воздухе. Производственные помещения оборудуются приточно-вытяжной вентиляцией. Электрооборудование используется только в пожаро- и взрывобезопасном	Технологический регламент

		ИСПОЛНЕНИИ	
--	--	------------	--

Продолжение таблицы 3

№	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
1	2	3	4
11	Информация о воздействии на людей и окружающую среду	По степени опасности - 4 класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76. В смеси с воздухом вызывает кислородное голодание, потерю сознания, судороги. При значительных концентрациях в воздухе приводит к смерти от удушья	Справочник «Вредные вещества в промышленности»
12	Средства защиты	Индивидуальные средства защиты органов дыхания (изолирующие противогазы). При работе в загазованных помещениях используются взрывобезопасные аккумуляторные лампы, специальный инструмент для газоопасных работ	-“-
13	Методы перевода вещества в безвредное состояние	Эффективным средством пожаротушения являются объемное тушение, порошковые составы типа ПСБ-3 и П-2АП	Справочник «Пожаровзрывоопасность веществ ...»
14	Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества	При отравлении природным газом необходимо вывести пострадавшего на свежий воздух, снять одежду, согреть тело, при необходимости - сделать искусственное дыхание. В тяжелых случаях – интубация трахеи, аппаратное дыхание, переливание крови, оксигенотерапия	Справочник «Неотложные состояния и экстренная мед. помощь». Справочник. М.: Медицина, 1989

Таблица 4 – Характеристика деэтанализированного конденсата

№	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
1	2	3	4
1	Название вещества		-
1.1	<i>химическое</i>	Нефтяные углеводороды	
1.2	<i>торговое</i>	Деэтанализированный конденсат	
2	Формула	Смесь легких углеводородов	-
2.1	<i>эмпирическая</i>	C <sub>5</sub> -C <sub>10</sub>	
2.2	<i>структурная</i>	-	
3	Состав, объемные %		Справочник «Пожаровзрывоопасность веществ ...»
3.1	<i>основной продукт</i>	октан и высшие углеводороды	
3.2	<i>примеси (с идентификацией)</i>		

Продолжение таблицы 4

№	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
1	2	3	4
4	Общие данные		-“-
4.1	<i>молекулярный вес</i>	86,76	
4.2	<i>температура кипения, °С</i>	62,2	
4.3	<i>(при давлении 101 кПа) плотность при 20 °С, кг/куб.м</i>	850	
5	Данные о взрывопожароопасности		-“-
5.1	<i>температура вспышки, °С</i>	-36,2	
5.2	<i>температура самовоспламенения, °С</i>	236,7	
5.3	<i>пределы взрываемости, %</i>	1,16...7,13	
6	Данные о токсической опасности		Охрана окруж. среды на предприятиях нефт. и газ. пром. М.: Недра, 1986
6.1	<i>ПДК в воздухе рабочей зоны</i>	300 мг/куб.м	
6.2	<i>ПДК в атмосферном воздухе</i>	5 мг/куб.м	
6.3	<i>летальная токсодоза LC<sub>50</sub></i>		
6.4	<i>пороговая токсодоза PC<sub>50</sub></i>		
7	Реакционная способность	Слабо окисляется кислородом	Справочник «Пожаровзрывоопасность веществ ...»
8	Запах	Ощутимый, специфический запах нефтепродукта, похож на запах дизельного топлива	-“-
9	Коррозионная активность	Коррозионного действия на металлы практически не оказывает	-“-
10	Меры предосторожности	При работе необходимо соблюдать правила техники безопасности, использовать средства индивидуальной защиты органов дыхания. Во взрывопожароопасных помещениях должны быть установлены приборы, сигнализирующие об опасной концентрации паров газового конденсата в воздухе.	Технологический регламент

Продолжение таблицы 4

№	Наименование параметра	Параметр	Источник информации
1	2	3	4
10	Меры предосторожности	Производственные помещения оборудуются приточно-вытяжной вентиляцией. Электрооборудование используется только в пожаро- и взрывобезопасном исполнении. Транспортировка, хранение и переработка осуществляется только в герметичном оборудовании	Технологический регламент
11	Информация о воздействии на людей и окружающую среду	По степени опасности - 4 класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76. В смеси с воздухом вызывает кислородное голодание, действует на нервную систему, вызывает кожные заболевания. При значительных концентрациях в воздухе приводит к смерти от удушья. При воздействии на кожу обезжиривает ткани. Может вызывать дерматит и экзему	Справочник «Вредные вещества в промышленности». М.: Химия, 1976
12	Средства защиты	Индивидуальные средства защиты органов дыхания (изолирующие противогазы) и кожи (специальная одежда - защитные фартуки, резиновые перчатки и сапоги)	-“-
13	Методы перевода вещества в безвредное состояние	Эффективным средством пожаротушения являются объемное тушение, порошковые составы типа ПСБ-3 и П-2АП	Справочник «Пожаровзрывоопасность веществ ...»
14	Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества	При отравлении парами газового конденсата необходимо вывести пострадавшего на свежий воздух, согреть тело. При нарушении дыхания – сделать искусственное дыхание, дать кислород, использовать аппарат для искусственной вентиляции легких	Справочник «Вредные вещества в промышленности»

Для предотвращения образования кристаллогидратов в процессе добычи нефти и газа предусматривается дозированная подача метанола марки Б по ГОСТ 2222-95. Характеристика метанола приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Физико-химическая характеристика метанола

№	Наименование	Показатель	Примечание
1	Назначение агента	Предотвращение гидратообразования	
2	Рекомендуемая дозировка, г/м <sup>3</sup>	5,0 -10	
3	Агрегатное состояние	Бесцветная прозрачная жидкость без нерастворимых примесей	
4	Растворимость	Смешивается с водой без следов помутнения и опалесценции	
5	Плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup>	791-792	
6	Вязкость при 20°С, мПа*с	0,817	
7	Температура кипения, °С	64,0-65,5	
8	Температура застывания, °С	-50	
9	Температура вспышки, °С	6	ЛВЖ
10	Концентрационные пределы распространения пламени, (об.)	6,98 - 35,5	
11	Токсикологическая характеристика, мг/м <sup>3</sup>	5 (ПДК р.з.)	

## ГЛАВА 2. АНАЛИЗ РИСКА АВАРИЙНОЙ СИТУАЦИИ НА ОБЪЕКТЕ

### 2.1 Характеристика производственного объекта

В административном отношении Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение (далее МНГКМ) находится в Каргасокском районе Томской области в ~ 20 км севернее пос. Средний Васюган. Комплекс объектов по добыче и сбору конденсата и газа Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения (далее МНГКМ) включает в себя 15 кустовых площадок скважин (№№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 14,15,18), сбор с которых осуществляется по коллекторно-лучевой схеме с однетрубным транспортом всей добываемой продукции скважин непосредственно на УКПГ Мыльджинского НГКМ.

На Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении реализована кустовая система бурения скважин.

Кустовые площадки скважин предназначены для добычи углеводородного сырья и подачи его в газосборный коллектор для транспорта непосредственно на УКПГиК Мыльджинского НГКМ. Для проведения вышеназванных операций на кустовых площадках размещаются следующие сооружения и технологическое оборудование:

– устьевые фонтанные арматуры скважин, укомплектованные регулирующей и запорной арматурой, контрольно-измерительными приборами в соответствии с утвержденными схемами;

- кустовая трансформаторная подстанция;
- горизонтальная факельная установка;
- внутрипромысловые трубопроводы;
- кабельные линии электропередач.

Транспорт продукции скважин принят по герметизированным сборным сетям.

Пластовый газ совместно с конденсатом транспортируется по системе газопроводов на площадку подключения УКПГиК МНГКМ.

Пожаробезопасность кустовых площадок обеспечивается рядом противопожарных мероприятий:

- сооружения размещены на площадке с соблюдением противопожарных расстояний между ними;

- выполнена молниезащита, защита оборудования и трубопроводов от статического электричества;

- кустовые площадки обеспечены осветительной аппаратурой во взрывозащищенном исполнении;

- используемое технологическое электрооборудование принято во взрывозащищенном исполнении, соответствует категории и зоне взрывоопасности площадок;

- объем КИПиА позволяет держать под контролем технологический процесс добычи газа и конденсата;

- предусмотрена предаварийная звуковая и световая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы;

- на кустовых площадках предусмотрен контроль воздушной среды переносными газоанализаторами;

- все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования заземляются. Заземляющее устройство для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами электрооборудования;

- основные потребители электроэнергии – электроприемники блок-боксов и освещение территории кустовых площадок относятся по надежности электроснабжения ко II категории

Планировка площадок кустов скважин, при возникновении аварии, захватывающей большую площадь, позволяет перемещаться по территории



людям и пожарной технике; имеет площадку для размещения пожарной техники.

Газоконденсатная пластовая смесь по коллекторно-лучевой схеме от скважин с давлением на устье 10,3-16,2 МПа и температурой 27°C, через фонтанную ёлку и боковой отвод, поступает на регулируемый дроссельный клапан, где происходит редуцирование, далее продукция скважин смешивается в общем коллекторе и поступает, по газопроводу-шлейфу, через узел врезки в газопровод-шлейф, на установку комплексной подготовки газа УКПГ. На Мыльджинском НГКМ происходит его осушка, отделение конденсата. Осушенный газ подается в магистральный газопровод, а конденсат – на Лугинецкое ПСП и далее в магистральный нефтепровод.

Куст скважин – это горизонтальная площадка, на которой размещены: газовые скважины, оборудованные фонтанной арматурой (АФК), эстакада внутрипромысловых трубопроводов, узел для проведения замеров дебитов и газоконденсатных исследований скважин, средства контроля и автоматизации (в аппаратной КИПиА), связи, электрохимзащиты.

Применяемая фонтанная арматура герметизирует три колонны (324×245×168 мм) и имеет один боковой отвод. Фонтанная арматура - тройникового типа АФК 2-65х35ХЛ производства DKG EAST (Венгрия) и ЗАО «Технология». Запорная арматура производства DKG EAST (Венгрия)

Газоконденсатная смесь выходит из скважин при положительных температурах, но наличие пластовой воды и перепадов давления является причиной гидратообразования в трубопроводах. Для предотвращения гидратообразований в скважинах и газопроводе-шлейфе, предусмотрена подача метанола, с максимальным рабочим давлением 25,0 МПа через угловой запорный вентиль, в выкидной трубопровод перед дросселем регулирующим и через угловой запорный вентиль, в затрубное пространство. Подача метанола осуществляется по метанолопроводу, поступающего с узла врезки действующего метанолопровода, смонтированного в одной траншее с газопроводом-шлейфом. Максимальное рабочее давление в трубопроводе

подачи метанола составляет 20,0 МПа. (204 кгс/см<sup>2</sup>). Система подачи метанола закрытая, высоконапорная, герметичная и централизованная.

Замер дебита скважин проектом предусмотрен на узле замера кустовой площадки, с помощью передвижной замерной установки, подключение которой производится с помощью быстросъемного соединения на вход установки БС-2 и выход из нее БС-3.

Продувка скважин на кустах производится через горизонтальное факельное устройство (ГФУ), расположенное в земляном амбаре. Конструкция и размеры амбара обеспечивают локализацию пламени. На технологическом трубопроводе перед ГФУ установлен диафрагменный измеритель критического течения (ДИКТ) для проведения гидродинамических исследований скважин (ГДИС).

Технологической схемой обустройства кустов скважин реализована система блокировок клапанами-отсекателями, срабатывающей при повышении и снижении давления в газопроводе-шлейфе выше/ниже установленного предела.

Для защиты от повышения или понижения давления в выкидной линии и газопроводе-шлейфе предусмотрен клапан-отсекатель КОС (К-302), с условным давлением  $P_u=32,0$  МПа и диаметром  $D_u=100$  мм, который автоматически закрывается при аварийном повышении давления  $P_{max}=14,7$  МПа и понижении  $P_{min}=4,0$  МПа.

На фонтанной арматуре и трубопроводах обвязки скважин предусмотрен контроль следующих параметров:

- местное измерение давления в затрубном пространстве, поз. РІ;
- местное измерение устьевого (буферного) давления, поз. и РІ;
- местное измерение давления в межколонном верхнем пространстве, поз. РІ;
- местное измерение давления в межколонном нижнем пространстве, поз. РІ;
- местное измерение давления после штуцера регулируемого поз. и РІ;

– местное измерение температуры после штуцера регулируемого, поз. ТІ; местное измерение давления в метаноопроводе РІ.

На выходе с кустовой площадки от сборного коллектора предусмотрен контроль следующих параметров:

– дистанционное и местное измерение линейного давления, поз. РТ и РІ;

– дистанционное и местное измерение температуры поз. ТЕ и ТІ.

Перед устройством горелочным АГГ1-А в факельном трубопроводе предусмотрен контроль следующих параметров:

– местное измерение давления до ДШ1 поз. РІ;

– местное измерение давления после ДШ1. поз. РІ.

Оборудование для кустовых площадок выбрано с учетом эксплуатационных характеристик согласно его производительности, безопасности, возможности использования при дальнейшей разработке месторождения, температуры наиболее холодной пятидневки ( $- 42^{\circ}\text{C}$ ), а также с учетом прибавки толщины на коррозию.

Все используемое на площадках технологическое оборудование заводского изготовления и в блочно-комплектном исполнении. Техническая характеристика оборудования кустовых площадок СВГКМ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Краткая характеристика технологического оборудования

№	Наименование оборудования (тип, наименование аппарата, назначение и т.п.)	Номер позиции по схеме, индекс	Материал	Техническая характеристика
1	Фонтанная арматура тройникового типа с колонной головкой	СКВ№	металл	Ррасч=35 МПа. Рраб=16,2 МПа. Трасч=минус 60...плюс 200 °С. Траб=минус 42...плюс 35 °С.
2	Клапан-отсекатель (К-302)	КОС	-	Ррасч=32 МПа. Рраб=13,8 МПа. Трасч=минус 60...плюс 200 °С. Траб=минус 42...плюс 35 °С.
3	Кран шаровой с ручным приводом	К-1	-	Ррасч=25 МПа. Рраб=16,2 МПа. Трасч=минус 50...плюс 80 °С. Траб=минус 50...плюс 45 °С.

Процесс добычи и сбора УВС на месторождениях автоматизирован. Система автоматизации кустовых площадок обеспечивает:

- мониторинг на верхнем уровне состояния погружного и наземного оборудования;
- мониторинг технологических параметров газодобывающих скважин;
- автоматическое управление режимами технологического процесса добычи газа.

Параметры работы скважин ежемесячно фиксируются в «Журнале работы фонда скважин» и передаются диспетчеру ЦПДС, геологам и ведущим инженерам по добыче нефти, газа и конденсата операторами ДНГ под контролем мастеров ДНГиК.

## 2.2 Сведения об опасных веществах и технологии

Основным продуктом транспортировки по продуктопроводу «Мыльджинское – Лугинецкое» является жидкое углеводородное сырье (стабильный конденсат) от УДСК Мыльджинского ГКМ до Лугинецкого месторождения. Стабильный конденсат в основном состоит из тяжелых углеводородов (мольная доля пентана и вышекипящих составляет 0.89, в том числе C5+C8 - 0.667) и представляет собой маловязкую прозрачную

жидкость. По своим свойствам стабильный конденсат аналогичен легким нефтепродуктам типа бензина, керосина, позаровзрывоопасен.

Продуктопровод «Мыльджинское – Лугинецкое» предназначен для транспортировки жидкого углеводородного сырья (стабильного конденсата) от УДСК Мыльджинского ГКМ до Лугинецкого месторождения. В начальную точку продуктопровода (узел пуска очистных устройств) конденсат подается насосной, входящей в состав УДСК-1. На напорном коллекторе насосной предусмотрен узел учета конденсата с узлом контроля качества. Конечная точка продуктопровода (узел приема очистных устройств) находится на площадке установки подготовки нефти (УПН) Лугинецкого месторождения.

Протяженность рассматриваемого продуктопровода 86,64 км, диаметр 273 мм, толщина стенки 8 и 10 мм. Максимальная производительность – 709,2 тыс. тонн в год (1943 т/сут).

Система транспорта конденсата является полностью герметизированной. Трубопровод преимущественно проложен вдоль дорог. Глубина заложения не менее 1,5 м над верхней образующей трубы или верха балластирующей конструкции. Существуют пересечения с автомобильными дорогами, линиями связи, коммуникациями, заболоченными участками (болота I-III типа), водотоками.

Принципиальная схема движения потоков опасного вещества – конденсата приведена на рисунке 1.

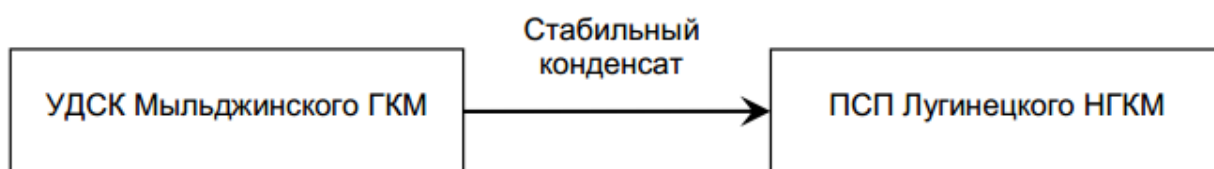


Рисунок 1 – Схема основных технологических потоков опасного вещества на рассматриваемом объекте

Данные о распределении опасных веществ на рассматриваемом объекте приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Распределение опасных веществ по основному технологическому оборудованию рассматриваемого объекта

Наименование оборудования	Кол-во ед. оборуд.	Количество опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества		
		Количество опасного вещества в ед. оборуд.	Всего	Агрегатное состояние	Давление, МПа	Температура, °С
Участок от ПК 0+00.0 до ПК 110+00.0	1	477	477	жид.	5,6	до 40
Участок от ПК 110+00.0 до ПК 215+00.0	1	427	427	жид.	5,6	до 40
Участок от ПК 215+00.0 до ПК 313+00.0	1	398	398	жид.	5,6	до 40
Участок от ПК 313+00.0 до ПК 418+00.0	1	427	427	жид.	5,6	до 40
Участок от ПК 418+00.0 до ПК 509+00.0	1	370	370	жид.	5,6	до 40
Участок от ПК 509+00.0 до ПК 615+00.0	1	431	431	жид.	5,6	до 40
Участок от ПК 615+00.0 до ПК 716+00.0	1	411	411	жид.	5,6	до 40
Участок от ПК 716+00.0 до ПК 815+00.0	1	403	403	жид.	5,6	до 40
Участок от ПК 815+00.0 до ПК 843+75.0	1	117	117	жид.	5,6	до 40
Всего опасного вещества на рассматриваемом объекте, тонн Конденсат			3431 т			

### 2.3 Результаты анализа условий возникновения и развития аварий

Проведенный анализ риска функционирования объекта позволил установить, что основную опасность представляет наличие на объекте большого количества нефтепродукта. В случае неконтролируемых выбросов возникает реальная угроза возникновения пожаров и взрывов.

Возникновение аварий, непосредственно связанных с выбросами нефтепродукта, приводящих к возникновению ЧС, обусловлено потерей герметичности или разрушением участков трубопроводов и оборудования, функционирующих на объекте. Перечень основных факторов и возможных причин, способствующих возникновению и развитию аварий на объекте (таблица 8).

Таблица 8 – Перечень основных факторов и возможных причин, способствующих возникновению и развитию аварий на рассматриваемом объекте

Факторы, способствующие возникновению и развитию ЧС(Н)	Возможные причины ЧС(Н)
Разлив конденсата, в результате механического повреждения трубопровода и линейного оборудования;	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ошибочные действия персонала (повреждение трубопровода при производстве земляных работ, неаккуратное обращение с трубой при ремонтных работах);</li> <li>- внешнее воздействие (наезд автотранспорта на трубопровод на открытых его участках);</li> </ul>
Наличие блуждающих токов в грунте способствует ухудшению свойств металла стенок трубопровода, создает опасность разгерметизации трубопровода;	<ul style="list-style-type: none"> <li>- внешняя коррозия;</li> </ul>
<p>Перекачка конденсата под избыточным давлением, превышающим регламентное значение, создает опасность разгерметизации трубопровода;</p> <p>Пересечение трубопровода с автодорогами (воздействие нагрузок от движения автомобилей и изменение давление в грунте под автомобильными дорогами);</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- механическое воздействие;</li> </ul>
Разгерметизация трубопровода, в результате физико-химического воздействия;	<ul style="list-style-type: none"> <li>- внутренняя коррозия;</li> </ul>
Несоответствие качества металла и геометрических параметров труб требованиям ГОСТ, неудовлетворительное качество сварных швов, наличие циклических нагрузок при перекачке конденсата, старение металла труб, укладка трубопровода в траншею в напряженном состоянии при строительстве и капитальном ремонте в итоге приведет к разгерметизации трубопровода;	<ul style="list-style-type: none"> <li>- заводской брак, допущенный при изготовлении труб;</li> <li>- ошибочные действия персонала (брак строительно-монтажных работ);</li> </ul>

## Продолжение таблицы 8

Факторы, способствующие возникновению и развитию ЧС(Н)	Возможные причины ЧС(Н)
Частые пуски и остановки перекачивающих агрегатов, быстрые открытия и закрытия задвижек, всевозможные вибрации приводят к возникновению в трубопроводах нестационарных процессов, сопровождаемых резкими колебаниями давления, что в свою очередь может привести к разгерметизации трубопровода;	- ошибочные действия персонала (нарушение технологических правил эксплуатации трубопроводов); - отказы систем автоматики и энергетики;
Разгерметизация трубопровода, в результате внешнего воздействия;	- террористический акт, несанкционированная врезка в трубопровод;
Разгерметизация трубопроводов, в результате землетрясения, наводнения, оползни и т.д.	- стихийные явления.

Анализ возможных причин возникновения и развития аварийных ситуаций с учетом отказов и неполадок оборудования, возможных ошибочных действий персонала и внешних воздействий природного и техногенного характера, можно сделать вывод, что аварии на рассматриваемом оборудовании будут развиваться по общей схеме.

Практика показывает, что наиболее вероятным являются сравнительно небольшие выбросы, так как полное разрушение оборудования или трубопроводов менее вероятно, чем образование локальных утечек.

Для удобства расчетов продуктопровод разбит на участки, в зависимости от месторасположения отключающих задвижек на трассе продуктопровода (таблица 9).

По характеру последовательности и сочетания различных событий, возникающих в результате разлива конденсата, для рассматриваемого объекта определены следующие группы сценариев:

- Г – горение;
- ПВ – поздний взрыв;
- Л – ликвидация (авария без образования поражающих факторов).



Таблица 9 – Технические характеристики участков трубопровода

Номер участка	Участок продуктопровода	Технические характеристики участков продуктопровода		
		D×h, мм	L, м	Q, м <sup>3</sup> /сут
1	ПК0+00.0 – ПК110+00.0	273×8	11000	1943
2	ПК110+00.0 – ПК215+00.0	(10)	10500	
3	ПК215+00.0 – ПК313+00.0		9800	
4	ПК313+00.0 – ПК418+00.0		10500	
5	ПК418+00.0 – ПК509+00.0		9100	
6	ПК509+00.0 – ПК615+00.0		10600	
7	ПК615+00.0 – ПК716+00.0		10100	
8	ПК716+00.0 – ПК815+00.0		9900	
9	ПК815+00.0 – ПК843+75.0		2875	

Анализ риска показал:

- наиболее вероятными сценариями развития аварии на рассматриваемом объекте с образованием поражающих факторов является пожар разлива конденсата в результате порыва участка № 6 (ПК509+00 – ПК615+00) продуктопровода «Мыльджинское – Лугинецкое».

Сценарий 6.1(С)-Г: пожар разлива в результате порыва участка, проходящего по суходолу;

Сценарий 6.1 (Б)-Г: пожар разлива конденсата в результате порыва участка, проходящего через болото.

Вероятность реализации данных сценариев  $1,431 \cdot 10^{-5}$  1/год. Максимальная площадь разлива конденсата на суходоле составит 15169 м<sup>2</sup>, на болоте – 17035 м<sup>2</sup>.

- наиболее опасными сценариями развития аварии на рассматриваемом объекте является поздний взрыв паров конденсата в результате порыва участка № 1 (ПК0+00 – ПК110+00) продуктопровода «Мыльджинское – Лугинецкое».

Сценарий 1.1 (С)-ПВ: взрыв паров конденсата в результате порыва участка, проходящего по суходолу;

Сценарий 1.1 (Б)-ПВ: взрыв паров конденсата в результате порыва участка, проходящего через болото.

Вероятность реализации данных сценариев  $1,65 \cdot 10^{-6}$  1/год. Площадь разлива конденсата на суходоле составит 15555 м<sup>2</sup>, площадь разлива конденсата на болото – 17468 м<sup>2</sup>.

Данные о размерах вероятных зон действия поражающих факторов для рассматриваемых сценариев аварий, рассчитанные с помощью программного модуля «Риск-пожар-производство», ООО НПО «ДИАР» (Заключение ФГУ ВНИИ ГОЧС(ФЦ) от 29.07.2010г. №2064/16-1 о соответствии методикам МЧС России), приведены в таблицах 10-11.

Таблица 10 – Основные результаты расчета вероятных зон действия поражающего фактора – теплового излучения в результате пожара разлития

Блок, оборудование	Сценарий	Эффективный диаметр пролива, м	Интенсивность теплового излучения на расстоянии от центра пролива, м					
			20 кВт/м <sup>2</sup>	12,9 кВт/м <sup>2</sup>	10,5 кВт/м <sup>2</sup>	7,0 кВт/м <sup>2</sup>	4,2 кВт/м <sup>2</sup>	1,4 кВт/м <sup>2</sup>
Продуктопровод «Мыльджинское – Лугинецкое»								
Участок 1 (ПК0+00 – ПК110+00)	С1.1(С)-Г	140,73	53,5	70,7	73,2	82,3	99,2	149,8
	С1.1(Б)-Г	149,13	57	474,9	77,5	87,1	104,8	157,8
Участок 6 (ПК509+00 – ПК615+00)	С6.1(С)-Г	138,97	52,8	69,8	72,3	81,4	98,1	148,1
	С6.1(Б)-Г	147,27	56,2	74	76,6	86	103,5	156
Участок 9 (ПК815+00 – ПК843+75)	С9.1(С)-Г	97,13	36	48,8	50,8	57,7	70,2	107,5

Примечание – зоны действия теплового излучения на персонал:

- 20,0 кВт/м<sup>2</sup> – мгновенные болевые ощущения через 4 с, ожог 1 -й степени через 6-8 с, ожог 2-й степени через 12-16 с;
- 12,9 кВт/м<sup>2</sup> – воспламенение древесины с шероховатой поверхностью (влажность 12%) при длительности облучения 15 мин;
- 10,5 кВт/м<sup>2</sup> – непереносимая боль через 3-5 с, ожог 1 -й степени через 15-20 с, ожог 2-й степени через 30-40 с;
- 7,0 кВт/м<sup>2</sup> – непереносимая боль через 20-30 с;
- 4,2 кВт/м<sup>2</sup> – безопасно для человека в брезентовой одежде;
- 1,4 кВт/м<sup>2</sup> – без негативных последствий в течение длительного времени.

Таблица 11 – Основные результаты расчета вероятных зон действия поражающего фактора – ударной волны в результате взрыва ТВС

Блок, оборудование	Сценарий	Уровни поражения ударной волной, м					
		100 кПа	53 кПа	28 кПа	12 кПа	5 кПа	3 кПа
Участок 1 (ПК0+00 – ПК110+00)	С1.1(С)-ПВ	87,9	123	179,3	318,8	636,3	990,9
	С1.1(Б)-ПВ	91,3	127,8	186,3	331,3	661,1	1029,6
Участок 6 (ПК509+00 – ПК615+00)	С6.1(С)-ПВ	87,1	122	177,8	316,2	631	982,8
	С6.1(Б)-П	90,5	126,7	184,8	328,5	655,7	1021,1
Участок 9 (ПК815+00 – ПК843+75)	С9.1(С)-ПВ	68,7	96,2	140,3	249,5	498,1	775,8

Примечания:

- Зоны действия ударной волны на персонал:
  - 100 кПа – летальный исход;
  - 53 кПа – серьезные повреждения легких, летальный исход вероятен;
  - 28 кПа – серьезные повреждения тканей, летальный исход возможен;
  - 12 кПа – временная потеря слуха, легкие травмы;
  - 3-5 кПа – возможны осколочные травмы, связанные с разрушением стекол и повреждением стен зданий.
- Зоны действия ударной волны на сооружения:
  - 100 кПа – полное разрушение зданий;
  - 53 кПа – 50 %-ное разрушение зданий;
  - 28 кПа – средние повреждения зданий;
  - 12 кПа – умеренные повреждения зданий (повреждения внутренних перегородок, рам, дверей); полное разрушение остекления;
  - 3-5 кПа – малые повреждения (разбита часть остекления).

Сведения о возможном числе пострадавших, включая погибших среди работников и иных физических лиц представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Возможное число пострадавших при аварии

Блок, оборудование	Обозначение сценария	Поражающий фактор	Число пострадавших	Число погибших из числа пострадавших
Продуктопровод «Мыльджинское – Лугинецкое»				
Участок 1 (ПК0+00 – ПК110+00)	С1.1(С)-Г	тепловое излучение	4	1
	С1.1(С)-ПВ	ударная волна	5	3
	С1.1(Б)-Г	тепловое излучение	4	1
	С1.1(Б)-ПВ	ударная волна	5	3

Продолжение таблицы 12

Блок, оборудование	Обозначение сценария	Поражающий фактор	Число пострадавших	Число погибших из числа пострадавших
Участок (ПК509+00 – ПК615+00)	С6.1(С)-Г	тепловое излучение	3	1
	С6.1(С)-ПВ	ударная волна	4	3
	С6.1(Б)-Г	тепловое излучение	3	1
	С6.1(Б)-ПВ	ударная волна	4	3
Участок (ПК815+00 – ПК843+75)	С9.1(С)-Г	тепловое излучение	4	0
	С9.1(С)-ПВ	ударная волна	5	2

Таким образом, можно сделать заключение, что в случае возникновения аварийной ситуации на рассматриваемом объекте (в данном случае принимается наиболее опасный участок продуктопровода) максимальное количество пострадавших составит 3-5 человек, в том числе смертельно пораженных – 1 -3 человека – ремонтно-эксплуатационный персонал, который проводит технический осмотр или ремонтные работы на аварийном оборудовании (трубопроводах) и может оказаться в эпицентре аварии.

В общем случае полный ущерб от аварии на рассматриваемом объекте можно представить как сумму финансовых убытков:

- от прямых потерь – потери предприятия в результате уничтожения (повреждения) товарно-материальных ценностей (продукции, сырья и т.п.);
- от расходов, связанных с локализацией и ликвидацией последствий аварий;
- от затрат, понесенных вследствие гибели и травматизма людей;
- от штрафных санкций за вред, нанесенный окружающей природной среде;
- от простоя, как части доходов, недополученных предприятием в результате аварии.

Расчетные значения возможных потерь имущества по рассматриваемым сценариям для рассматриваемого объекта приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Ущерб от аварии на рассматриваемом объекте

Наименование оборудования	Полный ущерб от аварии по сценариям, тыс.руб.		
	С-Г	С-ПВ	С-З
Продуктопровод «Мыльджинское – Лугинецкое»			
Участок 1 (ПК0+00 – ПК110+00)			
С1.1(Суходол)	75763,29	76273,87	74896,13
С1.1(Болото)	163146,42	163656,99	162279,25
С1.1(Водоток)	-	-	162279,25
Участок 6 (ПК509+00 – ПК615+00)			
С6.1(Суходол)	66721,45	67241,67	65866,54
С6.1(Болото)	151672,51	152192,73	150817,60
С6.1(Водоток)	-	-	150817,6
Участок 9 (ПК815+00 – ПК843+75)			
С9.1(Суходол)	27024,83	27730,62	26833,95

Ущерб третьим лицам не причиняется.

## 2.4 Результаты оценки риска аварий

Расчетные величины индивидуального и коллективного рисков, потенциального риска для рассматриваемых сценариев аварий приведены в таблицах 14 – 16.

Таблица 14 – Значения индивидуального риска персонала

Обозначение сценария	Поражающий фактор	Условная вероятность поражения	Индивидуальный риск, 1/год
Продуктопровод «Мыльджинское – Лугинецкое»			
C1.1(C)-Г	тепловое излучение	0	0
C1.1(C)-ПВ	ударная волна	0,75	$1,238 \cdot 10^{-6}$
C1.1(B)-Г	тепловое излучение	0	0
C1.1(B)-ПВ	ударная волна	0,79	$1,304 \cdot 10^{-6}$
C6.1(C)-Г	тепловое излучение	0	0
C6.1(C)-ПВ	ударная волна	0,74	$1,177 \cdot 10^{-6}$
C6.1(B)-Г	тепловое излучение	0	0
C6.1(B)-ПВ	ударная волна	0,78	$1,24 \cdot 10^{-6}$
C9.1(C)-Г	тепловое излучение	0	0
C9.1(C)-ПВ	ударная волна	0,44	$1,898 \cdot 10^{-7}$

Таблица 15 – Значения коллективного риска персонала

Наименование оборудования	Рассматриваемые сценарии	Коллективный риск, чел/год
Участок продуктопровода «Мыльджинское – Лугинецкое»	C1.1(C)-Г, C1.1(C)-ПВ, C1.1(B)-Г, C1.1(B)-ПВ, C6.1(C)-Г, C6.1(C)-ПВ, C6.1(B)-Г, C6.1(B)-ПВ, C9.1(C)-Г, C9.1(C)-ПВ	$7,86 \cdot 10^{-5}$

Таблица 16 – Значения потенциального риска

Наименование оборудования	Значение потенциального риска, 1/год на расстоянии 200 м от места возможной аварии
Участок продуктопровода «Мыльджинское – Лугинецкое»	$5,15 \cdot 10^{-6}$

Средний риск нанесения ущерба рассчитан, исходя из частоты возникновения аварии и общего ущерба при ее реализации. Общий ущерб включает в себя прямые потери организации; расходы, связанные с локализацией и ликвидацией последствий аварий; затрат, понесенных вследствие гибели и травматизма людей; от штрафных санкций за вред, нанесенный окружающей природной среде; от простоя, как части доходов, недополученных предприятием в результате аварии. Результаты расчетов приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Средний риск нанесения материального ущерба

Участок трубопровода	Обозначение сценария	Средний риск нанесения материального ущерба, тыс. руб./год
Участок 1 (ПК0+00 – ПК110+00)	C1.1(С)-Г	1,125
	C1.1(С)-ПВ	0,126
	C1.1(Б)-Г	2,423
	C1.1(Б)-ПВ	0,27
	C1.1.(С)-3	9,886
	C1.1(Б)-3, C1.1(В)-3	1,421
Участок 6 (ПК509+00 – ПК615+00)	C6.1(С)-Г	0,955
	C6.1(С)-ПВ	0,107
	C6.1(Б)-Г	2,17
	C6.1(Б)-ПВ	0,242
	C6.1.(С)-3	8,365
	C6.1(Б)-3, C6.1(В)-3	19,154
Участок 9 (ПК815+00 – ПК843+75)	C9.1(С)-Г	0,105
	C9.1(С)-ПВ	0,012
	C9.1(С)-3	9,258

Анализ рисков представлен на рисунках 2, 3 в виде F/N и F/G диаграмм. F/N диаграмма представляет собой зависимость числа пострадавших человек от вероятности реализации рассматриваемого сценария. F/G диаграмма представляет собой зависимость общего ущерба от вероятности реализации рассматриваемого сценария.

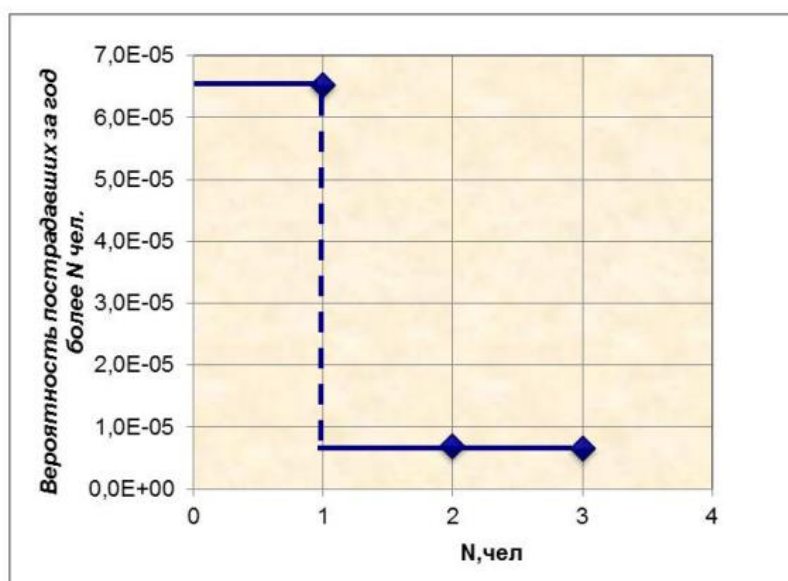


Рисунок 2 – F/N диаграмма

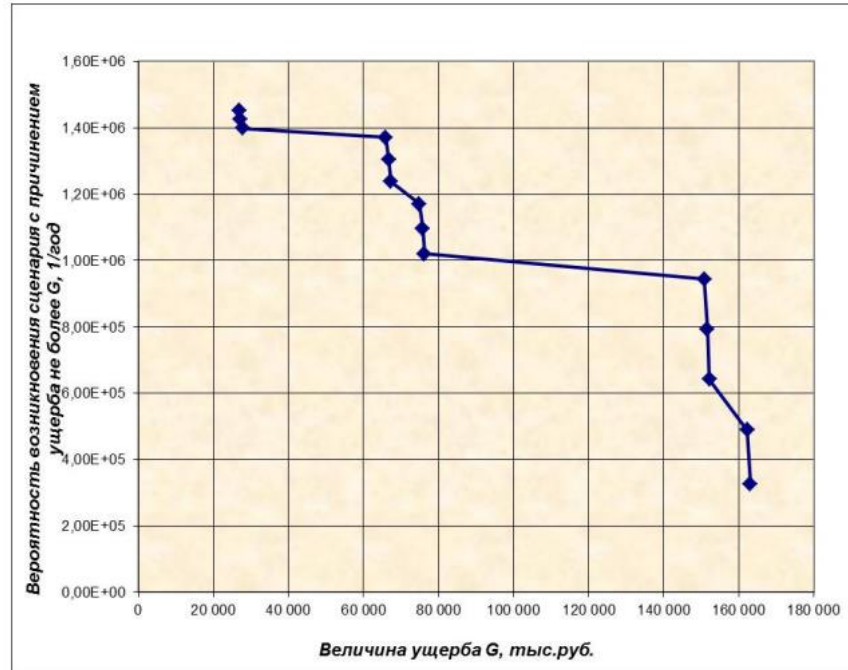


Рисунок 3 – F/G диаграмма

## 2.5 Локализация и ликвидация последствий аварий

Состав сил и средств, локализирующих и ликвидирующих аварийную ситуацию, зависит от типа и масштаба данной ситуации (аварии/чрезвычайной ситуации).

Персонал ЦДПНГиК Мыльджинского НГКМ, обслуживающий оборудование фонда скважин, является силами, обнаруживающими аварию и предпринимающими первоочередные действия по её локализации.

Силы аттестованного нештатного аварийно-спасательного формирования (далее НАСФ) привлекаются для локализации и ликвидации аварийной ситуации в случаях, когда происходит выброс значительного количества газа и разлив газоконденсатной жидкости (либо метанола).

При аварийном отключении электроэнергии на кустовой площадке скважин привлечения сил не осуществляется и персонал, обнаруживший аварию, ликвидирует ее самостоятельно.



В зависимости от типа/характера развития аварийной ситуации, возникшей на фонде скважин МНГКМ, для локализации и ликвидации последствий аварий привлекаются профессиональные аварийно-спасательные формирования:

- ПАСФ ООО «Нефтеспас» (для ликвидации разлива газоконденсатной жидкости/метанола, которому соответствует уровень ЧС);
- ООО «Газпром газобезопасность» (для выполнения работ связанных с ликвидацией открытых газовых фонтанов эксплуатационных скважин).

Контроль противопожарного режима в ходе ликвидации аварии, а в случае возникновения пожара – тушение, осуществляется пожарным постом ведомственной пожарной охраны МНГКМ.

Порядок взаимодействия между охраной МНГКМ и профессиональными АСФ (ООО «Нефтеспас», ООО «Газпром газобезопасность») определён договорными отношениями, согласно которым силы ПАСФ выезжают на место происшествия немедленно с момента получения информации от ответственных лиц о возникновении аварии/чрезвычайной ситуации того типа, который определён договором.

Дислокация привлекаемых сил, расстояния и расчётное время прибытия для локализации и ликвидации аварии представлены в таблице 8.

Место дислокации пожарного поста ведомственной пожарной охраны – Мыльджинское НГКМ. В боевом расчете у отряда ВПО имеется АЦ-40(6/6) (2 шт.), в резерве – АЦ 3,0-70/100.

Таблица 18 – Расстояния и расчётное время прибытия для локализации и ликвидации аварии

Привлекаемые силы	Место дислокации	Расстояние до месторождения, км	Время доставки*
1	2	3	4
Персонал, обслуживающий фонд скважин	Мыльджинское НГКМ	на месте	Ч+15 мин
НАСФ	Мыльджинское НГКМ	на месте	Ч+15 мин
Ведомственная пожарная охрана	Мыльджинское НГКМ	на месте	Ч+15 мин
Профессиональное АСФ ООО «Нефтеспас»	г. Томск	586 (вертолетом)	Ч+2 ч 40 мин
Томский военизированный отряд ВСВЧ ООО «Газпром газобезопасность» (оперативная группа)	г. Томск	586 (вертолетом)	Ч+2 ч 40 мин
Красноярский военизированный отряд ВСВЧ ООО «Газпром газобезопасность»	г. Красноярск	600 (до г. Томск)+ 586 (вертолетом)	Ч+12 ч 40 мин
Примечание – * – скорость движения автомобильной техники составляет 60 км/ч, вертолета – 220 км/ч			

Оповещение структурных подразделений внутри (НАСФ и ВПО) происходит по решению КЧС и ПБ, которая отправляет оперативную группу КЧС и ПБ для руководства работами по локализации и ликвидации последствий при объявлении режима ЧС.

Взаимодействие в локализации и ликвидации последствий аварий между пользователем недр и привлекаемыми сторонними Организационными (ПАСФ) осуществляется на основании договоров в зависимости от типа аварии и аттестации ПАСФ на определённые виды работ (ликвидация открытых газовых фонтанов или локализация/ликвидация аварийных разливов метанола (либо газоконденсатной жидкости)).

Оповещение привлекаемых Организаций происходит согласно схеме оповещения и осуществляется диспетчером ЦПДС (г. Томск). Номера телефонов оповещаемых Организаций и лиц в схеме оповещения уточняются не реже одного раза в полгода.

Взаимодействие на первоначальном этапе привлечения ПАСФ осуществляется по следующим направлениям:

- оценка и прогнозирование возможных последствий аварии;
- согласование решений о выделении сил и средств для локализации и ликвидации аварии;
- обеспечение питания, мест проживания привлечённых сил на период проведения работ.

Связь с ОДС ЦУКС ГУ МЧС России по ТО, ЦРБ, УВД, УФСБ (при ЧС, террористическом акте) осуществляется по линиям городской телефонной связи диспетчером ЦПДС (г. Томск).

Количество сил и средств, привлекаемых для локализации и ликвидации аварий, оборудования объекта определяются типом аварии и масштабом последствий.

Мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах разрабатывается для аварий (инцидентов), не попадающих под категорию ЧС(Н).

Чрезвычайные ситуации классифицируются в зависимости от количества людей, пострадавших в этих ситуациях, людей, у которых оказались, нарушены условия жизнедеятельности, размера материального ущерба, а также границы зон распространения поражающих факторов чрезвычайной ситуаций [4].

В соответствии с данным Постановлением минимальный уровень ЧС (локальный) – это ЧС, в результате которой количество людей, погибших или получивших ущерб здоровью, составляет не более 10 человек либо размер ущерба окружающей природной среде и материальных потерь составляет не более 100 тыс. рублей. Соответственно, авария с выходом газа до уровня ЧС будет иметь те же параметры.

Значение нижнего уровня ЧС при разливе конденсата определяется критериями Приказа МПР №156 от 03.03.2003 г. «Об отнесении указаний по определению нижнего уровня разлива конденсата и нефтепродуктов для

отнесения аварийного разлива к чрезвычайным ситуациям» и представлено в таблице 19.

Таблица 19 – Значение нижнего уровня ЧС при разливе конденсата

Источник загрязнения	Значения нижнего уровня разлива
Добывающая скважина	7 т (в водоохраных зонах – 3 т)
Участок трубопровода, проходящий по суходолу	7 т (в водоохраных зонах – любой факт разлива)

При количестве конденсата меньше значения нижнего уровня аварийного разлива привлечение профессионального аварийно-спасательного формирования ООО «НЕФТЕСПАС» не прогнозируется, поскольку количества сил и средств персонала и НАСФ достаточно для ликвидации аварийной ситуации до уровня ЧС.

Необходимость привлечения сил профессионального АСФ диктуется масштабом аварии.

При таких авариях, как:

1. Пропуск газа и конденсата по обвязке фонтанной арматуры;
2. Порыв трубопровода подачи хим. реагента в нефтесборный коллектор куста;
3. Нарушение герметичности технологической обвязки АГЗУ;
4. Порыв в блоке распределения воды на кусте скважин;
5. Порыв водовода высокого давления от БРВ до нагнетательной скважины;
6. Аварийное отключение электроэнергии;
7. Порыв нефтепровода от скважины до АГЗУ;
8. Нарушение герметичности технологической обвязки АГЗУ.

привлечение профессионального АСФ не прогнозируется, поскольку возможные последствия не превысят показателей отнесения аварийного разлива к чрезвычайным ситуациям согласно Приказу МПР №156 от 03.03.2003 г.

При таких авариях как порыв нефтепровода от скважины до АГЗУ, нарушение герметичности технологической обвязки АГЗУ, при случае, что разлив конденсата превышает значения нижнего уровня для отнесения аварии к чрезвычайной ситуации согласно Приказу МПР №156 от 03.03.2003, осуществляется привлечение профессионального аварийно-спасательного формирования ООО «НЕФТЕСПАС».

При превышении значения нижнего уровня аварийного разлива конденсата и отнесения аварийного разлива к чрезвычайной ситуации, действия ответственных лиц регламентируются согласно ранее разработанному и согласованному в установленном порядке плану по предупреждению и ликвидации аварийных разливов конденсата и нефтепродуктов (План ПЛАРН), в котором прогнозируется дополнительное привлечение сил профессионального аварийно-спасательного формирования ООО «НЕФТЕСПАС» к уже ведущим работам силам персонала и НАСФ.

При возникновении аварийной ситуации, обусловленной неконтролируемым выбросом пластового флюида из скважины (открытым фонтанированием конденсата и газа) и отсутствием возможности к локализации последствий посредством остановки технологического процесса, для ликвидации аварии перешедшей в режим ЧС привлекаются силы профессионального аварийно-спасательного формирования – Красноярского военизированного отряда (Филиал Восточно-Сибирская военизированная часть) ООО «Газпром газобезопасность».

Профессиональная и противоаварийная подготовка, проверка знаний и порядок допуска персонала проводятся в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утверждены Приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 г. № 101 с изменениями она 12.01.2015 г.) и Приказа Ростехнадзора от 29.01.2007 г. № 37 «О порядке подготовки и аттестации работников организаций, поднадзорных

Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору» (с изм. на 30.06.2015 г.).

В целях обеспечения постоянной готовности сил и средств к локализации и ликвидации чрезвычайных ситуаций и повышения профессионального уровня персонала совершенствования технологий выполнения аварийных работ в целом и её отдельных операций, постоянно проводятся и отрабатываются с персоналом ЦДПНГ и К Мыльджинского НГКМ, НАСФ и ВПО противоаварийные учебно-тренировочные занятия в установленные графиком сроки, с отработкой практических действий в соответствии с планом мероприятий по локализации и ликвидации аварий.

Учебно-тренировочные занятия по ликвидации аварий проводятся на основании графика, утвержденного начальником УНПП.

Руководителем проведения учебно-тренировочного занятия является начальник ЦДПНГ и К Мыльджинского НГКМ.

Учебно-тренировочные занятия проводятся на каждом газоопасном или взрывоопасном участке не реже одного раза в год в разные периоды года (зимой, летом и др.) и объявляются в разное время суток и смены (ночное, дневное, среди смены, на стыке смен и др.).

Действия диспетчеров, должностных лиц, взаимодействие с другими службами (пожарная охрана, с работниками медслужбы, ПАСФ ООО «НЕФТЕСПАС») при возникновении, ликвидации чрезвычайных ситуаций и их предупреждений отрабатываются и осуществляются на основе схемы оповещения в рамках тренировок. Тактико-специальные учения или командно-штабные тренировки в целях отработки ПЛАРН в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 21 августа 2000 г. № 613 (с изменением от 15.04.2002 г.) «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов конденсата и нефтепродуктов» проводятся не реже одного раза в 2 года.

Проведение учений на скважине с ПАСФ ООО «Газпром газобезопасность» осуществляется согласно разработанному и согласованному графику.

После окончания учебно-тренировочных занятий, КШУ или тактико-специальных учений, руководитель, проводивший учения, совместно с лицами, принимавшими участие в ее проведении, проводит разбор учений и подводит итоги хода ликвидации «аварии» и «чрезвычайной ситуации».

Контроль над своевременным проведением учебно-тренировочных занятий и выполнением мероприятий, указанных в актах по результатам проведения этих учений, осуществляется главным инженером-заместителем генерального директора по производству МНГКМ.

Содержание сил и средств НАСФ и ВПО на месторождении осуществляется за счёт финансирования пользователя недрами.

Профессиональные АСФ на основании заключенных договоров обеспечивают поддержание собственных сил и средств в степени постоянной готовности к оперативному прибытию на место аварии и проведения в минимально возможный короткий срок аварийно-спасательных работ.

Органом повседневного управления технологическим процессом в МНГКМ является Центральная производственно-диспетчерская служба (ЦПДС) через подразделение которой (ЦПДС МНГКМ) осуществляется радиосвязь с мастером ДНГиК либо непосредственным начальником ЦДПНГ и К Мыльджинского НГКМ. При получении сообщения об аварии основной задачей дежурного диспетчера ЦПДС МНГКМ является получение, сбор, обработка, учет, анализ, контроль достоверности информации и передача в соответствии с установленным порядком информации согласно схеме оповещения.

Оповещаемыми лицами являются:

- 1) Диспетчер ЦПДС г. Томска;
- 2) Начальник ЦДПНГ и К МНГКМ.

При получении сообщения о пожаре или несчастном случае (травме) на кустовой площадке в первую очередь оповещаются пост ВПО МНГКМ и фельдшер медпункта МНГКМ.

В зависимости от типа аварии на территории кустовой площадки скважин руководитель ликвидации аварии/ЧС является:

– начальник ЦДПНГиК МНГКМ – при незначительных авариях без возникновения разлива конденсата (отключение электроэнергии на территории куста, нарушение герметичности ВВД и БРВ до нагнетательной скважины, нарушение герметичности трубопровода подачи хим. реагента);

– начальник укрупненного нефтегазового промысла – при разливах конденсата ниже уровня ЧС, определенного в пункте 4 настоящего Плана мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий;

– главный инженер – заместитель генерального директора по производству (Председатель КЧС и ПБ) – при переходе аварии, обусловленной нефтеразливом и открытым фонтаном на скважине в ЧС. До прибытия на место ЧС главного инженера – заместителя генерального директора по производству вышеперечисленные руководители ликвидации аварии (начальник ЦДПНГ и К МНГКМ и начальник укрупненного нефтегазового промысла (либо его заместитель)) осуществляют организацию взаимодействия всех сил и средств подразделений Общества и сервисных организаций по предупреждению и ликвидации ЧС.

Руководители оперативных отрядов ПАСФ (ООО «НЕФТЕСПАС», ООО «Газпром газобезопасность») по прибытию на место ЧС входят в состав штаба и осуществляют работы по ликвидации аварии.

Вне зависимости от типа и масштаба аварии, при возникновении пожара на кустовой площадке скважин ответственным руководителем работ по тушению пожара является руководитель тушения пожара (далее РТП) – начальник пожарного поста МНГКМ ВПО.



## ГЛАВА 3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### Введение

В настоящей работе рассматривается расчет риска аварийной ситуации на нефтегазоконденсатном месторождении.

Объектом исследования является Мыльджинское НГКМ.

Обоснование целесообразности проведения исследовательских работ является целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

- Оценка коммерческого потенциала разработки.
- Планирование научно-исследовательской работы;
- Расчет бюджета научно-исследовательской работы;
- Определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

исследования.

### 3.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

#### 3.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

По результатам проведенного сегментирования рынка были определены основные сегменты, а также выбраны наиболее благоприятные.

Профиль	Вид услуги		
	Проектирование	Мониторинг	Оптимизация
Экономический	○		
Охрана труда	○		○
Охрана окружающей среды			○

Рисунок 4 – Карта сегментирования рынка услуг



НИ ТПУ



НГТУ



НИ МГТУ

Таким образом, наиболее благоприятным сегментом и направлением для исследования был выбран проект расчет риска аварийной ситуации на базе НИ ТПУ.

### 3.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

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

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

Таблица 20 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Повышение производительности	0,15	4	3	2	0,6	0,45	0,3
2. Удобство в эксплуатации	0,05	3	3	3	0,15	0,15	0,15
3. Энергоэкономичность	0,08	5	4	4	0,4	0,32	0,32
4. Надежность	0,08	5	3	3	0,4	0,24	0,24
5. Безопасность	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
6. Простота эксплуатации	0,05	4	3	3	0,2	0,15	0,15
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Конкурентоспособность продукта	0,11	4	3	3	0,44	0,33	0,33
2. Уровень проникновения на рынок	0,05	1	2	2	0,05	0,1	0,1
3. Цена	0,08	4	4	3	0,32	0,32	0,24

#### Окончание таблицы 20

1	2	3	4	5	6	7	8
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	4	4	4	0,28	0,28	0,28
5. Финансирование научной разработки	0,08	3	5	4	0,24	0,4	0,32
6. Срок выхода на рынок	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,2
7. Наличие сертификации разработки	0,05	1	3	3	0,05	0,15	0,15
<b>Итого</b>	<b>1</b>				<b>3,83</b>	<b>3,59</b>	<b>3,28</b>

Б<sub>к1</sub> - НГТУ, Б<sub>к2</sub>- НИ МГТУ

Рассматриваемые в проекте решения имеют наиболее высокий коэффициент конкурентоспособности в сравнении с конкурентами.

### 3.1.3 SWOT-анализ

Качественный подход к описанию рисков заключается в детальном и последовательном рассмотрении содержательных факторов, несущих неопределенность, и завершается формированием причин основных рисков и мер по их снижению. Одной из методик анализа сильных и слабых сторон предприятия, его внешних благоприятных возможностей и угроз является SWOT-анализ (таблица 21).

Анализируя таблицу SWOT-анализа можем сказать, что предприятие имеет достаточно сильных сторон и возможностей, чтобы уверенно функционировать в условиях современных реалий.

Основной слабой стороной является зависимость от иностранных сервисных компаний, которые предоставляют услуги по ремонту и модернизации оборудования.

Таблица 21 – Swot-анализ Мыльджинского НГКМ

	Возможности	Угрозы
	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Наличие мест для строительства новых скважин</li> <li>2. Увеличение добычи нефти и попутного нефтяного газа</li> <li>3. Применение современных технологий</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Штрафы за нарушение экологического законодательства</li> <li>2. Устаревание технологий и оборудования</li> </ol>
<b>Сильные стороны</b> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Наличие системы использования ПНГ</li> <li>2. Наличие больших запасов нефти, конденсата и газа</li> <li>3. Высококвалифицированный персонал</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Строительство новых скважин</li> <li>2. Развитие системы использования ПНГ, в том числе за счет применения нового современного оборудования, такого, как теплообменник кожухотрубчатый</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Строгое следование всем правилам и экологическим нормам</li> <li>2. Проведение модернизации</li> </ol>
<b>Слабые стороны</b> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Слабо развита инфраструктура</li> <li>2. Сложность геологического строения</li> <li>3. Зависимость от иностранных поставщиков услуг ремонтного обслуживания</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Развитие инфраструктуры</li> <li>2. Применение современных технологий при бурении</li> <li>3. Переход на услуги отечественных сервисных компаний</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Строгое следование всем правилам и экологическим нормам</li> </ol>

При этом стоит говорить о необходимости постоянной модернизации технологий и оборудования.

Кроме того, важной задачей для месторождения является соблюдение экологического законодательства.

### **3.2 Планирование научно – исследовательских работ**

#### **3.2.1 Структура работ в рамках научного исследования**

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят Инженер, научный руководитель, консультант по части социальной ответственности (СО) и консультант по экономической части (ЭЧ) ВКР. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

Составим перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, проведем распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 22.

$$t_{\text{ожі}} = \frac{3t_{\text{mini}} + 2t_{\text{maxi}}}{5}, \quad (4.1)$$

Таблица 22 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
1	2	3	4
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, Инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических исследований, изучение литературы	Инженер
	6	Построение и проведение экспериментов (расчетов)	Руководитель, Инженер
	7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими данными	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель
	9	Определение целесообразности проведения ОКР	Инженер, руководитель
<i>Проведение ОКР</i>			
Разработка технической документации и проектирование	10	Сбор информации по охране труда	Инженер
	11	Оформление результатов по охране труда	Инженер
	12	Подбор данных для выполнения экономической части работы	Инженер
	13	Оформление экономической части работы	Инженер
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	14	Составление пояснительной записки	Инженер, руководитель

### 3.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

Трудоемкость выполнения проекта 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:

где  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;  
 $t_{mini}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;  $t_{maxi}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (4.2)$$

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.

График проведения научного исследования приведен в табл. 23  
Календарный план-график проведения исследования представлен в табл. 24.

Таблица 23 – Временные показатели проведения научного исследования

№ этапа	Наименование этапа	Кол-во человек	Продолжительность работ			$T_{pi}$ (дн)
			$t_{min}$ (дн)	$t_{max}$ (дн)	$t_{ож}$ (дн)	
1	2	3	4	5	6	7
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	1	1	1	1
2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	2	2	2	2
3	Выбор направления исследований	Руководитель, Инженер	1 2	1 5	1 3	1 3
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Инженер	1 4	1 10	1 7	1 7
5	Проведение теоретических исследований, изучение литературы	Инженер	3	8	6	6
6	Построение и проведение экспериментов (расчетов)	Руководитель, Инженер	1 3	1 5	1 4	1 4
7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими данными	Инженер	3	5	4	4
8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель	6	6	6	6
9	Определение целесообразности проведения ОКР	Руководитель, Инженер	10 3	12 5	11 4	11 4
10	Сбор информации по охране труда	Инженер	3	5	4	4
11	Оформление результатов по охране труда	Инженер	3	5	4	4
12	Подбор данных для выполнения экономической части работы	Инженер	2	4	3	3
13	Оформление экономической части работы	Инженер	2	4	3	3
14	Составление пояснительной записки	Руководитель, Инженер	1 9	1 14	1 12	1 12
	Всего дней	Руководитель, Инженер				22 56

Таблица 24 – Календарный план-график проведения НИОКР

№ Этапа	Наименование этапа	Кол-во человек	Трi (дни)	Рабочие дни								
				10	20	30	40	50	60	70		
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	1	■								
2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	2	■								
3	Выбор направления исследований	Руководитель	1	■								
		Инженер	3	■								
		Руководитель	1		■							
4	Календарное планирование работ по теме	Инженер	7		■							
5	Проведение теоретических исследований, изучение литературы	Инженер	6		■							
6	Построение и проведение экспериментов (расчетов)	Руководитель	1			■						
		Инженер	4			■						
7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими данными	Инженер	4			■						
8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель	6				■					
9	Определение целесообразности проведения ОКР	Руководитель	11				■					
		Инженер	4				■					
10	Сбор информации по охране труда	Инженер	4					■				
11	Оформление результатов по охране труда	Инженер	4						■			
12	Подбор данных для выполнения экономической части работы	Инженер	3							■		
13	Оформление экономической части работы	Инженер	3								■	
		Руководитель	1									■
14	Составление пояснительной записки	Инженер	12									■

■ - Руководитель

■ - Инженер



### 3.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета научного исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов планируемых затрат (расходов), необходимых для его выполнения:

- материальные затраты ;
- затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

В процессе формирования бюджета, планируемые затраты группируются по статьям, представленным в таблице.

#### 3.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расч i}, \quad (4.3)$$

Материальные затраты, необходимые для данной разработки, отражены в таблице 25.

Исполнение 1: расчет риска аварийной ситуации для НИ ТПУ (обосновываемый проект)

Исполнение 2: расчет риска аварийной ситуации для НГТУ

Исполнение 3: расчет риска аварийной ситуации для НИ МГТУ

Таблица 25 - Материальные затраты

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

### 3.3.2 Затраты на оборудование

Все расчеты по приобретению спецоборудования, включая 15% на затраты по доставке и монтажу, отображены в таблице 26.

Таблица 26 – Расчет затрат на оборудование для научных работ

Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость с НДС, руб.
Компьютер	1	37920
Принтер	1	13990
ИТОГО		51480

Рассчитаем амортизацию оборудования

Используется формула

$$C_{AM} = \frac{N_A * C_{OB} * t_{рф} * n}{F_D}, \quad (4.4)$$

где  $N_A$  – годовая норма амортизации единицы оборудования (0,4);

$C_{OB}$  – балансовая стоимость единицы оборудования с учетом ТЗР. При невозможности получить соответствующие данные из бухгалтерии она может быть заменена действующей ценой, содержащейся в ценниках, прейскурантах и т.п.;

$F_d$  – действительный годовой фонд времени работы соответствующего оборудования, берется из специальных справочников или фактического режима его использования в текущем календарном году. При этом второй вариант позволяет получить более объективную оценку  $C_{AM}$ .

$T_{рф}$  – фактическое время работы оборудования в ходе выполнения проекта, учитывается исполнителем проекта;

$n$  – число задействованных однотипных единиц оборудования.

Время использования оборудования составило 336 часов для компьютера и 4 часа для принтера, тогда амортизация для них:

$$C_{AM}(ПК) = (0,4 * 37920 * 336 * 1) / 2408 = 2116,47 \text{ руб.}$$

$$C_{AM}(Принт) = (0,4 * 13990 * 4 * 1) / 2408 = 9,30 \text{ руб.}$$

Общая амортизация составит 2125,77 руб.

### 3.3.3 Расчет основной и дополнительной заработной платы

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

Расчет эффективного рабочего времени одного исполнителя сведен в табл. 27.

Таблица 27 – Баланс рабочего времени

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

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

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (4.5)$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата;  $Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата.

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

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (4.6)$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата одного работника;  $T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;  $Z_{дн}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (4.7)$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;  $M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

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

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

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

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

$$Z_{дн(рук)} = 12700 \cdot 2/56 = 453,5 \text{ руб.}$$

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_б \cdot (k_{пр} + k_d) \cdot k_p, \quad (4.8)$$

где  $Z_6$  – базовый оклад, руб.;  $k_{пр}$  – премиальный коэффициент, (определяется Положением об оплате труда);  $k_д$  – коэффициент доплат и надбавок;  $k_p$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

$$Z_{зн} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (4.9)$$

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

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

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

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (4.10)$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата одного работника;  $T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

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

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, \quad (4.11)$$

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

Таблица 28 – Расчёт основной и дополнительной заработной платы

Исполнители	$Z_6$ , руб.	$k_p$	$Z_m$ , руб	$Z_{дн}$ , руб.	$T_p$ , раб. дн.	$Z_{осн}$ , руб.	$Z_{доп}$
Руководитель	33162,9	1,3	43111,7	1960	22	43340	5201
Инженер	12700	-	12700	454	56	25424	3051

Рассчитываем отчисления на социальные нужды (30%):

$$Q_{\text{соц.н.}} = 0,3 * \text{ЗП, руб.}, \quad (4.12)$$

Таблица 29 – Заработанная плата одного исполнителя НИР

	<b>Заработная плата</b>	<b>Социальные отчисления</b>
Руководитель	48541	14562,3
Исполнитель	28475	8542,5
<b>ИТОГО</b>	<b>77016</b>	<b>23104,8</b>

### **3.3.4 Расчет затрат на научные и производственные командировки**

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

В представленном исследовании командировки отсутствовали.

### **3.3.5 Контрагентные расходы**

Контрагентные расходы включают затраты, связанные с выполнением каких-либо работ по теме сторонними организациями (контрагентами, субподрядчиками), т.е.:

а) Работы и услуги производственного характера, выполняемые сторонними предприятиями и организациями. К работам и услугам производственного характера относятся:

- выполнение отдельных операций по изготовлению продукции, обработке сырья и материалов;
- проведение испытаний для определения качества сырья и материалов;
- контроль за соблюдением установленных регламентов технологических и производственных процессов;
- ремонт основных производственных средств;

- поверка и аттестация измерительных приборов и оборудования, другие работы (услуги) в области метрологии и прочее.

- транспортные услуги сторонних организаций по перевозкам грузов внутри организации (перемещение сырья, материалов, инструментов, деталей, заготовок, других видов грузов с базисного (центрального) склада в цехи (отделения) и доставка готовой продукции на склады хранения, до станции (порта, пристани) отправления).

б) Работы, выполняемые другими учреждениями, предприятиями и организациями (в т.ч. находящимися на самостоятельном балансе опытными (экспериментальными) предприятиями по контрагентским (соисполнительским) договорам на создание научно-технической продукции, головным (генеральным) исполнителем которых является данная научная организация).

Контрагентные расходы отсутствуют.

### **3.3.6 Накладные расходы**

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (4.12)$$

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

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

### 3.3.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

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

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в табл. 30.

Таблица 30 - Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	2	3	4
1. Материальные затраты НИИ	848,00	1210,00	728,00
2. Амортизационные отчисления	2125,77	2125,77	2125,77
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	68764,00	68764,00	68764,00
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	8252,00	8252,00	8252,00
5. Отчисления во внебюджетные фонды	23104,80	23104,80	23104,80
6. Накладные расходы	16495,13	16553,05	16475,93
<b>7. Бюджет затрат НИИ</b>	<b>119589,70</b>	<b>120009,62</b>	<b>119450,50</b>

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

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:



$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (4.13)$$

где  $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;  $\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;  $\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

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

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (4.14)$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го варианта исполнения разработки;  $a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения разработки;  $b_i^a, b_i^p$  – бальная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;  $n$  – число параметров сравнения.

Таблица 31 - Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,997	1	0,995
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,45	4,05	3,9
3	Интегральный показатель эффективности	4,45	4,13	4,06
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,93	0,91

В результате выполнения изначально сформулированных целей раздела, можно сделать следующие выводы:

Результатом проведенного анализа конкурентных технических решений является выбор одного из вариантов реализации устройства, как наиболее предпочтительного и рационального, по сравнению с остальными;

При проведении планирования был разработан план-график выполнения этапов работ для руководителя и инженера, позволяющий оценить и спланировать рабочее время исполнителей. Были определены: общее количество календарных дней для выполнения работы – 70 дней, общее количество календарных дней, в течение которых работал инженер – 56 и общее количество календарных дней, в течение которых работал руководитель - 22;

Составлен бюджет проектирования, позволяющий оценить затраты на реализацию проекта, которые составляют 119589,70 руб;

По факту оценки эффективности ИР, можно сделать выводы:

Значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,997, что является показателем того, что ИР не уступает аналогам по выгодности;

Значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,45, по сравнению с 4,05 и 3,9;

Значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 4,45, по сравнению с 4,13 и 4,06, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

## ГЛАВА 4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### 4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

1. К работам на опасном производственном объекте допускаются лица не моложе 18-ти лет, имеющие соответствующую квалификацию и не имеющие медицинских противопоказаний.

2. Все работники сторонней подрядной организации, участвующие в производстве работ, должны:

- пройти обучение правилам оказания первой помощи в установленном порядке;

- пройти вводный инструктаж у начальника структурного подразделения Заказчика, первичный инструктаж по охране труда у начальника соответствующей службы (участка) структурного подразделения Заказчика с регистрацией в соответствующих журналах.

3. Рабочий персонал сторонней подрядной организации, участвующий в производстве работ, должен: перед началом работ повышенной опасности (включая огневые и газоопасные работы) получить целевой инструктаж по охране труда у лица, ответственного за безопасное проведение работ; выполнять работы повышенной опасности (включая огневые и газоопасные работы) только при наличии наряда-допуска, оформленного в соответствии с требованиями «Регламента организации огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности и оформления нарядов-допусков...», с соблюдением мер безопасности изложенных в наряде-допуске, инструкциях и т.д.;

- в процессе выполнения работ правильно и своевременно применять полученные средства индивидуальной защиты;

- в процессе выполнения работ применять только исправные инструменты и приспособления.

4. ИТР сторонней подрядной организации, участвующие в производстве работ, должны:

- до начала работ должны пройти проверку знаний промышленной безопасности в аттестационной комиссии своей организации с участием представителя Ростехнадзора России и оформлением соответствующего протокола. Руководители подрядчика, участвующие в аттестации своих работников должны быть предварительно аттестованы в территориальном органе Ростехнадзора;

- до начала работ должны пройти проверку знаний правил и норм безопасности в комиссии филиала Заказчика с участием представителя Ростехнадзора России и оформлением соответствующего протокола;

- до начала работ ознакомить с ППР под роспись всех работников, обеспечить персонал спецодеждой, спецобувью и другими СИЗ в соответствии с действующими нормами, исправными инструментами и приспособлениями, а при производстве работ контролировать правильное и своевременное применение их персоналом в процессе производства конкретноговида выполняемых работ;

- перед началом работ повышенной опасности (включая огневые и газоопасные работы) провести целевой инструктаж по охране труда персоналу, участвующему в проведении работ;

- выполнять работы повышенной опасности (включая огневые и газоопасные работы) только при наличии наряда-допуска, оформленного в соответствии с требованиями «Регламента организации огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности и оформления нарядов-допусков...», с организацией и соблюдением мер безопасности изложенных в наряде-допуске, инструкциях и т.д.

5. ИТР сторонней подрядной организации, назначенные ответственными за безопасное проведение работ повышенной опасности (включая огневые и газоопасные работы), должны постоянно находиться на месте проведения работ. При необходимости покинуть место проведения

работ, работы должны быть приостановлены, персонал выведен за пределы рабочей площадки.

6. Место проведения работ должно быть обеспечено освещением в соответствии с действующими нормами без оказания слепящего действия, а также соответствующее ограждение, установленные предупредительные и информационные знаки и плакаты. Строительная площадка, участки работ, рабочие места, проезды и подходы к ним в темное время суток должны быть освещены в светильниками с лампами типа ДРЛ и типа НЛВД через 7 м (ширина площадки от 20 до 150 м) и прожекторами с ЛН и лампами ДРИ (ширина площадки от 150 до 300 м) ГОСТ 12.1.046-85

7. Для переодевания и отдыха работников должно быть предусмотрено соответствующее помещение (передвижной вагончик и т.д.), оборудованное освещением, отоплением и вентиляцией в соответствии с действующими нормами.

8. На месте проведения работ должна находиться медицинская аптечка с медикаментами с не истекшим сроком годности, другими средствами оказания первой доврачебной помощи (бинт, жгут и т.д.). В каждой бригаде должен быть ответственный за состояние аптечки. Оказать первую (доврачебную) помощь пострадавшим должен уметь каждый работник.

9. Издаётся приказ по ООО «ПТПС» о назначении ответственных лиц за организацию и безопасное производство работ.

10. Обеспечить устойчивую двухстороннюю связь с оператором ЛПУ.

11. Администрация генподрядной организации должна своевременно оповещать все свои подразделения и субподрядные организации о резких переменах погоды (ураганный ветер, снегопад, гроза, и т.д.)

12. Строительные площадки должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения, а именно ящиком с песком, асбестовым полотном, огнетушителями.

13. Территория строительной площадки должна быть спланирована так, чтобы сток поверхностных вод осуществлялся за счет соответствующих

уклонов и устройства водоотводных канав. Застой воды на строительной площадке, подъездных дорогах не допускается.

14. Расследование и учет несчастных случаев на производстве осуществляется в соответствии с Постановлением Минтруда РФ от 24.10.2002 г. №73 «Об утверждении форм документов, необходимых для расследования и учета несчастных случаев на производстве, и Положения об особенностях расследования несчастных случаев на производстве в отдельных отраслях и организациях».

15. Административно-технический персонал организаций за невыполнение обязанностей по соблюдению требований охраны труда несет дисциплинарную, административную, материальную и уголовную ответственность в установленном законом порядке.

16. К работам следует приступать только по указанию ответственного руководителя работ, после снижения давления в трубопроводах.

17. Производство земляных, монтажных и погрузо-разгрузочных работ в охранной зоне коммуникаций, находящихся в районе строительства необходимо осуществлять в присутствии и под наблюдением владельцев.

18. К зонам потенциально опасных производственных факторов относятся зоны перемещения машин, оборудования или их частей, рабочих органов, места, над которыми происходит перемещение грузов кранами, и др.

К зонам постоянно действующих опасных производственных факторов относятся:

- места вблизи от неизолированных токоведущих частей электроустановок;
- места, вблизи от неогражденных перепадов по высоте 1,3 м и более;
- места, где возможно превышение предельно допустимых концентраций вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

19. Производственные и санитарно - бытовые помещения необходимо размещать за пределами опасных зон.

Производственные и санитарно - бытовые помещения должны состоять из конторы, гардеробной, душевой, умывальной, сушилки одежды, помещения для приема пищи, туалета. Умывальную размещают в помещениях, смежных с гардеробной, или в гардеробной, а специально отведенном месте.

20. На выполнение работ в зонах действия опасных производственных факторов, возникновение которых не связано с характером выполняемых работ, должен быть выдан наряд-допуск [8].

## **4.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов**

### **4.2.1 Выявление опасных и вредных производственных факторов**

При производстве работ на месторождении, работники могут быть подвержены воздействию таких факторов, как:

- движущиеся части машин и механизмов;
- производственный шум и вибрация, высокое давление газа или воздуха в системе, высокое напряжение электрического тока;
- загазованность воздушной среды природным газом, газовым конденсатом, парами метанола, одоранта, сварочными аэрозолями и др.;
- метанол (метиловый спирт), антифриз, сорбенты, кислоты (соляная, серная и др.), щелочи (едкий натрий - каустическая сода, едкий калий и др.);
- неблагоприятные метеорологические условия - температура (низкая или высокая), влажность воздуха, скорость движения воздуха (сквозняки), высокое тепловое излучение;
- источники гамма и нейтронного излучения (радиоактивные);
- поражение электрическим током;
- другие [7].

Таблица 32 – Выявление опасных и вредных факторов

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы на месторождении	1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Электрический ток.	ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
Камеральный этап	1. Электромагнитное поле; 2. Повышенный уровень шума; 3. Отклонение показателей микроклимата от допустимых значений; 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны.	1. Поражение электрическим током	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений

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

##### Полевой этап

**Отклонение показателей климата на открытом воздухе.  
Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.**

Нефтяной газ с воздухом составляют газовоздушную смесь, пары



нефти с воздухом составляют парогазовую смесь. Смеси способны гореть и взрываться.

При горении нефти выделяется значительное количество токсичных газов: сернистый ангидрид, двуокись азота и угарный газ.

Основная опасность, которую представляет свободный нефтяной газ – это способность создавать взрывоопасную смесь с воздухом. Основными горючими компонентами нефтяного газа являются предельные углеводороды. Основную массу паров неразгазированной нефти составляют метан и пропан.

Продукция транспортируется по трубопроводам под давлением. При аварийном порыве нефтегазосборного трубопровода произойдет выброс продукта (сырой нефти и попутного нефтяного газа) на поверхность почвы и выделение в атмосферу взрывоопасного газа (паров). При аварийном порыве водовода высокого давления произойдет выброс пластовой воды с высокой степенью минерализации на поверхность почвы.

Трубопроводы и их сооружения после включения в работу функционируют в автоматическом режиме. Для поддержания объекта в рабочем состоянии необходимо следить за режимом работы по показаниям приборов и средств измерений.

Трубопроводы, арматуру следует периодически осматривать и обслуживать согласно утвержденным графикам и регламентам работ. Результаты осмотров необходимо заносить в журнал осмотров и ремонтов трубопроводов.

При обслуживании объекта особое внимание должно быть обращено на герметичность арматуры, фланцевых соединений, состояние сварных швов трубопроводов. За герметичностью сооружений необходимо установить постоянный контроль.

Работы, выполняемые на объектах, должны проводиться искробезопасным инструментом.

Необходимо осуществлять контроль исправности молниеотводов и

заземляющих устройств с проверкой сопротивления заземлителей не реже одного раза в год (летом при сухой погоде) с оформлением результатов контроля. Величина сопротивления заземлителя не должна отличаться более чем в пять раз от зафиксированной при приемке молниеотвода в эксплуатацию.

Для обеспечения безопасной эксплуатации в зимнее время необходимо предотвращать замерзание, застывание транспортируемого продукта. Необходимо хорошо знать наиболее опасные места возможного замораживания трубопроводов, арматуры и тщательно следить за их состоянием.

При открывании и закрывании арматуры запрещается пользоваться ломом, трубами и другими подобными приспособлениями. Размораживать замерзшие участки на трубопроводах необходимо – горячей водой (при температуре до 60 °С), применение открытого огня запрещается, разогрев образовавшейся пробки без отключения от общей системы не разрешается. В случае замерзания трубопроводов и арматуры необходимо поступать следующим образом:

- после тщательного осмотра необходимо убедиться в том, что замерзший участок не поврежден и не разорван ледяной пробкой;
- принять меры к отключению замерзшего участка от основной системы;
- отогреть замерзший участок горячей водой.

При производстве работ по обогреву замерзшего участка используются регламентированные промежутки отдыха и работы на открытом воздухе при пониженных температурах.

### **Движущиеся машины и механизмы.**

При выполнении работ с применением ПС запрещается:

- нахождение людей возле работающего крана стрелового типа во избежание зажатия их между поворотной частью и другими неподвижными

сооружениями;

- нахождение людей под стрелой ПС при ее подъеме и опускании с грузом и без груза;

- включение механизмов ПС при нахождении людей на поворотной платформе ПС вне кабины.

При работе экскаватора необходимо осуществлять следующие меры предосторожности: находиться не ближе 5 м от зоны максимального выдвижения ковша;

Запрещается производить погрузку, если в кабине водителя или между автомобилем и экскаватором находятся люди.

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица имеющие на это право [18].

На всех объектах, представляющих опасность, располагаются соответствующие знаки.

На объектах, находящихся под напряжением вывешиваются предупредительные таблички и знаки.

### **Камеральный этап**

#### **Электромагнитное поле. Поражение электрическим током.**

Поражение электрическим током персонала, работающего с электроустановками, является опасным для жизни человека и наступает при соприкосновении его с сетью не менее чем в двух точках. При разработке коллективных и индивидуальных средств защиты от электропоражения при работе на токарно-винторезном станке модели 16К20 необходимо, согласно правилам устройства электроустановок (ПУЭ), рассмотреть следующие вопросы:

- а) обоснование категории помещения по степени опасности поражения электрическим током;

- б) требования к электрооборудованию;

в) анализ соответствия реального положения на производстве перечисленным требованиям;

г) мероприятия по устранению обнаруженных несоответствий;

д) обоснование мероприятий и средств защиты, работающих от поражения электрическим током.

По степени опасности поражения людей электрическим током помещение относится к категории 2 - помещения с повышенной опасностью, характеризующиеся наличием в них одного из следующих условий, создающих повышенную опасность, а именно возможности одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с землей металлоконструкциям зданий, технологическим аппаратам, механизмам и т.п., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования – с другой.

Для защиты персонала от поражения электрическим током на рабочих местах предприятия используются следующие меры:

- изоляция проводов и её непрерывный контроль;
- предупредительная сигнализация и блокировка;
- использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов;
- защита от случайного прикосновения;
- защитное заземление;
- защитное отключение;
- зануление.

Кроме того, используются индивидуальные электротехнические средства.

Со всеми вновь прибывшими работниками производятся инструктажи по пожарной безопасности, электробезопасности.

### **Защита от шума и вибрации (ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ)**

Одними из основных вредных факторов на производстве являются шум и вибрации.

Источниками вибрации являются электроприемники, электрооборудование, различные производственные механизмы.

Общие требования по шумовой и вибрационной безопасности для электротехнического персонала сведены в таблицы 33 и 34.

Таблица 33 - Общие требования по шумовой безопасности

Рабочие места в помещении	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах с среднегеометрическими частотами, Гц				Уровни звука дБА
	31,5	63	125	250	
Постоянные рабочие места в производственных помещениях и на территории предприятия	110	99	92	86	85

Таблица 34 - Общие требования по вибрационной безопасности

Вид вибрации	Допустимый уровень вибростойкости, дБ, в октавных полосах с среднегеометрическими частотами, Гц			
	2	4	8	50
Технологическая	108	99	93	92

На рабочих местах операторов шум может достигать 100 дБА, что превышает гигиенический норматив на 15 дБА. Характер шума, генерируемого оборудованием, широкополосный. Показано, что профессии операторов установок являются опасными рабочими местами по воздействию шума (критический стаж составляет 35,9 лет).

В качестве защиты от шума и звука следует применять нормирование; некоторые технические тонкости, звукоизоляцию, звукопоглощение, специальные глушители аэродинамического шума, средства индивидуальной защиты (наушники, беруши, противошумные каски, специальная противошумная одежда).

Всё оборудование, являющееся источником вибраций, должно быть установлено на виброопорах.

## **Микроклимат в помещении (СанПиН 2.2.4.548-96; СП 60.1330.2012)**

Большое значение для охраны здоровья и труда человека имеет качество воздуха в производственных помещениях.

Неблагоприятные перепады производственного микроклимата в помещениях обусловлены наличием многочисленного теплонесущего оборудования. Высокая температура воздуха и низкая (большей частью) относительная влажность в помещении объясняется значительными конвективными и радиационными тепловыделениями от оборудования.

По ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ нормируются следующие параметры: температура, относительная влажность, скорость движения воздушного потока, ПДК вредных веществ.

В рассматриваемом помещении температура воздуха в теплый период года составляет 26-43 °С, относительная влажность 17-53 %, скорость движения воздуха - от 0,5 до 2,6 м/с. В холодный период температура воздуха рабочих зон на разных отметках снижается неравномерно и находится в пределах 13-45 °С, относительная влажность составляет 17-71 %, скорость движения воздуха в пределах от 0,5 до 1,4 м/с.

При оценке допустимых значений температуры и влажности воздуха учитывается категория тяжести работ. По степени физической тяжести работа относится к категории первой тяжести I (СанПиН 2.2.4.548-96).

Параметры микроклимата в зимнее время поддерживаются системой отопления и вентиляцией, летом – только общеобменной вентиляцией.

В рабочих помещениях на месторождении используется общеобменная, механическая приточно-вытяжная вентиляция. Для очистки загрязненного воздуха, выбрасываемого в атмосферу используются пылеотделители.

### **Недостаточная освещенность рабочей зоны.**

Оценка освещенности рабочей зоны необходима для обеспечения нормированных условий работы в помещениях и проводится в соответствии с ГОСТ Р55710-2013 [7].

Наилучшим видом освещения является дневное, солнечное. Поэтому в соответствии с СП все помещения предприятия имеют естественное освещение. Но дневной свет не может обеспечить нужное освещение в течении всего рабочего дня, а так же зависит от погодных условий. Поэтому помещения предприятия обеспечиваются естественным и искусственным освещением. В качестве источников искусственного освещения применяются энергосберегающие светодиодные и газоразрядные лампы.

Одним из важных показателей световой среды является коэффициент пульсации освещенности (Кп). Коэффициент пульсации освещенности — это критерий оценки глубины колебаний (изменений) освещенности, создаваемой осветительной установкой, во времени. Для производственных помещений величина Кп должна быть не более 15%.

На этой основе разработаны требования к освещению для рабочих мест персонала в рабочем помещении, указанные в таблице 35.

Таблица 35 – Нормы освещённости помещений

Помещение и производственные участки	Плоскость нормирования освещенности и ее высота от пола, м	Разряд зрительной работы	Освещенность, лк	
			При комбинированном освещении	При общем освещении
Рабочее помещение	Рабочая область станка, 1,2-1,4 м	VI		100
	Пол	-		10*

\* Освещенность приведена для ламп накаливания;

### 4.3 Охрана окружающей среды

При работах на месторождении наиболее важными источниками воздействия на окружающую среду можно назвать: поисковые и разведочные скважины, отстойники, источники теплоснабжения, их отходы и строительство временных автодорог (зимников).

Осуществление комплекса указанных работ сопровождается воздействием технических сооружений и технологических процессов на природную среду. При этом характер антропогенного воздействия на каждой из стадий работ имеет свои особенности, а его последствия зависят от технологии выполнения работ, временного интервала воздействия и др. Воздействие на окружающую среду при подготовительных и вышкомонтажных работах обычно является временным и с течением времени природа сама в значительной мере восстанавливает нанесенный ущерб. Основные формы негативного воздействия на компоненты окружающей среды проявляются, в первую очередь, в виде загрязнения атмосферного воздуха от работы строительной техники и автотранспорта, локальных нарушений почвенно-растительного покрова (нарушение и загрязнение плодородного слоя, вырубка деревьев, кустарников, уничтожение мохово-травяного покрова) на участках отвода под площадки буровых и прокладке зимника. Интервал негативного влияния совпадает с периодом производства работ, в дальнейшем при прекращении работ происходит достаточно уверенное естественное самовосстановление природной среды, сопровождающееся незначительным ухудшением качественных характеристик. К основным потенциальным загрязнителям при строительстве скважин относятся: отработанные буровые растворы, буровые сточные воды, шлам и продукты испытания скважин.



Таблица 36 – Источники воздействия на природную среду

Вид работ	Источник воздействия	Вид воздействия	Возможные последствия воздействия
Подготовительные, строительные-монтажные работы (прокладка дорог, подготовка площадки, сооружение амбаров, монтаж оборудования, завоз материалов)	Автомобильный транспорт, строительная техника, привозной грунт	Нарушение условий поверхностного стока	Возникновение локальных переувлажненных участков
		Рубка, корчевка деревьев и кустарников	Уменьшение ресурсных, ландшафтно-стабилизирующих и рекреационных функций экосистем
	Материалы для строительных работ, приготовления буровых и тампонажных растворов	Шумовое воздействие	Ухудшение условий обитания отдельных видов животных
		Химическое загрязнение почв, атмосферного воздуха	Повышение содержания загрязняющих веществ
Бурение и крепление скважины	Буровое оборудование, устье скважины, котельная, амбары для сбора буровых отходов, склад ГСМ	Химическое загрязнение всех природных сред	Вероятны повышения концентрации токсикантов в атмосферном воздухе, поверхностных водах, почве
	Жизнедеятельность бригады	Шумовое воздействие	Ухудшение условий обитания отдельных видов животных
Испытание скважины	Пластовые флюиды, амбар для сбора пластовых флюидов, факельная установка, котельная, химические реагенты для повышения продуктивности скважины	Химическое загрязнение всех природных сред	Вероятны повышения концентрации токсикантов в атмосферном воздухе, поверхностных водах, почве
	Жизнедеятельность бригады	Шумовое воздействие	Ухудшение условий обитания отдельных видов животных

Масштабы возможного загрязнения окружающей среды на данном этапе определяются принятой технологией бурения, расположением площадок бурения, содержанием и качеством работ по утилизации отходов бурения и рекультивации.

Наиболее разрушительное воздействие на среду происходит при авариях. Перечень источников воздействия на окружающую среду, характеристика воздействия на различных этапах строительства скважины приведены в таблице 36.

Выбросы вредных веществ в атмосферу будут наблюдаться при проведении буровых работ по строительству поисковых скважин, их испытании, работе технологического транспорта и спецтехники, котельных.

Выбросы вредных веществ в атмосферу связаны с необходимостью использования автотранспорта, дизельных электростанций, компрессорных установок, котельных, строительных машин и прочих механизмов. Выбросы в атмосферу от сжигания любого энергетического сырья составляют значительные объемы. Практика многих расчетов показывает, что выбросы в атмосферу углекислого газа от работы дизельного и бензинового парка, составляет порядка 70-80 % от всего объема выбросов и зависит от объема потребленного дизельного и бензинового топлива.

Основными загрязняющими веществами при использовании техники являются окись углерода, углеводороды, окислы азота, сажа, сернистый ангидрит.

Количественные характеристики выбросов в данном разделе не приводятся, поскольку они должны быть рассчитаны и обоснованы в основном проекте на строительство скважин, перечня и состава работ, количества и видов оборудования и техники, материалов и объемов использованного ГСМ. Данные расчеты сопровождаются объемами платежей за выбросы.

Планируемые мероприятия по охране атмосферного воздуха в независимости от применяемой техники и оборудования сводятся к следующему:

- проведение стационарных мониторинговых работ с задачей изучения фоновых концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе - двуокись азота, сернистый ангидрит, окись углерода и азота, сероводород, пыль. Данные результаты будут являться основой прогнозных расчетов состояния атмосферного воздуха, фактических сведений о выбросах вредных веществ и расчетов их рассеивания при регламентированном и аварийном режимах работы;

- контроль за выбросом, содержанием и осаждением различных веществ путем периодического отбора проб воздуха;

- проведение текущих наблюдений с одновременным геохимическим опробованием депонирующих сред (почва, снег, растительность) позволяет дать количественную характеристику валовым выбросам вредных веществ, контролировать прогнозную оценку состояния воздуха;

- выполнение предписаний действующих ГОСТов, устанавливающих ПДВ токсичных веществ и дымности отработанных газов оборудование постов для контроля и регулировки топливной аппаратуры на токсичность и дымность;

- применение газоанализаторов, пыле-, газоулавливателей;

- экономия топлива, организация хранения ГСМ;

- использование передовых технологий по предотвращению фонтанных выбросов;

- своевременный контроль, ремонт, регулировка и техническое обслуживание узлов, систем и агрегатов влияющих на выброс вредных веществ;

- применение герметизированной системы сбора и транспорта продукции скважин.

#### 4.4 Защита в ЧС

Основным вероятным ЧС на объекте является пожар.

Развитие аварии может идти по сценариям, которые принято описывать с помощью дерева событий, так согласно данных статистики при авариях на месторождениях связанных с пожаром авария может развиваться по следующим направлениям:

- разгерметизация с возникновением раннего или позднего взрыва;
- разгерметизация с возгоранием и факельным горением;
- разгерметизация с рассеиванием облака и ликвидацией аварии.

Тушение пожара горючих газов истекающих под давлением представляет значительную сложность.

Очевидно, что при возгорании продукта задачей эксплуатационной службы является отсечение аварийного участка, а задачей пожарных подразделений является локализация пожара до падения давления в газопроводе и максимально полного выгорания факела.

Проведем расчет продолжительности пожара от начала возникновения горения до подачи первых средств тушения (промежуток свободного развития пожара)

$$T_{св} = T_{дс} + T_{сб} + T_{сл} + T_{бр1}; \quad (1)$$

где,

$T_{дс}$  – Промежуток времени от начала возникновения пожара до сообщения о нем в пожарную дружину;

$T_{сб}$  – Время сбора личного пожарного расчета по тревоге;

$T_{сл}$  – Время следования подразделения на пожар;

$T_{бр1}$  - Время боевого развертывания подразделения по введению первых средств тушения (развертывание рукавов– 5мин.).

$$T_{сл} = 30 \times L / V_{сл} = 30 \times 14 / 40 = 11 \text{ мин.} \quad (2)$$

$L$  – длина пути следования, км;

$V$  – скорость движения, км/час.

$T_{св1} = 15 + 2 + 11 + 5 = 33$  минуты.

Определим требуемый расход огнетушащего средства.

Для тушения возможного пожара принимаем пенообразователь 6% кратности.

Расход пенообразователя:

$$g = S \times I, \quad (3)$$

где,  $S$  – площадь горения;

$I$  – интенсивность подачи ПО.-  $0,1 \text{ л} \cdot \text{сек} / \text{м}^2$ .

$$g = 3000 \times 0,1 = 300 \text{ л} \cdot \text{сек}$$

Принимаем пеногенераторы типа ВПГ – 20 (2шт).

Фактический расход пеногенераторами:

$$g_{\text{факт.}} = 40 \text{ л} / \text{сек}.$$

Расход воды на тушение:

$$g_{\text{воды}} = 40 \times 0,94 = 37,6 \text{ л} / \text{сек}.$$

Расход пенообразователя:

$$g_{\text{по}} = 40 \times 0,06 = 2,4 \text{ л} / \text{сек}.$$

Организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности.

Во всех служебных и бытовых помещениях на видных местах должны быть вывешены таблички с указанием порядка вызова пожарной охраны, планы эвакуации.

Правила применения на территории объекта открытого огня, проезда транспорта, допустимость курения и проведения временных пожароопасных работ устанавливаются общеобъектовыми инструкциями о мерах пожарной безопасности.

### **Выводы по разделу**

Таким образом, в настоящем разделе выявлены основные опасные и вредные факторы, возникающие при работе инженера в полевых условиях на месторождении, а также на камеральном этапе в ходе работы в производственном помещении.

Предложены рекомендации по обеспечению безопасного труда специалиста, которые могут быть использованы при организации дальнейшей и текущей работы на месторождении и в производственных помещениях предприятия.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Главные опасности, связанные с эксплуатацией газопроводов, обусловлены легкой воспламеняемостью газа и высоким давлением трубопроводов. Наиболее опасным поражающим фактором аварий на газопроводах является тепловое излучение от струевого или диффузного пожара, в то время как избыточное давление и импульс волны сжатия (при разрыве элемента с газом высокого давления и при сгорании газозвдушного облака), скоростной напор струи газа и механическое воздействие осколков оборудования и труб проявляются лишь на небольшом расстоянии и вносят незначительный вклад в возможность развития каскадной аварии.

Анализ риска показал, что наиболее вероятными сценариями развития аварии на рассматриваемом объекте с образованием поражающих факторов является пожар разлива конденсата в результате порыва участка № 6 (ПК509+00 – ПК615+00) продуктопровода «Мыльджинское – Лугинецкое».

Сценарий 6.1(С)-Г: пожар разлива в результате порыва участка, проходящего по суходолу.

Сценарий 6.1 (Б)-Г: пожар разлива конденсата в результате порыва участка, проходящего через болото.

Вероятность реализации данных сценариев  $1,431 \cdot 10^{-5}$  1/год. Максимальная площадь разлива конденсата на суходоле составит  $15169 \text{ м}^2$ , на болоте –  $17035 \text{ м}^2$ .

Наиболее опасными сценариями развития аварии на рассматриваемом объекте является поздний взрыв паров конденсата в результате порыва участка № 1 (ПК0+00 – ПК110+00) продуктопровода «Мыльджинское – Лугинецкое».

Сценарий 1.1 (С)-ПВ: взрыв паров конденсата в результате порыва участка, проходящего по суходолу.

Сценарий 1.1 (Б)-ПВ: взрыв паров конденсата в результате порыва участка, проходящего через болото.

Вероятность реализации данных сценариев  $1,65 \cdot 10^{-6}$  1/год. Площадь разлива конденсата на суходоле составит 15555 м<sup>2</sup>, площадь разлива конденсата на болото – 17468 м<sup>2</sup>.

В случае возникновения аварийной ситуации на рассматриваемом объекте (в данном случае принимается наиболее опасный участок продуктопровода) максимальное количество пострадавших составит 3-5 человек, в том числе смертельно пораженных – 1 -3 человека – ремонтно-эксплуатационный персонал, который проводит технический осмотр или ремонтные работы на аварийном оборудовании (трубопроводах) и может оказаться в эпицентре аварии.

На этапе рассмотрения финансового менеджмента, ресурсоэффективности и ресурсосбережения. был разработан план-график выполнения этапов работ для руководителя и инженера, позволяющий оценить и спланировать рабочее время исполнителей. Были определены: общее количество календарных дней для выполнения работы – 70 дней, общее количество календарных дней, в течение которых работал инженер – 56 и общее количество календарных дней, в течение которых работал руководитель – 22. Составлен бюджет проектирования, позволяющий оценить затраты на реализацию проекта, которые составляют 119589,70 руб.

В разделе «Социальная ответственность» выявлены основные опасные и вредные факторы, возникающие при работе инженера в полевых условиях на месторождении, а также на камеральном этапе в ходе работы в производственном помещении.

Предложены рекомендации по обеспечению безопасного труда специалиста, которые могут быть использованы при организации дальнейшей и текущей работы на месторождении и в производственных помещениях предприятия.



## Список использованной литературы

1. ГОСТ Р 12.3.047-2012 ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.
2. СТО Газпром 2-2.3-487-2009 «Методика анализа риска для опасных производственных объектов газодобывающих предприятий, ОАО «Газпром». – М.: ООО «Газпром Экспо», 2009.
3. О промышленной безопасности опасных производственных объектов [Электронный ресурс] / Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ. URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_15234/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_15234/)
4. О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера [Электронный ресурс] / Постановление Правительства РФ от 21 мая 2007 г. № 304. URL: <https://base.garant.ru/12153609/>
5. Максименко А.Ф., Клименко Е.Т., Стативко В.Л., Халлыев Н.Х. Определение зоны безопасности при разрыве газопровода. - Газовая промышленность. 2015. – №2. – С.38-39.
6. Нагорный В.П., Поляковский В.А., Белинский И.В. Влияние взрыва подземного трубопровода на окружающую среду. — Газовая промышленность. 2015. – №4. – С.67- 68.
7. ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений
8. Ибрагимов Г.З., Артемьев В.Н. Техника и технология добычи и подготовки нефти и газа. – М.: МГОУ, 2015. – 243с.
9. ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
10. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
11. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

12. ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля
13. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
14. СНиП 23-05-95\* Естественное и искусственное освещение.
15. ГОСТ 30852.19-2002 (МЭК 60079-20:1996) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 20. Данные по горючим газам и парам, относящиеся к эксплуатации электрооборудования
16. СНиП 21-01-97\*. Пожарная безопасность зданий и сооружений
17. ПБ 03-585-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов
18. ГОСТ 12.2.044-80 ССБТ. Машины и оборудование для транспортирования нефти. Требование безопасности
19. ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности (с Изменениями N 1, 2, 3, 4)
20. ГОСТ 25861-83. Машины вычислительные и системы обработки данных. Требования электрической и механической безопасности и методы испытаний