

Школа Инженерная школа неразрушающего контроля и безопасности
 Направление подготовки 20.04.01 Техносферная безопасность
 ООП Управление комплексной техносферной безопасностью
 Отделение школы Отделение контроля и диагностики

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
Анализ безопасности резервуарного парка нефтедобывающего предприятия

УДК 614.8:622.692.23

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1ЕМ11	Егорова Анастасия Витальевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОКД	Амелькович Ю.А.	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Маланина В.А.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Антоневич О.А.	К.Б.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП 20.04.01 Техносферная безопасность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОКД	Вторушина А.Н.	К.Х.Н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном (-ых) языках (-ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способен определить и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен самостоятельно приобретать, структурировать и применять математические, естественнонаучные, социально-экономические и профессиональные знания в области техносферной безопасности, решать сложные и проблемные вопросы
ОПК(У)-2	Способен анализировать и применять знания и опыт в сфере техносферной безопасности для решения задач в профессиональной деятельности
ОПК(У)-3	Способен представлять итоги профессиональной деятельности в области техносферной безопасности в виде отчетов, рефератов, статей, заявок на выдачу патентов, оформленных в соответствии с предъявляемыми требованиями
ОПК(У)-4	Способен проводить обучение по вопросам безопасности жизнедеятельности и защиты окружающей среды
ОПК(У)-5	Способен разрабатывать нормативно-правовую документацию сферы профессиональной деятельности в соответствующих областях безопасности, проводить экспертизу проектов нормативных правовых актов
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен ориентироваться в полном спектре научных проблем профессиональной области;
ПК(У)-2	Способен создавать модели новых систем защиты человека и среды обитания;
ПК(У)-3	Способен анализировать, оптимизировать и применять современные информационные технологии при решении научных задач;
ПК(У)-4	Способен идентифицировать процессы и разрабатывать их рабочие модели, интерпретировать математические модели в нематематическое содержание, определять допущения и границы применимости модели, математически описывать экспериментальные данные и определять их физическую сущность, делать качественные выводы из количественных данных, осуществлять машинное моделирование изучаемых процессов;
ПК(У)-5	Способен использовать современную измерительную технику, современные методы измерения;
ПК(У)-6	Способен применять методы анализа и оценки надежности и техногенного риска;
ПК(У)-7	Способен организовывать и руководить деятельностью подразделений по защите среды обитания на уровне предприятия, территориально-производственных комплексов и регионов, а также деятельностью предприятия в режиме чрезвычайной ситуации;
ПК(У)-8	Способен осуществлять взаимодействие с государственными службами в области экологической, производственной, пожарной безопасности, защиты в чрезвычайных ситуациях;
ПК(У)-9	Способен участвовать в разработке нормативно-правовых актов по вопросам техносферной безопасности;
ПК(У)-10	Способен к рациональному решению вопросов безопасного размещения и применения технических средств в регионах;
ПК(У)-11	Способен применять на практике теории принятия управленческих решений и методы экспертных оценок.
ДПК(У)-1	Способен осуществлять технико-экономические расчеты мероприятий по повышению безопасности

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

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

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) А.Н.Вторушина
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающемуся:

Группа	ФИО
1ЕМ11	Егоровой Анастасии Витальевны

Тема работы:

Анализ безопасности резервуарного парка нефтедобывающего предприятия	
Утверждена приказом (дата, номер)	Приказ № 10-20/с от 10.01.2023

Срок сдачи студентом выполненной работы:	29.05.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i>	Объектом исследования является резервуарный парк нефтедобывающего предприятия ООО «РН-Юганскнефтегаз».
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников 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. Анализ статистических данных по аварийным ситуациям в резервуарном парке нефтедобывающего предприятия. 2. Анализ наиболее вероятных сценариев развития аварий на исследуемом объекте. 3. Произвести расчет параметров поражающих факторов при развитии чрезвычайных ситуаций. 4. Предложить мероприятия по снижению риска

	возникновения аварийного разлива нефти.
Перечень графического материала	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Маланина Вероника Анатольевна, доцент ОСГН, к.э.н.
«Социальная ответственность»	Антоневич Ольга Алексеевна, доцент ООД, к.б.н.
«Иностранный язык»	Устюжанина Анна Константиновна, доцент ОИЯ, к.ф.н.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Safety of the tank farm of an oil producing enterprise	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	23.01.2023

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОКД	Амелькович Юлия Александровна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1ЕМ11	Егорова Анастасия Витальевна		



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

Школа Инженерная школа неразрушающего контроля и безопасности

Направление подготовки 20.04.01 Техносферная безопасность

Уровень образования Магистратура

Отделение школы Отделение контроля и диагностики

Период выполнения 2021/2022 – 2022/2023 учебные года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
1ЕМ11	Егорова Анастасия Витальевна

Тема работы: Анализ безопасности резервуарного парка нефтедобывающего предприятия

Срок сдачи студентом выполненной работы:	29.05.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
23.01.2023	Обзор источников информации по аварийным ситуациям в резервуарном парке.	20
06.02.2023	Формулирование целей и задач работы, формулирование предмета и объекта разработки.	10
20.02.2023	Проведение анализа наиболее вероятных сценариев развития аварий, расчет параметров поражающих факторов при развитии ЧС.	20
27.03.2023	Разработка мероприятий по снижению риска возникновения аварийного разлива нефти.	20
17.04.2023	Анализ полученных результатов и выводы о достижении цели в основном разделе ВКР.	10
28.04.2023	Разработка разделов «Социальная ответственность», «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение», «Иностранный язык».	10
29.05.2023	Оформление пояснительной записки к ВКР и презентационных материалов.	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОКД	Вторушина А.Н.	к.х.н.		

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1ЕМ11	Егорова Анастасия Витальевна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 121 с., 16 рис., 35 табл., 24 источника, 1 прил.

Ключевые слова: резервуарный парк, резервуар вертикальный стальной, оценка рисков, разлив нефтепродуктов, авария.

Объектом исследования является резервуарный парк нефтедобывающей компании.

Цель работы – анализ безопасности резервуарного парка нефтедобывающего предприятия.

В процессе исследования проводились аналитический обзор статей, литературы по заданной тематике, анализ основных причин развития аварий в резервуарном парке.

В результате исследования проведен анализ опасных факторов на данном объекте. Проведена оценка возникновения аварийных ситуаций. Исходя из этой оценки, был выявлен вероятный сценарий – это полная (частичная) разгерметизация резервуара. Было построено дерево отказов и дерево событий в результате разгерметизации резервуара. Произведен расчет параметров поражающих факторов при развитии чрезвычайных ситуаций. Расчет площади разлива нефти и объем загрязненного грунта. Разработаны мероприятия по снижению риска возникновения аварийного разлива нефти.

Область применения: нефтегазовые комплексы.

Значимость работы заключается в снижении риска возникновения аварийных ситуаций при возникновении ЧС.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

1. Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Авария – разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, непредвиденный выход из строя оборудования или механизмов, разрушение зданий или инфраструктуры в результате которых становится невозможным дальнейшее функционирование объекта.

Резервуарный парк – группа (группы) резервуаров, предназначенных для хранения сжиженных углеводородных газов, легковоспламеняющихся или горючих жидкостей, размещённых на территории, ограниченной по периметру обвалованием или ограждающей стенкой.

Опасность – это физические и химические свойства предметов и веществ, запасенная энергия, действия и бездействия людей, природные явления и т.п.

Пожар – неконтролируемый процесс горения вне специального очага, наносящий материальный ущерб, вред здоровью и жизни людей, интересам общества и государства.

2. Нормативные ссылки

СНиП 2.11.03-93. Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы.

ГОСТ 31385-2016 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов».

ГОСТ Р 12.3.047-2012 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.

СП 155.13130.2014 Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности (с Изменением N 1) / Свод правил № 155.13130.2014.

3. Обозначения и сокращения

ЛВЖ – легковоспламеняющиеся жидкости;

ОПО – опасный производственный объект;

РВС – резервуар вертикальный стальной;

СИКН – система измерения количества и показателей качества нефти;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ЦППН – цех подготовки и перекачки нефти;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

ППД – поддержание пластового давления;

УПН – установка подготовки нефти;

ПТБ – печь трубчатая блочная;

ТВС – топливно-воздушная смесь;

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;

ППР – планово-предупредительный ремонт;

ППСН – пункт предварительного сбора нефти;

НТИ – научно-техническое исследование;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;

ДНС – дожимная насосная станция.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	13
ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	14
1 ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ.....	15
1.1 Технология нефтедобывающего предприятия	15
1.2 Анализ производственных опасностей	20
1.3 Меры безопасности при эксплуатации производства.....	24
1.4 Статистика аварийных ситуаций на нефтедобывающих предприятиях....	26
2 ОЦЕНКА РИСКА И РАСЧЕТ ПОСЛЕДСТВИЙ ПРИ РАЗГЕРМЕТИЗАЦИИ РЕЗЕРВУАРА	34
2.1 Описание объекта исследования.....	34
2.1.1 Общие сведения о предприятии	34
2.1.2 Общая характеристика исследуемого объекта.....	35
2.1.3 Краткое географическое, гидрометеорологическое описание района расположения ЦППН-1.....	37
2.1.4 Описание резервуаров для хранения нефтепродуктов.....	37
2.2 Анализ наиболее вероятных сценариев развития аварий на исследуемом объекте	40
2.3 Расчет параметров поражающих факторов при развитии чрезвычайных ситуаций.....	45
2.3.1 Оценка пожаровзрывоопасности при разгерметизации резервуара с нефтью	45
2.3.2 Расчет размеров возможного пожара и его потенциальной энергии...	46
2.3.3 Расчет интенсивности теплового излучения от пожаров пролива.....	47

2.4	Расчет площади разлива нефти	50
2.5	Расчет объема загрязненного грунта	51
2.6	Разработка мероприятий по снижению риска возникновения аварийного разлива нефти	52
3	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	56
3.1	Предпроектный анализ.....	56
3.1.1	Потенциальные потребители результатов исследования	56
3.1.2	Анализ конкурентных технических решений	56
3.1.3	SWOT-анализ	58
3.1.4	Оценка готовности проекта к коммерциализации.....	61
3.2	Инициация проекта.....	62
3.2.1	Цели и результаты проекта	62
3.2.2	Ограничения проекта	63
3.3	Планирование управления научно-техническим проектом	63
3.3.1	Иерархическая структура проекта.....	63
3.3.2	План проекта.....	64
3.3.3	Бюджет НТИ	66
3.3.4	Реестр рисков.....	71
3.4	Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	72
3.4.1	Оценка абсолютной эффективности исследования.....	72
4	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	83
4.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	83
4.2	Производственная безопасность	86

4.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов	88
4.3.1 Зрительное напряжение	88
4.3.2 Отклонение показателей микроклимата в закрытом помещении	89
4.3.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны	90
4.3.4 Нервно-психические перегрузки и монотонность труда	93
4.3.5 Превышение уровня шума	94
4.3.6 Работа с вредными веществами	95
4.3.7 Повышенное значение напряжения в электрической цепи	96
4.4 Экологическая безопасность	97
4.5 Безопасность при чрезвычайных ситуациях	100
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	102
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	104
Приложение А	107

ВВЕДЕНИЕ

С каждым годом число инцидентов, связанных с резервуарным парком, растет. Это связано с тем, что большинство резервуаров устарели, то есть выработали свой расчетный ресурс. Изношенность резервуаров вертикальных стальных типа РВС на данный момент составляет более 60%. Согласно статистике, за последние 20 лет происходит от 4 до 22 разрешений резервуаров в год.

Большинство аварий в резервуарном парке, связанных с резервуаром вертикальным стальным, происходит вследствие таких факторов как, присутствие неисправностей, внешнего воздействия окружающей среды, нарушение режимов эксплуатации резервуаров, игнорирование норм безопасности и др. Для эффективного реагирования при ЧС или для предотвращения аварии необходимо провести анализ технологических процессов, протекающих на этих предприятиях, а также нужно рассмотреть основные опасности и способы их предотвращения и ликвидации последствий.

Целью магистерской диссертации является анализ безопасности резервуарного парка нефтедобывающего предприятия.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Анализ статистических данных по аварийным ситуациям в резервуарном парке нефтедобывающего предприятия.
2. Анализ наиболее вероятных сценариев развития аварий на исследуемом объекте.
3. Произвести расчет параметров поражающих факторов при развитии чрезвычайных ситуаций.
4. Предложить мероприятия по снижению риска возникновения аварийного разлива нефти.

ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объектом исследования в данной работе является резервуарный парк нефтедобывающего предприятия.

Методы исследования:

- 1) аналитический обзор информации, литературы и статей по тематике работы;
- 2) анализ безопасности резервуарного парка нефтедобывающего предприятия.

1 ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ

1.1 Технология нефтедобывающего предприятия

В настоящее время в Российской Федерации ведется активная разработка нефтяных и газовых месторождений. Цикл работы с нефтью включает в себя ряд основных этапов, таких как:

1. Геологоразведка

Геологическая разведка - это процесс поиска полезных ископаемых. Это этап перед бурением на нефть и газ.

Целью геологоразведочных работ является выявление и комплексная оценка запасов исследуемых полезных ископаемых.

2. Разведочное бурение

Бурение – это процесс строительства скважины с использованием бурового оборудования.

Под разведочным бурением на нефть и газ понимается бурение скважин всех известных типов (опорных, параметрических, поисковых и разведочных) буровые установки для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения, роторным, турбинным способом и электробурами для региональных исследований, а также поисково-разведочных работ, связанных с разработкой нефтяных и газовых месторождений [1].

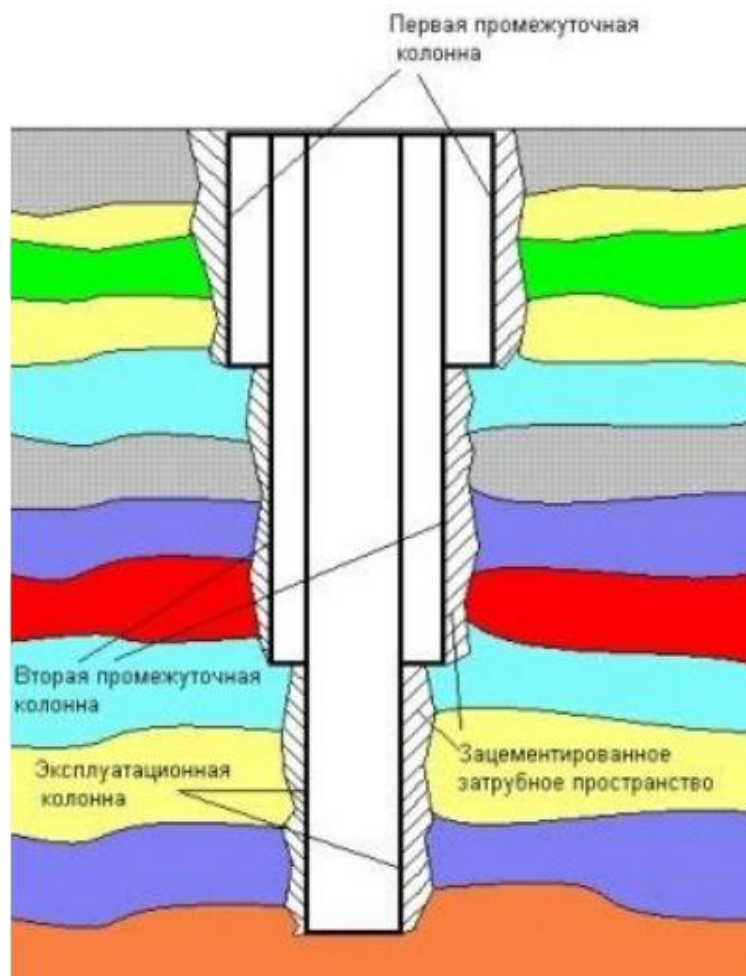


Рисунок 1 – Конструкция скважины

3. Добыча нефти

После проведения буровых работ наступает такой процесс, как добычи нефти.

Существует 4 стадии добычи нефти:

1. Стадия интенсивного освоения нефтяного месторождения;
2. Стадия максимального уровня добычи;
3. Стадия падения добычи нефти;
4. Завершающая стадия разработки.

1 Стадия характеризуется:

- интенсивным ростом добычи нефти до максимально заданного уровня;
- быстрым увеличением действующего фонда скважин до 0,6 - 0,8 от максимального;

- резким снижением пластового давления;
- небольшой обводненностью продукции;
- достигнутым текущим коэффициентом нефтеотдачи [2].

Продолжительность стадии составляет 4-5 лет.

2 Стадия характеризуется:

– более или менее стабильным высоким уровнем добычи нефти в течение 3-7 лет и более для месторождений с маловязкой нефтью; 1-2 года - при повышенной вязкости;

- ростом числа скважин;
- нарастанием обводненности продукции;
- отключением небольшой части скважин из-за обводнения и переводом многих на механизированный способ добычи нефти.

3 Стадия характеризуется:

– снижением добычи нефти;

– уменьшением фонда скважин из-за отключения вследствие обводнения продукции, переводом практически всего фонда скважин на механизированный способ добычи;

- прогрессирующим обводнением продукции до 80-85 % [2].

Эта стадия наиболее трудная и сложная для всего процесса разработки, ее главная задача — замедление темпа снижения добычи нефти. Продолжительность стадии зависит от продолжительности предыдущих стадий и составляет 5 -10 и более лет.

4 Стадия характеризуется:

- малыми, медленно снижающимися темпами отбора нефти;
- большими темпами отбора жидкости;
- высокой медленно возрастающей обводненностью продукции;
- более резким, чем на третьей стадии, уменьшением действующего фонда скважин из-за обводнения;
- отбором за период стадии 10-20% балансовых запасов нефти [2].

Продолжительность 4-й стадии сопоставима с длительностью всего предшествующего периода разработки залежи, составляет 15-20 лет и более, определяется пределом экономической рентабельности, т.е. минимальным дебитом, при котором еще рентабельна эксплуатация скважин. Предел рентабельности обычно наступает при обводненности продукции примерно на 95%.

4. Промысловая подготовка

Перед тем, как запустить процесс транспортировки нефти или создать необходимые условия для ее хранения, нефть подвергается промысловой подготовке. Ее физико-химическая сущность состоит в обезвоживании и обессоливании подготовляемого вещества.

Помимо этого, проводится сепарация фракций и очистка нефти от механических примесей.

Конечным результатом промысловой подготовки считается достижение стабилизации нефтяных фракций.

Промысловая подготовка выполняется для:

- обеспечения показателей установленного качества сырья на НПЗ и ГПЗ;
- с целью снижения влияния вредных компонентов нефти на срок службы магистральных нефтепроводов.

Графически, схему сбора и подготовки скважинной продукции на нефтепромысле можно представить так:

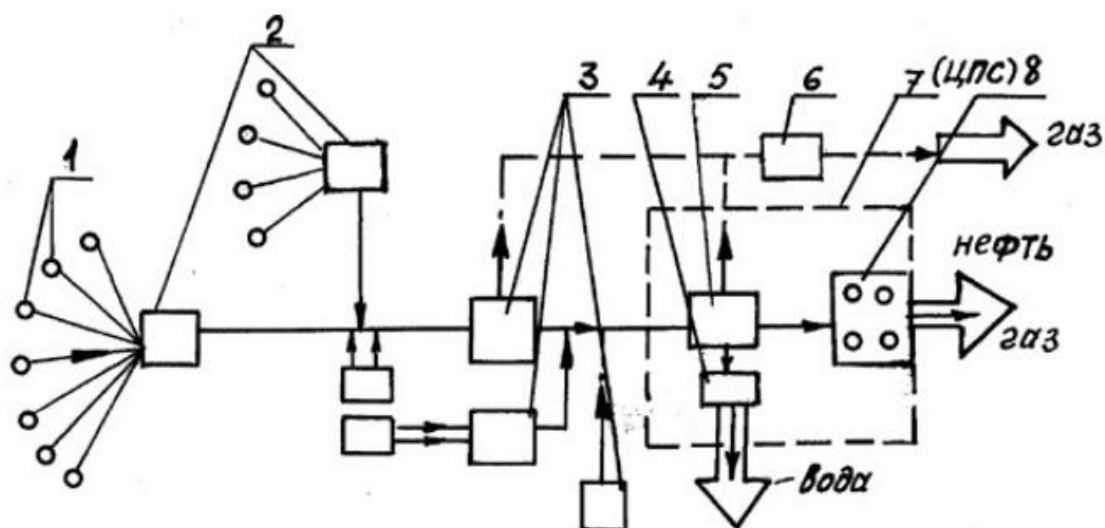


Рисунок 2 – Схема сбора и подготовки скважинной продукции

Обозначения: 1 – нефтяная скважина; 2 – автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ); 3 – дожимная насосная станция (ДНС); 4 – установка очистки пластовой воды; 5 – установка подготовки нефти; 6 – газокomppressorная станция; 7 – центральный пункт сбора нефти, газа и воды; 8 – резервуарный парк

5. Транспортировка нефти

Транспортировка нефти и нефтепродуктов осуществляется по:

- магистральным нефтепроводам и нефтепродуктопроводам;
- различными видами транспорта: ж/д, автомобильным, воздушным, морским и речным.

Непосредственно нефть и нефтепродукты транспортируют в нефтеналивных танкерах, ж/д и автомобильных цистернах с внутренним маслобензостойким и паростойким защитным покрытием, в железных и полимерных бочках [3].

6. Хранение нефти

Нефть и нефтепродукты хранятся в нефтехранилищах.

Основными нефтехранилищами являются резервуары с внутренними антикоррозионными покрытиями. Бензины и нефти следует хранить в

резервуарах с плавающей крышей или понтоном, или оборудованных газовой обвязкой в зависимости от условий эксплуатации резервуаров.

7. Переработка нефти

Все буровые и транспортирующие работы завершаются этапом переработки нефти. Сырую нефть из скважины практически не используют в чистом виде. Целью переработки является получение широкого спектра нефтепродуктов и сырья.

Под переработкой понимают многоступенчатый процесс физико-химической обработки сырой нефти, этот процесс идет по 3-м основным направлениям:

- топливное (переработка с целью получения моторных и котельных топлив);
- топливно-масляное (дополнительное получение смазочных масел);
- нефтехимическое (предусматривает производство сырья для нефтехимии).

Весь спектр нефтеперерабатывающих процессов идет на НПЗ – промышленном предприятии, специализирующемся на переработке нефти в бензин, авиационный керосин, мазут, дизельное топливо, смазочные масла, смазки, битумы, нефтяной кокс, сырьё для нефтехимии.

Производственный цикл НПЗ включает в себя процессы подготовки сырья, первичной перегонки нефти и вторичной переработки нефтяных фракций.

1.2 Анализ производственных опасностей

Рассмотрев технологию нефтедобывающего производства, можно сказать, что объекты добычи нефти – это технологические комплексы, в которые включаются сооружения, оборудования и технологические установки. Все эти объекты относятся к ОПО (опасные производственные объекты),

которые подразделяются на 4 класса опасностей: объекты чрезвычайно высокой опасности, высокой опасности, средней опасности, низкой опасности.

Эти классы установлены Федеральным законом 116-ФЗ «О промышленной безопасности ОПО» и учитывают факторы риска нанесения вреда здоровью человека и экологической безопасности окружающей среды [4].

Вопросам безопасного ведения технологического процесса необходимо уделять исключительное внимание. Нефть и попутный нефтяной газ характеризуются высокой взрыво и пожароопасностью. Пары нефти и попутный нефтяной газ ядовиты. Неправильное выполнение той или иной технологической операции может послужить причиной образования горючей и взрывоопасной среды, привести к авариям и несчастным случаям с травмированием или отравлением людей.

Подготовка нефти имеет следующие опасные факторы:

- наличие легковоспламеняющихся жидкостей, паров и газов, способность паров и газов образовывать с воздухом взрывоопасные смеси;
- способность жидких и газообразных продуктов нефти и самой нефти действовать отравляюще на организм человека;
- коррозия трубопроводов, арматуры, оборудования;
- способность нефти образовывать самовоспламеняющиеся на воздухе пиррофорные соединения;
- способность нефти образовывать при своем движении по трубопроводам статическое электричество;
- наличие электрооборудования;
- вредное воздействие нефти на кожу человека, а паров и газов на органы дыхания.

Опасные факторы, присутствующие в подготовке и перекачки нефти, являются:

- наличие избыточного давления взрывоопасных газов в аппаратах на стадии сепарации;

- сжигание попутного газа на факелах;
- наличие опасного высокого напряжения электрического тока в электродвигателях насосов и компрессоров, статического электричества;
- наличие испарений через неплотности дренажной системы;
- применение в процессе подготовки нефти реагентов, обладающих токсичностью опасной для человека.

Основные причины, которые могут привести к аварии или несчастному случаю, могут быть организационного, технического и технологического характера.

Причины организационного характера:

- допуск к самостоятельной работе рабочих без прохождения ими инструктажа по промышленной безопасности и охране труда;
- без стажировки на рабочем месте рабочих и проверки полученных ими знаний квалификационной комиссией;
- несвоевременное обучение, аттестация и проверка знаний по промышленной безопасности и охране труда обслуживающего персонала;
- грубое нарушение санитарного и технического состояния территории, подсобных зданий и сооружений;
- отсутствие контроля за состоянием коллективных и индивидуальных средств защиты;
- проведение работ повышенной опасности, огневых и газоопасных работ без специального разрешения (наряда-допуска);
- курение в местах, не предусмотренных для этого и специально не оборудованных;
- выдача должностными лицами указаний или распоряжений, принуждающих работников нарушать правила безопасности и охраны труда;
- отступление от норм технологического режима работы;
- несвоевременная ревизия и ремонт трубопроводов, аппаратов, насосов, арматуры;

- некачественная подготовка трубопроводов, аппаратов и другого оборудования к работе.

Причины технического характера:

- несвоевременное техническое освидетельствование сосудов, работающих под давлением;

- эксплуатация аппаратов, оборудования и трубопроводов при параметрах, выходящих за пределы, указанные в технических условиях или паспортах;

- неисправность предохранительных клапанов и несоблюдение сроков их ревизии;

- трещины, выпучены, значительное утонение стенок трубопроводов и аппаратуры;

- коррозия аппаратов и трубопроводов;

- неисправность контрольно-измерительных приборов и средств автоматики;

- несвоевременное или некачественное проведение ремонтных работ;

- неисправность системы пожаротушения и систем определения взрывоопасных концентраций газа в воздухе;

- нарушение герметичности технологического процесса;

- отступление от норм технологического режима работы;

- нарушение инструкций по охране труда, промышленной и пожарной безопасности.

Основные нарушения технологического режима, которые могут привести к аварии и несчастному случаю:

- повышение давления выше допустимого или понижение давления ниже допустимого;

- поднятие уровня в аппаратах выше допустимого или понижение уровня ниже допустимого;

- в зимний период несвоевременное прокачка или удаление из трубопроводов и арматуры воды.

1.3 Меры безопасности при эксплуатации производства

В целях предупреждения аварий и чрезвычайных ситуаций и реагирования при их возникновении на ОПО необходимо соблюдать меры безопасности.

Обслуживающий персонал должен быть обучен и аттестован на соответствующую квалификацию.

Необходимо:

- строгое соблюдение графиков ППР оборудования и приборов;
- своевременное выполнение мероприятий по подготовке объектов к эксплуатации в осенне-зимний период;
- соблюдение мер пожарной безопасности при эксплуатации проведения пожаро-взрывоопасных работ.

Основными задачами обслуживающего персонала являются:

- своевременно производить освидетельствование, ревизию, ремонт оборудования;
- не допускать разгерметизации оборудования и коммуникаций;
- вести технологический режим в соответствии с утвержденной технологической картой;
- непрерывно, по показаниям приборов, путем обхода и визуального осмотра контролировать состояние оборудования, коммуникаций, арматуры, насосов;
- обслуживающий персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спецобувью и другими СИЗ;
- наличие инструкций по промышленной безопасности и охране труда;

- при возникновении неполадок немедленно принять меры по их устранению и предотвращению возникновения аварий;
- контролировать исправность заземления оборудования и электроустановок;
- контролировать исправность молниезащиты оборудования;
- следить за нормальной освещенностью рабочих мест;
- не допускать загромождения проходов и лестниц;
- запрещается производство работ с применением открытого огня на территориях;
- запрещается проведение ремонтных работ на аппаратах и трубопроводах, находящихся под давлением и на действующем оборудовании;
- необходимо следить за исправностью средств защиты от статического электричества, периодически производить проверку величины сопротивления заземляющих устройств. Не допускать эксплуатацию оборудования аппаратов и резервуаров с неисправным заземлением;
- строго соблюдать действующие инструкции, правила, положения по нормативно-технической документации [5].

В технологических системах для предупреждения аварий, предотвращения их развития необходимо применять противоаварийные устройства: запорную и запорно-регулирующую арматуру, клапаны, отсекающие и другие отключающие устройства, предохранительные устройства от превышения давления, средства подавления и локализации пламени.

При срабатывании средств защиты, устанавливаемых на оборудовании, должна быть предотвращена возможность травмирования обслуживающего персонала, выброса взрывоопасных продуктов в рабочую зону и окружающую среду.

Применяемая для взрывозащиты технологических систем арматура, предохранительные устройства, средства локализации пламени должны

изготавливаться в соответствии с требованиями действующей нормативной документации на изготовление, испытание и монтаж этих устройств [5].

К эксплуатации допускаются устройства, прошедшие испытания и имеющие разрешение на их применение, выданное Ростехнадзором России, а также имеющие паспорта завода-изготовителя.

1.4 Статистика аварийных ситуаций на нефтедобывающих предприятиях

Для разработки и предложения мероприятий для предотвращения возможных аварий на нефтегазодобывающих предприятиях нужно определить источник их появления. Для этого проведен анализ аварийных ситуаций, которые имели место в России в период с 2016 по 2020 г.:

- взрывы;
- пожары;
- выбросы опасных веществ.

Таблица 1 – Распределение аварий на ОПО, произошедших в 2016-2020 годах

Виды аварий	Количество аварий					
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	Всего
Взрыв	8	6	2	3	3	22
Пожар	3	10	9	12	2	36
Выброс опасных веществ	7	4	1	3	4	19
Итого	18	20	12	18	9	77

На рисунке 3 представлена диаграмма общего количества аварийных ситуаций по видам аварий в период с 2016 г. по 2020 г.

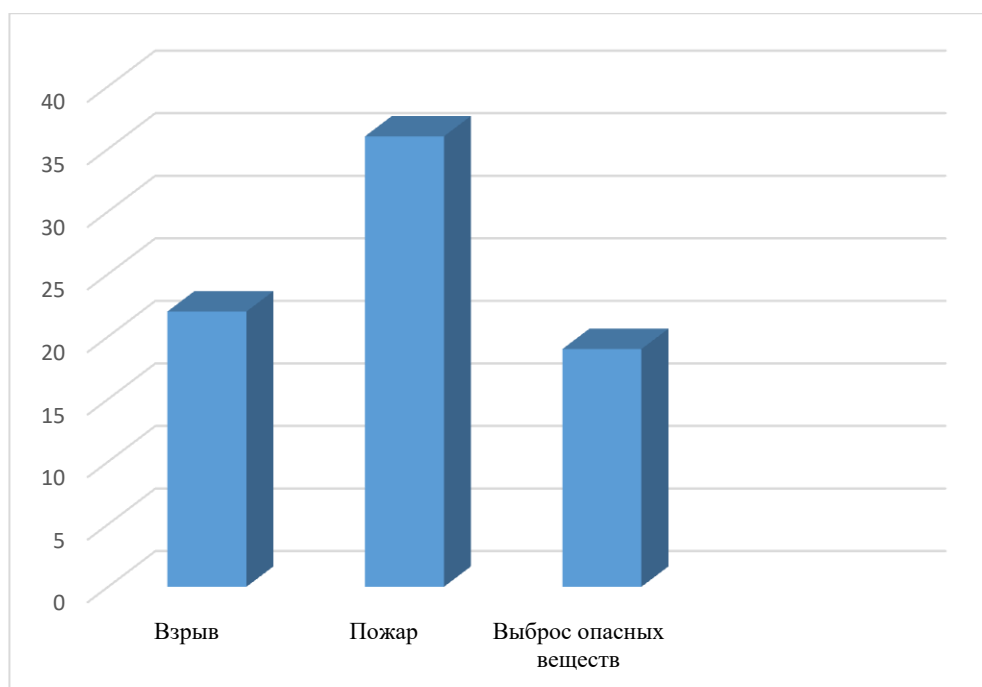


Рисунок 3 – Диаграмма общего количества аварийных ситуаций

Анализируя данную диаграмму, можно сделать вывод, что на нефтегазодобывающих предприятиях возможны аварии, сопровождающиеся взрывами, пожарами и загрязнением территории. При этом наибольшее негативное воздействие связано с загрязнением нефтью окружающей природной среды и пожаром при воспламенении разлитой нефти. С 2016 по 2020 г. в России произошло 77 аварий, в том числе 36 пожаров, 22 взрыва, 19 выбросов опасных веществ [6].

Статистика утверждает, что в нефтяной отрасли произошло пожаров: на насосных нефтепроводах – 9 %; на нефтепромыслах – 14 %, на НПЗ – 28 %, а на распределительных нефтебазах зафиксирована наивысшая доля пожаров – 48 %. Диаграмма пожаров по виду объекта представлена на рисунке 4.

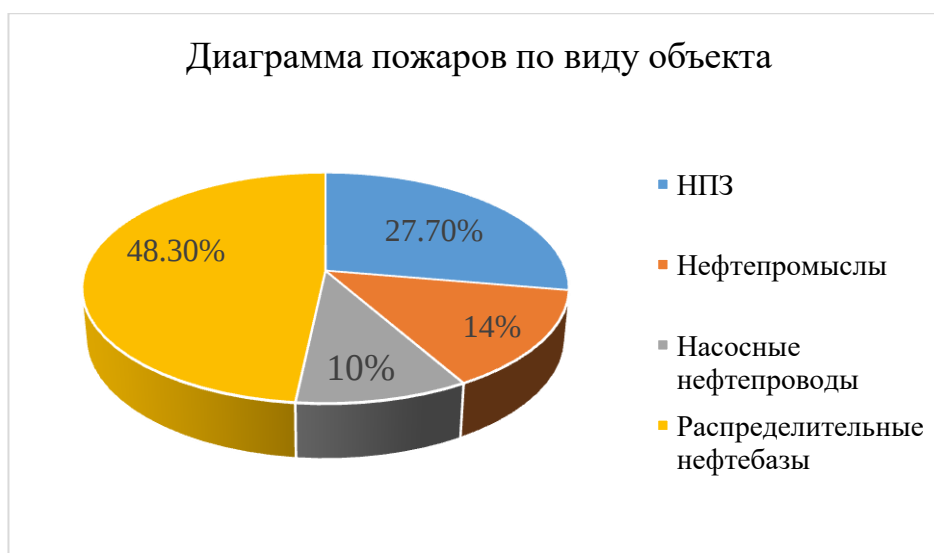


Рисунок 4 – Диаграмма пожаров по виду объекта

Как видно из статистики, большая часть аварий происходит на распределительных нефтебазах, т.е. где расположены резервуарные парки и большое количество нефтепродуктов.

Рассмотрим статистику по наземным резервуарам за 20-ти летний период в Российской Федерации.

На наземных резервуарах произошло 94 % пожаров и аварий из общего их числа. По виду хранимых продуктов эти пожары распределились следующим образом: 32 % - на резервуарах с сырой нефтью; 54 % - на резервуарах с бензином; 14 % - на резервуарах с другими видами нефтепродуктов (мазут, керосин, дизельное топливо, масло и др.).

Пожары произошли, в основном (222 случая), на действующих резервуарах типа РВС, из них в 194 случаях (81,5%) пожар возникал в резервуарах с бензином и сырой нефтью. Диаграмма пожаров по виду нефтепродукта представлена на рисунке 5.

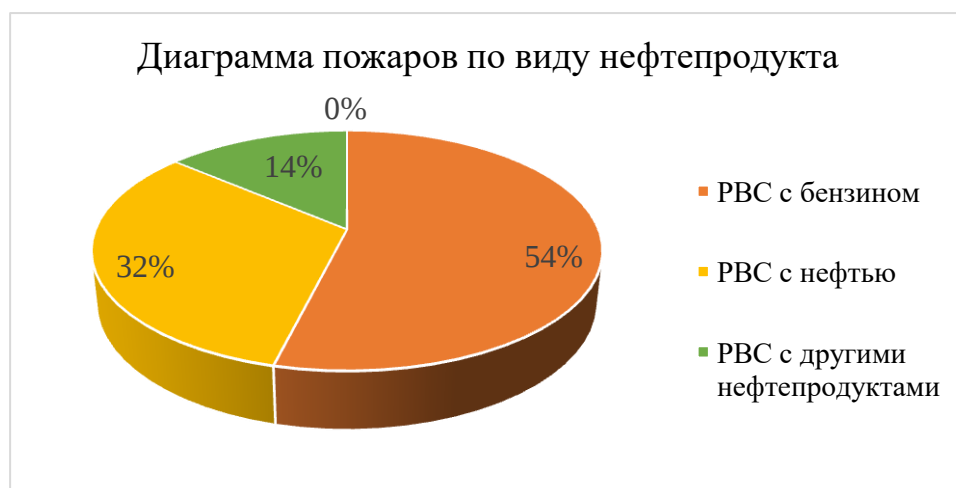


Рисунок 5 – Диаграмма пожаров по виду нефтепродукта

Выявлено, что главными источниками зажигания, от которых возникали пожары, являются: огневые и ремонтные работы (23,5%), искры электроустановок (14,7%), проявления атмосферного электричества (9,2%), разряды статистического электричества (9,7%), большая часть всех пожаров на резервуарах (42,2%) произошла от самовозгорания пирофорных отложений, неосторожного обращения с огнем, поджогов и других источников зажигания [6].

Доля пожаров от перечисленных источников зажигания, существенно различается по отраслям промышленности. Диаграмма пожаров по источникам зажигания представлена на рисунке 6.



Рисунок 6 – Диаграмма пожаров по источникам зажигания

За исследуемый период средняя частота возникновения пожаров и загораний на предприятиях отрасли в год составляет: на распределительных нефтебазах - 5,75; в резервуарных парках НПЗ - 3,3; на промыслах - 1,65; на нефтепроводах - 1,2. Средняя частота пожаров по всем объектам и отраслям нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности составили 12 пожаров в год. Диаграмма пожаров на объектах хранения и переработки нефти по частоте представлена на рисунке 7.

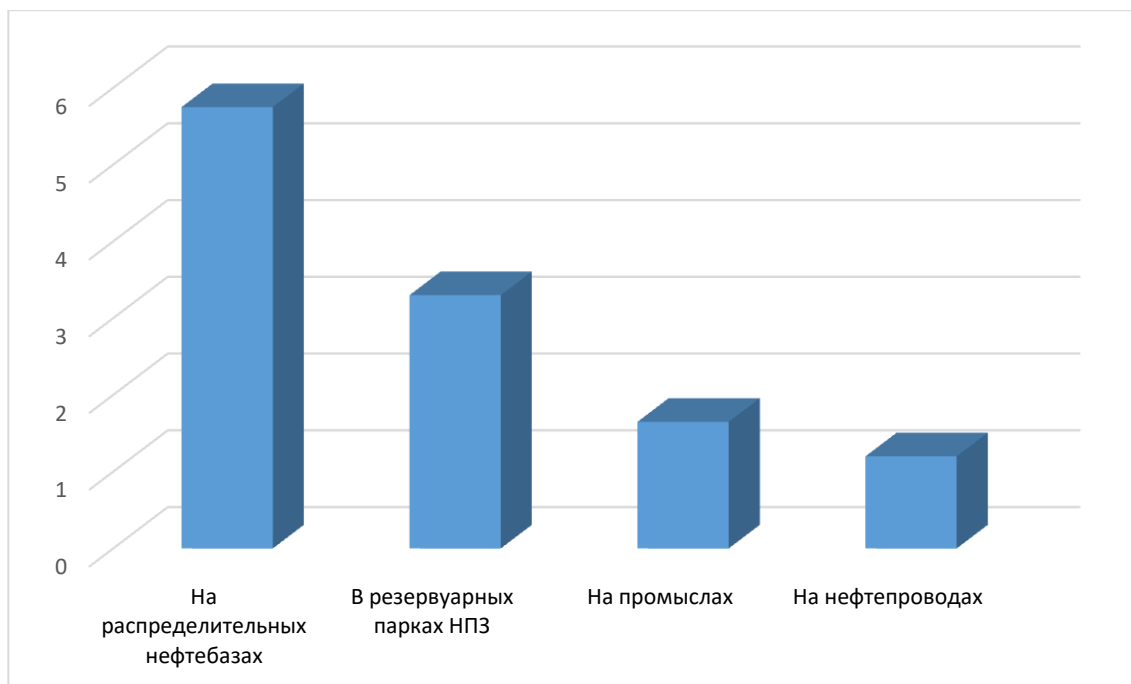


Рисунок 7 - Гистограмма распределения пожаров на объектах хранения и переработки нефти по частоте загорания

Важную информацию для разработки мер пожарной безопасности дают сведения о непосредственном источнике зажигания взрывоопасной паровоздушной смеси. Но примерно для 5 пожаров из 100 вероятный источник зажигания не установлен, но из этого количества причиной 4 пожаров из 100 были повреждения или неисправности оборудования, нарушения технологического процесса, большая загазованность территории резервуарного парка. В этих случаях, соответственно, источник зажигания является вторичным и второстепенным фактором, а защиту необходимо направить на поддержание исправности технологического оборудования и соответственное

ведение технологического процесса. Из непосредственных источников зажигания более вероятный и распространенный это - огневые работы – 23 % (каждый третий пожар). Неосторожное обращение с огнем, допущенное при проведении ремонта резервуаров, электрические и механические искры или горячие выхлопы глушителя автомобиля при очистке РВС через нижний люк стали причиной 12 % пожаров [7].

В общем при очистке и ремонте РВС произошло 29 пожаров, что составляет 38 % от общего числа. Необходимо отметить, что 14 пожаров на резервуарах (18 %) возникли от самопроизвольного возгорания пирофорных отложений, притом, что 64 % пожаров, происшедших по этой причине, отмечено на объектах добычи нефти и 36 % - в резервуарных парках на предприятиях нефтепереработки. Из анализа видно, что 65 % пожаров, происходит в весенне-летний сезон и основными источниками зажигания (помимо огневых и ремонтных работ) являются разряды атмосферного электричества (22 %), а также огневые технологические установки (16 %).

Необходимо отметить, что в первом случае (при разрядах атмосферного электричества) резервуары возгорались только на насосных станциях по перекачке нефтепродуктов, что говорит о ненадежности молниезащиты и необходимости ее усовершенствования на объектах отрасли. Огневые технологические установки, становились источниками зажигания только на нефтепромысловых объектах отрасли [7].

Пожары, происходящие в резервуарах с ЛВЖ, как правило, начинаются с взрыва, что приводит к выводу из строя всех автоматических установок пожаротушения. В таких случаях, тушение пожара требует большого расхода воды для защиты горящего и рядом стоящих резервуаров, большого числа личного состава и специальной техники. Такие пожары считаются затяжными, приводят к огромным материальным ущербам, сопровождаются сильными тепловыми потоками и загрязнением воздуха, распространяющимися на большие расстояния, осложняют работу пожарных и являются причинами возникновения массовых пожаров в резервуарных парках.

Разбор статистических данных об авариях на объектах отрасли, позволяет отметить некоторые общие закономерности их возникновения и развития. Причины возникновения аварий условно можно объединить в три основные группы:

- разрушение (разгерметизация) технологического оборудования и арматуры, и отказы систем противоаварийной защиты объекта;
- ошибки, запаздывание, бездействие персонала в штатных и нештатных ситуациях, несанкционированные действия персонала;
- внешние воздействия природного и техногенного характера.

Анализ основных причин аварий, происшедших в резервуарных парках, позволил выделить следующие взаимосвязанные группы ЧС, вызванные:

- отказами (неполадками) оборудования (35%);
- ошибочными действиями персонала (51%);
- внешними воздействиями природного и техногенного характера (14%) [7].

Масштабы последствий этих аварий носят самый разнообразный характер, и могут быть от локальных до катастрофических. Несмотря на успехи, достигнутые в современном резервуаростроении, РВС для нефти и нефтепродуктов были и есть одними из опасных объектов отрасли. Это связано с множеством причин, наиболее существенными из них являются:

- высокая пожаровзрывоопасность содержащихся в них продуктов;
- крупные габариты конструкций и связанная с этим протяженность сварных швов, которые трудно проконтролировать по всей длине;
- несовершенство геометрической формы, неравномерные просадки оснований;
- большие перемещения стенки, особенно в зонах геометрических искажений проектной формы; высокая скорость коррозии металла;
- малоцикловая усталость отдельных зон стенки конструкции;

– сложный характер загруженности конструкции в зоне упорного шва в сочетании с практическим отсутствием контроля сплошности этих сварных соединений.

Ежегодно количество аварий на РВС увеличивается в связи с тем, что большой процент РВС уже выработал свой эксплуатационный ресурс. Износ эксплуатируемых (РВС) составляет около 80 %. Опасность возникновения ЧС расценивается тяжестью причиняемого ущерба, который непосредственно зависит от того, как проявляется авария: в виде взрывов и пожаров от разлившегося нефтепродукта либо в виде мелких разрушений или локальных отказов резервуаров. Как показывает практика, аварии на территориях резервуарных парков в большинстве случаев сопровождаются значительными потерями нефтепродуктов, отравлением местности и гибелью людей. В экстремальных случаях по статистическим данным общий материальный ущерб превышает в 500 и более раз первичные затраты на сооружение резервуаров. Поэтому есть основания считать, что на сегодняшний день вопрос обеспечения надежности резервуарных конструкций остается нерешенным. Для разработки мероприятий, позволяющих предотвратить аварии, необходимо опираться на анализ произошедших аварий, который представляет собой практический интерес: изучения причин возникновения, последствий и разработки мероприятий по предотвращению ЧС в резервуарных парках.

2 ОЦЕНКА РИСКА И РАСЧЕТ ПОСЛЕДСТВИЙ ПРИ РАЗГЕРМЕТИЗАЦИИ РЕЗЕРВУАРА

2.1 Описание объекта исследования

2.1.1 Общие сведения о предприятии

ООО «РН-Юганскнефтегаз» – крупнейшее нефтедобывающее предприятие Роснефти, которое было создано в 1977 году.

Ведет разработку 26 нефтяных месторождений, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа в Западной Сибири. Месторождения, разрабатываемые Юганскнефтегазом, содержат примерно 16% промышленных запасов нефти Западной Сибири. Более 80% доказанных запасов Юганскнефтегаза сосредоточено на Приобском, Мамонтовском, Малобалыкском и Приразломном месторождениях.

Месторождения региона имеют потенциал для увеличения запасов и добычи углеводородов за счет детальной доразведки нижележащих и пропущенных на ранних этапах освоения Западно-Сибирской нефтегазовой провинции (НГП) пластов.

Коэффициент обеспеченности Юганскнефтегаза доказанными запасами нефти равен 23 годам, что значительно превышает средний мировой показатель. Сравнительно новые месторождения, такие как Приобское и Приразломное, имеют низкую степень выработанности запасов, и их разработка осуществляется с использованием наиболее современных и эффективных методов. Они обеспечивают значительную часть органического прироста добычи нефти Роснефти.

Поставки нефти на экспорт и внутренний рынок осуществляются по магистральному трубопроводу Усть-Балык - Омск, принадлежащему АК «Транснефть» [8].

2.1.2 Общая характеристика исследуемого объекта

Пункт подготовки и сбора нефти №1 Усть-Балыкского месторождения ЦППН №1 служит для приема и подготовки частично обезвоженной и разгазированной нефти с УПН-4ЮС и обводненной нефти с Усть-Балыкского, Солкинского месторождений. С последующей откачкой нефти через коммерческий узел учета нефти в магистральный нефтепровод, технологического и аварийного хранения обводнённой и подготовленной нефти в резервуарах, очистки сточных и пластовых вод с последующей подачей их на кустовые насосные станции для закачки в пласты Усть-Балыкского и Солкинского месторождений.

Год ввода объекта в эксплуатацию - январь 1969 г. Проектная производительность ППСН по нефти – 7,45 млн. т/год. Максимальное количество поступающей на ППСН №1 жидкости – 23,808 млн.м³/год.

Товарная нефть поступает на приём насосов, которые через систему измерения количества и показателей качества нефти откачивают её в магистральный нефтепровод ПАО «Транснефть-Сибирь».

Часть газа ППСН-1 используется на собственные нужды, а основная часть газа направляется в газовую сепарационную установку, расположенную на территории ЦСПТГ-1.

Сточные и пластовые воды подаются на очистные сооружения для подготовки и откачки в систему ППД. Комплекс ППСН-1 включает в себя следующие основные технологические объекты:

- установку подготовки нефти (УПН-8);
- концевую сепарационную установку;
- резервуарный парк;
- систему измерения количества и показателей качества нефти;
- очистные сооружения.

Вспомогательные технологические сооружения:

- блоки дозирования реагента деэмульгатора;

- установку подготовки воздуха КИПиА;
- установки пенного пожаротушения;
- объекты инженерного обеспечения;
- пожарная насосная.

Конечным результатом производства является нефть в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002 [9].

Процесс подготовки нефти включает в себя разгазирование, обезвоживание и обессоливание пластовой нефти.

Нефтяная эмульсия по трубопроводу поступает в нагреватели, где нагревается до температуры 50-70⁰С. Затем нагретая нефтяная эмульсия проходит ступень концевой сепарации, разгазированная эмульсия направляется в резервуарный парк по трубопроводу.

Резервуарный парк – группа резервуаров, предназначенных для хранения сжиженных углеводородных газов, легковоспламеняющихся или горючих жидкостей и размещённых на территории, ограниченной по периметру обвалованием или ограждающей стенкой при наземных резервуарах.

Резервуарные парки являются основными сооружениями складов нефти и нефтепродуктов и входят в состав установок добычи, переработки и транспорта нефти. По назначению резервуарные парки условно подразделяются на следующие виды: товарно-сырьевые базы для хранения нефти и нефтепродуктов, резервуарные парки перекачивающих станций нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, резервуарные парки для хранения нефтепродуктов различных объектов. В зависимости от их вместимости и отдельных резервуаров склады для хранения нефти и нефтепродуктов подразделяются на категории [10].

ЦППН-1 является взрывопожароопасным объектом. Используемое на ОПО сырье и реагенты обладают токсичностью и являются опасными для человека.

Опасными веществами при эксплуатации объекта являются сырая нефть, попутный нефтяной газ, деэмульгаторы.

2.1.3 Краткое географическое, гидрометеорологическое описание района расположения ЦППН-1

Цех подготовки и перекачки нефти №1 в административном отношении расположен в Нефтеюганском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. По климатическому районированию территории России СНИП 23-01-99 территория относится к району «1Д» [11].

Климат данного района резко континентальный. Зима суровая, холодная и продолжительная. Лето короткое, теплое. Короткие переходные сезоны - осень и весна. Наблюдаются поздние весенние и ранние осенние заморозки, резкие колебания температуры в течение года и даже суток.

Среднегодовая температура воздуха $-3,3^{\circ}\text{C}$, средняя температура воздуха наиболее холодного месяца января $-20,5^{\circ}\text{C}$, а самого жаркого - июля $+18,0^{\circ}\text{C}$. Абсолютный минимум температуры приходится на декабрь -54°C , а абсолютный максимум на июнь-июль $+36^{\circ}\text{C}$.

Снежный покров образуется 22 октября, дата схода 6 мая. Сохраняется снежный покров 195 дней. Наибольшая скорость ветра 5% обеспеченности 28 м/сек.

2.1.4 Описание резервуаров для хранения нефтепродуктов

Так сложилось, что почти все крупные месторождения нефти и газа сконцентрированы на территории с суровыми климатическими условиями, а именно с многолетними мерзлотами, заболоченными территориями, низкими температурами воздуха и т.д. Для добытой нефти и нефтепродуктов используют хранилища, выполненные из металла, железобетона или синтетических материалов. При суровых климатических условиях, резервуары должны быть устойчивы к коррозии и герметичны, чтобы обеспечить максимальную сохранность сырья, и безопасную эксплуатацию.

Резервуар вертикальный стальной (РВС) — вертикальная ёмкость, наземное объёмное строительное сооружение, предназначенное для приёма,

хранения, подготовки, учёта и выдачи жидких продуктов. Резервуары вертикальные стальные изготавливают внутренним объёмом 100 – 120000 м³, по мере необходимости их объединяют в группу резервуаров, которые сосредоточены в одном месте, её называют «резервуарным парком».

РВС предназначены для следующих условий эксплуатации:

- приём, хранение, выдача и учёт (количественный и качественный) нефтесодержащих стоков, нефти и нефтепродуктов;
- хранение и отстой пластовой воды и механических примесей;
- хранение пожарной или питьевой воды;
- хранение жидких пищевых (при обеспечении санитарногигиенических норм), агрессивных химических продуктов, минеральных удобрений;
- и другие технологические процессы добычи, транспорта и хранения.

РВС могут быть: цилиндрические, изотермические и баки – аккумуляторы. Они различаются: назначением, расположением, материалом изготовления.

Классификация РВС по назначению:

- сырьевые резервуары – для хранения сырой нефти;
- технологические резервуары – для сброса пластовой воды, отстоя и подрезки нефти;
- товарные РВС – для хранения товарной нефти (обезвоженной и обессоленной).

Класс опасности:

- класс I – резервуары объёмом более 50000 м³;
- класс II – резервуары объёмом 20 000 – 50 000 м³;
- класс III – резервуары объёмом 1 000 – менее 20 000 м³;
- класс IV – резервуары объёмом менее 1 000 м³.

Резервуар представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд с крышей, цилиндрической стенкой, днищем, лестницей, и площадками обслуживания. Вертикальные цилиндрические резервуары выполняют в соответствии с требованиями ГОСТ 31385-2016 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов» [12].

Резервуары наземного исполнения как правило конструируются и эксплуатируются для применения с избыточным давлением не более 0,07 МПа и рабочим вакуумом до 0,002 МПа или без давления (под налив) и при температуре стенки не ниже минус 65°C.

Основные условия эксплуатации резервуаров:

- плотность рабочего продукта – не превышает 1015 кг/м³;
- температура резервуара – не более + 90 °С и не ниже – 65 °С;
- избыточное давление – не более 2000 Па;
- разрежение во внутреннем пространстве – не превышает 250 Па;
- сейсмичность района – не более 9 баллов по шкале MS-64, согласно СНиП 11-7-81 [13].

Проектирование и изготовление вертикальных резервуаров РВС объемом 5 000 м³ выполняется согласно требованиям ГОСТа 31385-2016 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия» [12].

Резервуары оснащены различным оборудованием, на рисунке 8 представлено типичное оборудования для бесперебойной работы [12].

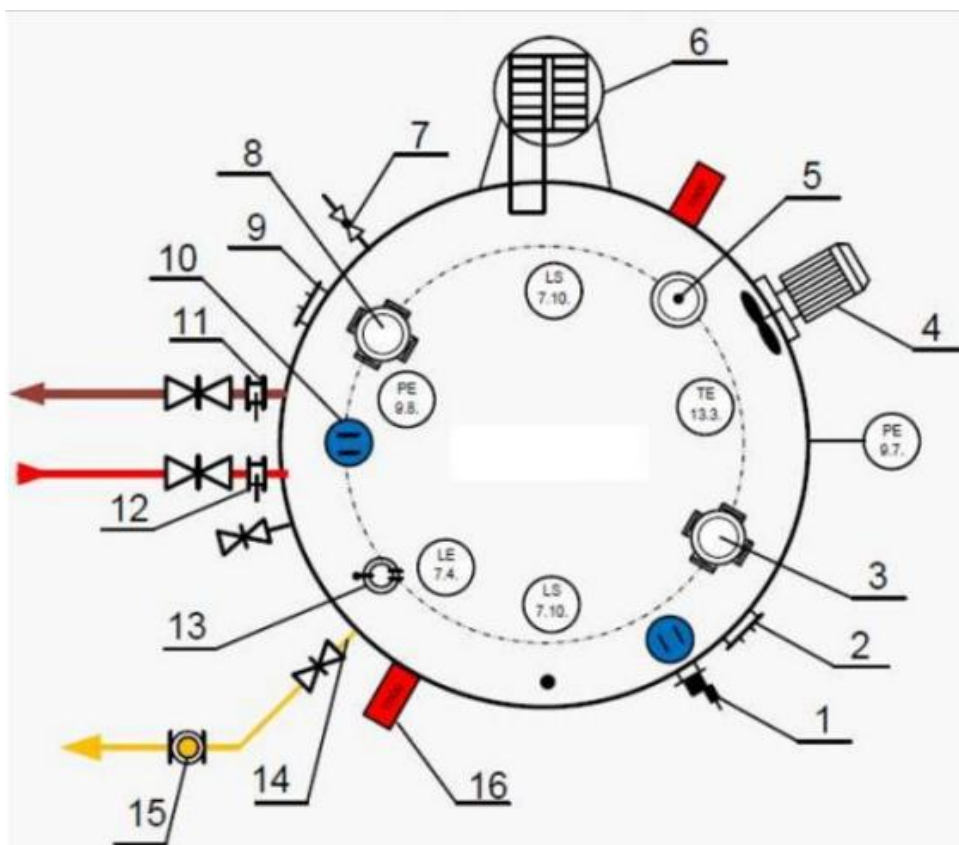


Рисунок 8 – Схема расположения оборудования на резервуаре «вид сверху»

Обозначения: 1 – пробоотборник стационарный; 2 – люк - лаз овальный; 3 – клапан дыхательный совмещенный; 4 – устройство для размыва донных отложений; 5 – клапан аварийный; 6 – шахтная лестница; 7 – кран сифонный; 8 – клапан предохранительный; 9 – люк-лаз цилиндрический; 10 – люк световой; 11 – приёмный патрубок; 12 – раздаточный патрубок; 13 – люк замерный; 14 – патрубок (для дренажа подтоварной воды); 15 – фонарь смотровой; 16 – пенная камера.

2.2 Анализ наиболее вероятных сценариев развития аварий на исследуемом объекте

На исследуемом объекте за все время эксплуатации аварий не зарегистрировано. Поэтому для выявления причин, которые могут привести к аварийным ситуациям, будем опираться на статистические данные произошедших аварий на нефтегазодобывающих предприятиях в стране.

Также уделим внимание тому, что рассматриваемое нефтегазодобывающее предприятие на данный момент имеет очень большой срок эксплуатации. Причинами возникновения и распространения аварийных ситуаций на исследуемом объекте могут быть:

- разгерметизация (разрушений) емкостей при их переполнении;
- ошибки при ремонте;
- дефекты при изготовлении, монтаже и ремонте оборудования, что может привести к частичной или полной разгерметизации;
- температурные напряжения, возникающие при сварке во время монтажных или ремонтных работах (горячие трещины) и дефектов формы и размеров;
- нарушение режимов эксплуатации (переполнение, нарушение скорости наполнения и опорожнения, превышение давления в резервуарах выше допустимого, образование недопустимого вакуума внутри резервуара);
- превышение значений давления в насосах выше нормированных значений;
- коррозионный износ [14].

При совокупности перечисленных выше факторов и причин возникают аварийные ситуации в ЦППН-1, число вероятных инициирующих событий возрастает при воздействии сразу нескольких факторов, снижающих безопасность эксплуатации и устойчивость приемо-сдаточного пункта.

Результатом является разгерметизация (разрушение) технологического оборудования или нефтепровода впоследствии с проливом (выбросом) легковоспламеняющихся жидкостей, опасных веществ, взрывом и воспламенением.

Рассматривая ЦППН-1 как опасный производственный объект, следует отметить, что наибольшую опасность представляет резервуарный парк, так как при авариях на другом технологическом оборудовании таком как технологические трубопроводы, магистральные нефтепродуктопроводы и пр.,

аварийные ситуации ликвидируются аварийно-ремонтной бригадой, и не выходят за рамки штатных аварийных ситуаций.

Сценарии развития ЧС в резервуарных парках, сопровождающихся пожаром, происходят в основном по схемам: взрыв-пожар и пожар-взрыв, поражающими факторами в первом случае выступают - воздушная ударная волна взрыва (первичный поражающий фактор) и тепловое излучение пожара (вторичный поражающий фактор); во втором случае наоборот.

Для рассматриваемого объекта ЦППН-1 определен следующий сценарий развития чрезвычайной ситуации:

Частичная (полная) разгерметизация резервуара вследствие коррозионного износа → образование пролива нефтепродукта с последующим воспламенением → пожар опасного вещества → воздействие пожара пролива на соседний резервуар → пожар соседнего резервуара. Наиболее вероятный сценарий ЧС.

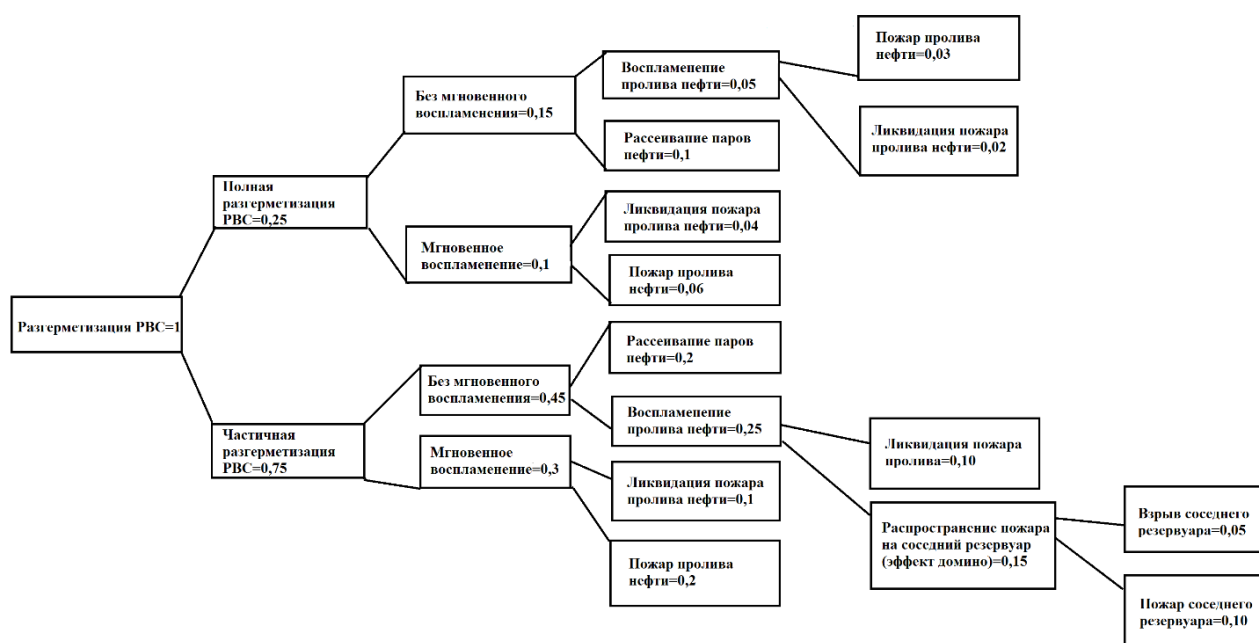


Рисунок 9 - Дерево событий развития чрезвычайной ситуации в резервуарном парке ЦППН-1

Дерево событий предназначено для графического отображения общего характера развития возможных аварий и ЧС, с отражением причинно-

следственной взаимосвязи событий в зависимости от специфики опасности объекта и является основой для оценки риска. Сценарии возникновения и развития аварии и ЧС на логическом дереве отражаются в виде последовательности событий от исходного до конечного события. Для разработки сценариев развития возможных ЧС в ЦППН-1 разработано дерево событий, которое представлено на рисунке 9.

Вероятность развития наиболее вероятного сценария чрезвычайной ситуации в резервуарном парке ЦППН-1:

$$P_{C1} = 1,95 \cdot 10^{-4} \cdot 0,2 = 3,9 \cdot 10^{-5} \text{ год}^{-1}.$$

Из рисунка 9 видно, что наиболее вероятным событием является пожар пролива с последующим распространением на соседний резервуар с вероятностью $3,9 \cdot 10^{-5} \text{ год}^{-1}$.

На основе анализа статистических данных и основных причин аварийности резервуаров, было разработано дерево отказов.

Дерево отказов лежит в основе логико-вероятностной модели причинно-следственных связей отказов системы с отказами ее элементов и другими событиями. На рисунке 10 представлено дерево отказов для события, связанного с разгерметизацией резервуара в резервуарном парке ЦППН-1.

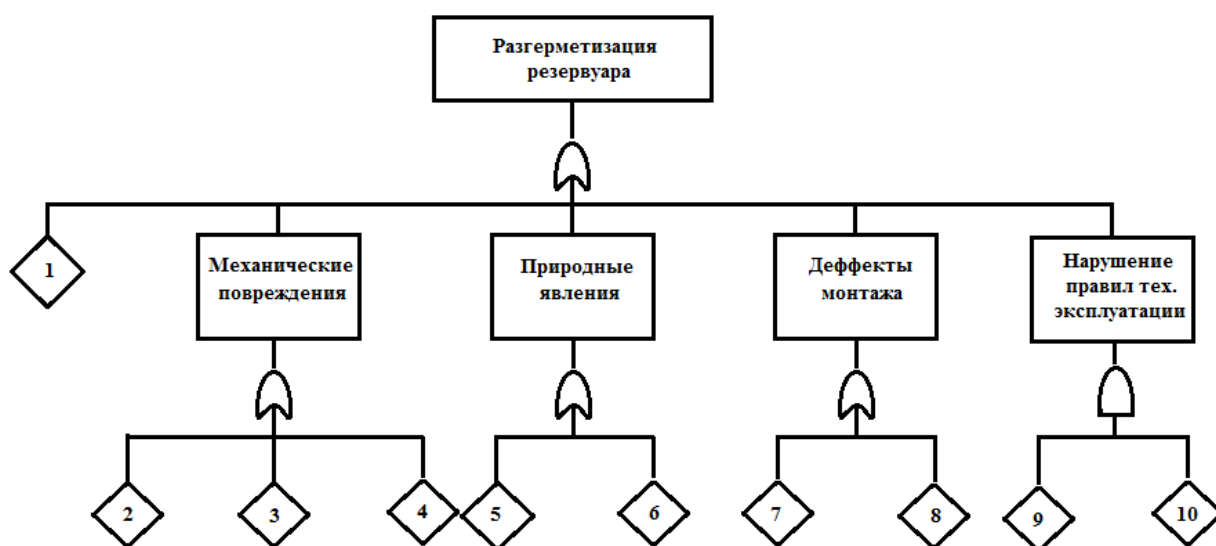


Рисунок 10 – Дерево отказов разгерметизации резервуара

Таблица 2 – Вероятности событий

Код	Наименование события	Вероятность событий
1	Террористический акт	$1 \cdot 10^{-8}$
2	Влияние температур	$1,65 \cdot 10^{-7}$
3	Коррозионный износ	$6 \cdot 10^{-7}$
4	Осадка основания	$5,35 \cdot 10^{-7}$
5	Землетрясения	$1 \cdot 10^{-9}$
6	Грозы	$9,9 \cdot 10^{-8}$
7	Непровары и подрезы	$9,24 \cdot 10^{-5}$
8	Несоблюдение проектного размера сварного шва	$2 \cdot 10^{-7}$
9	Нарушение технологии производства	$1,1 \cdot 10^{-2}$
10	Нарушение правил противопожарной безопасности	$9,18 \cdot 10^{-3}$

Как видно из рисунка 10, причинами разгерметизации могут стать: внешние факторы, стихийные бедствия, дефекты монтажа и нарушение правил ПБ [15].

Вероятности наступления событий определяются по следующим формулам:

Вероятность наступления события «или» рассчитывается как:

$$P(A) = 1 - \prod_{j=1}^k (1 - P(A_j)),$$

где $P(A_j)$ – вероятность наступления j -го события;

k – количество событий.

Вероятность наступления события «и» рассчитывается как:

$$P(A) = \prod_{j=1}^k P(A_j).$$

Тогда:

$$P_{2,3,4} = 1 - (1 - 1,65 \cdot 10^{-7}) \cdot (1 - 6 \cdot 10^{-7}) \cdot (15,35 \cdot 10^{-7}) = 0,0000013 = 1,3 \cdot 10^{-6} \text{ год}^{-1};$$

$$P_{5,6} = 1 - (1 - 1 \cdot 10^{-9}) \cdot (1 - 9,9 \cdot 10^{-8}) = 0,0000001 = 9,9 \cdot 10^{-8} \text{ год}^{-1};$$

$$P_{7,8} = 1 - (1 - 9,24 \cdot 10^{-5}) \cdot (1 - 2 \cdot 10^{-7}) = 0,0000926 = 9,26 \cdot 10^{-5} \text{ год}^{-1};$$

$$P_{9,10}=(1,1 \cdot 10^{-2}) \cdot (9,18 \cdot 10^{-3})=10,1 \cdot 10^{-5} \text{ год}^{-1};$$

$$P_{1-10}=1-(1-0,0000013) \cdot (1-0,00000001) \cdot (1-0,0000926) \cdot (1-0,000101) \cdot (1-0,0000001)=1,95 \cdot 10^{-4} \text{ год}^{-1}.$$

Тогда вероятность головного события (разгерметизация резервуара) составляет $1,95 \cdot 10^{-4} \text{ год}^{-1}$, что выше уровня приемлемого риска.

2.3 Расчет параметров поражающих факторов при развитии чрезвычайных ситуаций

2.3.1 Оценка пожаровзрывоопасности при разгерметизации резервуара с нефтью

Оценка пожаровзрывоопасности позволит определить параметры поражающих факторов и оценить последствия от разрушения резервуара с нефтью. Методика расчета критериев пожарной опасности определена в ГОСТ Р 12.3.047-2012 [16].

Максимальный объем разлива нефти из резервуара рассчитывается по формуле:

$$V=V_{\max},$$

где $V_{\max}$ – объем наибольшей емкости, м^3 .

Для ЦППН-1 геометрический объем емкости $4825,52 \text{ м}^3$. Так как резервуары наполняются на 95%, в целях исключения разлива нефти, максимальный объем разлива нефти будет равен $4584,24 \text{ м}^3$. В дальнейшем для расчетов приняты РВС-5000 м^3 с товарной нефтью.

Горючая жидкость – это жидкость, имеющая температуру вспышки ниже 61°C в закрытом тигле или 66°C в открытом тигле [16]. Свойства нефти указаны в таблице 3.

Таблица 3 – Свойства товарной нефти в ЦППН-1

Наименование параметра	Параметр
Содержание в нефти, % масс: - парафинов	2,57 %

- асфальтенов	1,99 %
- смол силикагелевых	5,89 %
- серы	0,38 %
Плотность при 20 °С	849 кг/м ³
Кинематическая вязкость при 20 °С	7,844 мм ² · с
Температура вспышки	20, 5 °С
Температура самовоспламенения	230-250 °С
Реакционная способность	Пары нефти могут образовывать взрывоопасные концентрации с окислителями (кислород воздуха).

Масса нефти, поступившей в окружающее пространство при разгерметизации резервуара РВС-5000 м³, рассчитывается по формуле:

$$m_a = \rho_L \cdot V_R,$$

где m_a —масса нефти, кг;

ρ_L —плотность нефти, 0,849 т/м³;

V_R —объем нефти в резервуаре, м³.

$$m_a = 0,849 \cdot 4584,24 = 3892,02 \text{ т.}$$

В ЦППН-1 РВС-5000 м³предназначен для хранения товарной нефти. Поэтому расчет выброса нефтяного газа не производится.

Поскольку в аварии участвуют два резервуара, одинаковые по объему и массе заполнения нефти, то максимальная масса разлива нефти для двух резервуаров будет равна $m = 7784,04$ т.

2.3.2 Расчет размеров возможного пожара и его потенциальной энергии

Размер пожара и его потенциальную энергию определяют на основе учета особенностей газа, технологического оборудования и его конструктивного исполнения.

Площадь возможного пожара $F_{\text{пож}}$ определяют по формуле:

$$F_{\text{пож}} = \pi \times (V_L \times \tau_p)^2,$$

где V_L — линейная скорость распространения пламени, м/с (принимаем 0.12 м/с);

τ_p – расчетное время развития пожара, с.

Тогда диаметр пожара

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot F_{\text{пож}}}{\pi}} = 71.49.$$

Площадь пожара будет равна площади обвалованной территории 4012 м.

Высота пламени h , м, рассчитывается по формуле:

$$h = 42 \cdot d \cdot \left(\frac{m}{\rho_v \cdot \sqrt{g \cdot d}} \right)^{0.61} = 42 \cdot 71.49 \cdot \left(\frac{0.04}{1.2 \cdot \sqrt{9.8 \cdot 71.49}} \right)^{0.61} = 51.04 \text{ м},$$

где m – удельная массовая скорость выгорания, $0.04 \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$;

ρ_v – плотность воздуха, $\text{кг}/\text{м}^3$ (равна 1.2);

g – ускорение свободного падения, $\text{м}/\text{с}^2$.

Продолжительность пожара τ рассчитывают исходя из условия, что пролив горит без условия тушения:

$$\tau = \frac{N}{n} = \frac{3892020}{144} = 27027.92 \text{ с} = 7.51 \text{ ч},$$

где N – количество горючего вещества, кг;

n – скорость выгорания, $\text{кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ (равна 144).

Потенциальная энергия пожара $E_{\text{пож}}$ вычисляется по формуле:

$$E_{\text{пож}} = G_n \cdot Q \cdot K = 3892020 \cdot 44 \cdot 10^6 \cdot 0.005 = 856244 \cdot 10^6 \text{ Дж},$$

где G_n – масса сгораемого вещества, кг;

Q – теплота сгорания нефти, $\text{кДж}/\text{кг}$ ($44 \cdot 10^6 \text{ Дж}/\text{кг}$);

K – коэффициент недожога 0.005.

2.3.3 Расчет интенсивности теплового излучения от пожаров пролива

Определим площадь нефтяного пролива, в нашем случае максимальная площадь пролива будет равно площади обвалования территории.

Определяем объем и высоту обвалования. В соответствии с требованиями СП 155.13130.2014 вместимость обвалования должна удерживать объем разлившейся жидкости при разрушении наибольшего резервуара, в нашем случае 5000 м^3 [17]. Таким образом,

$$V_{\text{обв}} = S_{\text{пол}} \cdot H_p = 5000 \text{ м}^3,$$

$$H_p = V_{\text{обв}} : S_{\text{пол}},$$

где: $S_{\text{пол}}$ - полезная площадь обвалования;

H_p - расчетная высота обвалования.

Полезная площадь обвалования равна разности общей площади за минусом площади, которая занята фундаментами и корпусами оставшихся резервуаров. Ширина отстойки РВС принимаем равной 1 м.

$$S_{\text{пол}} = A \cdot B - (S_2 - S_3 - S_4 - S_5 - S_6) = A \cdot B - 0.785 (D_2+2)^2 - 0.785 (D_3+2)^2 - 0.785 (D_4+2)^2 - 0.785 (D_5+2)^2 - 0.785 (D_6+2)^2 = 62 \cdot 90 - 0.785(23)^2 - 0.785(21)^2 - 0.785(21)^2 - 0.785(17.2)^2 - 0.785(17.2)^2 = 4012 \text{ м}^2.$$

Определим эффективный диаметр нефтяного пролива:

$$d = \sqrt{\frac{4F}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 4012}{3.14}} = 71.49 \text{ м}.$$

Высота пламени H , м, рассчитывается по формуле:

$$H = 42 \cdot d \cdot \left(\frac{m}{\rho_v \cdot \sqrt{g \cdot d}} \right)^{0.61} = 42 \cdot 71.49 \cdot \left(\frac{0.04}{1.2 \cdot \sqrt{9.8 \cdot 71.49}} \right)^{0.61} = 51.04 \text{ м},$$

где m – удельная массовая скорость выгорания, $0.04 \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$;

ρ_v – плотность воздуха, $\text{кг}/\text{м}^3$ (равна 1.2);

g – ускорение свободного падения, $\text{м}/\text{с}^2$.

Определим угловой коэффициент облученности F_q :

$$F_q = \sqrt{F_v^2 + F_H^2},$$

где F_v, F_H - факторы облученности для вертикальной и горизонтальной площадок соответственно, которые определяются по формулам:

$$\begin{aligned} \text{где } F_v &= \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{S_1} \cdot \arctg \left(\frac{h}{\sqrt{S_1^2 - 1}} \right) + \frac{h}{S_1} \left\{ \arctg \left(\sqrt{\frac{S_1 - 1}{S_1 + 1}} \right) - \frac{A}{\sqrt{A^2 - 1}} \cdot \arctg \left(\sqrt{\frac{(A + 1)(S_1 - 1)}{(A - 1)(S_1 + 1)}} \right) \right\} \right], \\ F_H &= \frac{1}{\pi} \left[\frac{(B - 1/S_1)}{\sqrt{B^2 - 1}} \cdot \arctg \left(\sqrt{\frac{(B + 1)(S_1 - 1)}{(B - 1)(S_1 + 1)}} \right) - \frac{(A - 1/S_1)}{\sqrt{A^2 - 1}} \cdot \arctg \left(\sqrt{\frac{(A + 1)(S_1 - 1)}{(A - 1)(S_1 + 1)}} \right) \right], \\ h &= \frac{2 \cdot H}{d} = \frac{2 \cdot 51.04}{71.49} = 1.43 \text{ м}, \\ S &= \frac{2 \cdot r}{d} = \frac{2 \cdot 900}{71.49} = 25.18 \text{ м}^2, \\ A &= \frac{h^2 + S^2 + 1}{2S} = \frac{1.43^2 + 25.18^2 + 1}{2 \cdot 25.18} = 12.65, \end{aligned}$$

$$B = \frac{1+S^2}{2S} = \frac{1+25.18^2}{2 \cdot 25.18} = 12.61,$$

где r - расстояние от геометрического центра пролива до облучаемого объекта, м;

d - эффективный диаметр пролива, м;

H - высота пламени, м.

$$F_v = 0.318 \cdot [0.039 \cdot 0.057 + 0.067(0.765 - 1 \cdot 0.805)] = 0.000145,$$

$$F_H = 0.318 \cdot (1.5 - 0.805) = 0.221,$$

$$F_q = \sqrt{F_v^2 + F_H^2} = \sqrt{0.058} = 0.221.$$

Определим коэффициент пропускания атмосферы τ :

$$\tau = \exp[-7.0 \cdot 10^{-4}(r - 0.5 \cdot d)] = \exp[-7.0 \cdot 10^{-4}(900 - 0.5 \cdot 71.49)] = 0.545$$

Находим E_f :

$$E_f = 140e^{-0.12d} + 20 \cdot (1 - e^{-0.12d}) = 140e^{-0.12 \cdot 71.49} + 20 \cdot (1 - e^{-0.12 \cdot 71.49}) = 20.02 \text{ кВт/м}^2,$$

где d – эффективный диаметр пролива, м.

Полученные значения E_f , F_q и τ подставляем в формулу, после чего мы определим значение интенсивности теплового излучения q :

$$q = E_f \cdot F_q \cdot \tau = 20.02 \cdot 0.221 \cdot 0.545 = 2.4 \text{ кВт/м}^2.$$

Значение интенсивности теплового излучения пожаров пролива составляет 2.4 кВт/м^2 , при такой величине человек в брезентовой одежде может находиться в безопасности.

Параметры поражающих факторов	Значение
Интенсивности теплового излучения пожаров пролива, кВт/м ²	2.4
Площадь пожара, м	4012
Продолжительность пожара τ , ч	7.51
Потенциальная энергия пожара $E_{\text{пож}}$, Дж	$856244 \cdot 10^6$

2.4 Расчет площади разлива нефти

Общая площадь пролива ($S_{\text{общ}}, \text{м}^2$) будет складываться из площади пролива внутри обвалования ($S_{\text{внутр}}, \text{м}^2$) и площади пролива после обвалования ($S_{\text{после}}, \text{м}^2$):

$$S_{\text{общ}} = S_{\text{внутр}} + S_{\text{после}}.$$

В нашем случае примем, что площадь пролива внутри обвалования будет равняться площади обвалования территории $S_{\text{внутр}} = 4012 \text{ м}^2$.

Из-за отсутствия информации о рельефе местности для вероятной оценки площади аварийного разлива на неограниченную поверхность возможно использование следующей формулы [18]:

$$S = f_p \cdot V_{\text{ж}},$$

где f_p — коэффициент пролития, м^{-1} (при проливе на бетонное или асфальтовое покрытие стоит принимать 150 м^{-1} , при проливе на грунтовое покрытие стоит принимать 5 м^{-1});

$V_{\text{ж}}$ — объем нефти, поступившей в окружающее пространство при разгерметизации резервуара, м^3 .

Следовательно, объем нефти, поступившей в окружающее пространство внутри обвалования (на грунтовое покрытие):

$$V_{\text{внутр}} = \frac{S_{\text{внутр}}}{f_p} = \frac{4012}{5} = 802,4 \text{ м}^3.$$

Объем нефти, поступившей в окружающее пространство после обвалования (на грунт):

$$V_{\text{после}} = V_{\text{общ}} - V_{\text{внутр}},$$

где $V_{\text{после}}$ — объем нефти, поступившей в окружающее пространство после территории обвалования, на грунт м^3 ;

$V_{\text{общ}}$ — общий объем нефти, поступившей в окружающее пространство при разгерметизации резервуара, м^3 ;

$V_{\text{внутр}}$ — объем нефти, поступившей в окружающее пространство внутри обвалования, на бетонное покрытие, м^3 .

$$V_{\text{после}} = 4584,24 - 802,4 = 3781,84 \text{ м}^3.$$

Площадь пролива нефти после территории обвалования (на грунт):

$$S_{\text{после}} = 5 \cdot 3781,84 = 18909,2 \text{ м}^2.$$

Общая площадь пролива:

$$S_{\text{общ}} = 4012 + 18909,2 = 22921,2 \text{ м}^2.$$

2.5 Расчет объема загрязненного грунта

Объем загрязненного грунта находится по следующей формуле:

$$V_{\text{об.г.}} = K_{\text{н}} \cdot V_{\text{гр}},$$

где $V_{\text{об.г.}}$ — объем нефти, впитавшейся в грунт, м^3 ;

$K_{\text{н}}$ — коэффициент нефтеемкости грунта (для площади внутри обвалования – 30 %, для остальной территории ЦППН-1 – 21%);

$V_{\text{гр}}$ — объем загрязненного грунта, м^3 .

Из формулы следует, что объем загрязненного грунта рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{гр}} = \frac{V_{\text{об.г.}}}{K_{\text{н}}} = \frac{3781,84}{0,21} = 18008,7 \text{ м}^3.$$

Глубина слоя загрязненного грунта рассчитывается по формуле:

$$h_{\text{гр}} = \frac{V_{\text{об.г.}}}{S} = \frac{3781,84}{18909,2} = 0,2 \text{ м},$$

где $V_{\text{об.г.}}$ — объем нефти, впитавшейся в грунт, м^3 ;

S — площадь загрязнения, м^2 .

В данном разделе рассчитаны критерии пожаровзрывоопасности при разгерметизации резервуара с нефтью. Значение интенсивности теплового излучения пожаров пролива, составляет $2,4 \text{ кВт/м}^2$, при такой величине человек в брезентовой одежде может находиться в безопасности. Произведен расчет площади разлива нефти и объема загрязнения грунта.

2.6 Разработка мероприятий по снижению риска возникновения аварийного разлива нефти

Рассмотрев наиболее вероятные события возникновения чрезвычайных ситуаций, можно сказать что основной причиной является разгерметизация резервуара. Разгерметизация резервуара происходит из-за таких явлений как: коррозия металлов, отказ фланцевого соединения и использование некачественных электродов при сварке швов. При разгерметизации резервуара происходят нежелательные события такие как, воспламенение, пожар, взрыв и т.д.

Проанализировав нормативно-правовые акты в области промышленной безопасности, следует дать рекомендации по предупреждению и ликвидации последствий аварийного разлива нефти на объекте нефтегазового комплекса.

- Реализовать способ комплексной защиты резервуара, заключающийся в замене газофазной атмосферы резервуаров на атмосферу азота. Данный метод необходимо использовать для того чтобы затормозить коррозию и рост пиррофорных отложений, предотвратить их самовозгорание и снизить выброс паров нефти в атмосфере.

- Применение акриловых покрытий с диоксидом кремния и диоксидом титана. Рассмотрение именно таких добавок обусловлено такими особенностями веществ как: для диоксида кремния – теплоотражательная способность, что может дополнительно повысить стойкость РВС к воздействию теплового потока от рядом горящих РВС; для диоксида титана – каталитическая способность к окислению сернистых соединений, таких как сероводород и др., чем способна снизить воздействие сероводорода на стальную стенку РВС.

- Создание траншеи. При разливе нефти высока вероятность ее распространения по территории пункта, а также возможно распространение пожара при возгорании нефти.

- Использование преграды, конструктивно выполненную в виде вертикальной ограждающей стены из сталефибробетона. От железобетона данный материал отличается тем, что он лучше работает на изгиб и растяжение, а также на ударные нагрузки.

- Для того, чтобы уменьшить значения вероятности разгерметизации РВС, на ранней стадии его эксплуатации необходимо применить метод неразрушающегося контроля с помощью электромагнитно-акустического эффекта, позволяющего бесконтактно, с использованием электромагнитного поля, генерировать в контролируемом изделии акустические волны и считывать информацию о его техническом состоянии [19].

- Использовать оборудование тепловизионного контроля для выявления нагретых поверхностей и составных частей резервуара (фланцевые соединители, клапана и т.д.). Промышленные тепловизоры позволяют измерять температуру поверхности. Система способна осуществлять непрерывный температурный мониторинг, а также оповещать о превышении параметров по разработанному плану. Преимущества оборудования заключаются в высокой температурной чувствительности от 0,03, наличие индивидуальной настраиваемой зоны контроля, наличие высокого разрешения, а также исполнение высокой степени взрывозащиты.

- Проверка технической исправности сварочного оборудования перед каждым использованием в ремонтных работах. Проверка оборудования проводится каждый раз перед началом проведения ремонтных работ, она производится для предотвращения некачественных сварных соединений на резервуаре.

- Повышение уровня культуры безопасности на предприятии. Отношение персонала к безопасному производству, можно задействовать механизм материальной или нематериальной мотивации рабочих.

Заключение

В ходе проделанной работы, опираясь на анализ статистических данных, были выявлены причины возникновения и распространения аварийных ситуаций на исследуемом объекте. Основной причиной является разгерметизация резервуара. Исходя из этого, было построено дерево событий и дерево отказов, рассчитаны вероятности событий. Были рассчитаны критерии пожаровзрывоопасности при разгерметизации резервуара такие, как интенсивность теплового излучения пожаров пролива, равное $2,4 \text{ кВт/м}^2$. При такой величине человек в брезентовой одежде может находиться в безопасности.

Также произведен расчет площади разлива нефти, который равен 22921 м^2 , и объем загрязненного грунта, равный 18008 м^3 . Исходя из расчетов и оценки вероятности аварийных ситуаций в ЦППН-1 были предложены превентивные мероприятия по снижению риска возникновения аварийного разлива нефти.

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
1EM11	Егоровой Анастасии Витальевне

Школа	ИШНКБ	Отделение школы (НОЦ)	Отделение контроля и диагностики
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	20.04.01 Техносферная безопасность

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статистических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; Анкетирование; Опрос;
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	- районный коэффициент – 1,3%; - коэффициент дополнительной заработной платы – 1,12; - накладные расходы – 16%; - норма амортизации 15%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды 30%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта.
2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований	Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ
4. Определение ресурсной, финансовой экономической эффективности	Проведение оценки экономической эффективности определения отношений.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. График проведения и бюджет НТИ
4. Расчет денежного потока
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина В.А.	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1EM11	Егорова Анастасия Витальевна		

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

3.1 Предпроектный анализ

3.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Магистерская диссертация по теме «Анализ безопасности резервуарного парка нефтедобывающего предприятия» реализуется в рамках НИР для предприятий нефтехимического комплекса.

Исследование данного вопроса, и также информация и данные, полученные в результате работы и предложения мероприятия по снижению риска возникновения аварийных ситуаций резервуарного парка нефтедобывающего предприятия.

Статистика аварийности на рассматриваемых объектах не снижается, а местами и растет, согласно данным Ростехнадзора. Из этого можно сделать вывод что решения, представленные в данной магистерской диссертации, помогут снизить риск и предотвратить аварийные ситуации на рассмотренных объектах.

3.1.2 Анализ конкурентных технических решений

С помощью анализа конкурентных технических решений можно выявить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. Проведем данный анализ с помощью оценочной карты, которая представлена в таблице 4.

K_1 – традиционная методика расчета рисков вручную;

K_2 – предложенная методика, описанная в диссертации;

K_3 – традиционная методика расчета рисков с помощью MS Excel.

Таблица 4 – Оценочная карта для сравнения конкурентных решений (разработок)

№	Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентноспособность		
			Бк1	Бк2	Бк3	Кк1	Кк2	Кк3
	1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности								
1	Удобство в эксплуатации	0,07	2	4	3	0,14	0,28	0,21
2	Надежность	0,15	4	4	4	0,6	0,6	0,6
3	Безопасность	0,11	5	5	4	0,55	0,55	0,44
4	Функционал	0,05	3	4	4	0,15	0,20	0,2
5	Наглядность	0,08	3	4	4	0,24	0,32	0,32
Экономические критерии оценки эффективности								
1	Конкурентоспособность продукта	0,1	3	5	4	0,3	0,5	0,4
2	Уровень проникновения на рынок	0,08	3	2	3	0,24	0,16	0,24
3	Цена	0,1	3	4	2	0,3	0,4	0,2
4	Предполагаемый срок эксплуатации	0,09	4	2	4	0,36	0,45	0,36
5	Финансирование разработки	0,1	2	4	3	0,2	0,4	0,3
Итого		1,00	32	38	35	3,08	3,86	3,27

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по 5-балльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, в сумме должны составлять 1.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i,$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i-го показателя.

Сумма критериев $K_{к1}=3,08$, $K_{к2}=3,86$, $K_{к3}=3,27$, что показывает данная оценка риска, описанная в диссертации, наиболее конкурента. Конкурентное преимущество разработки, представленной в диссертации – это надежность, наглядность, низкая цена.

3.1.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Матрица составляется на основе анализа рынка и конкурентных технических решений, и показывает сильные и слабые стороны проекта, возможности и угрозы для разработки.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. Матрица SWOT представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Матрица SWOT

	Сильные сторонынаучно-исследовательского проекта: С1. Более низкая стоимость по сравнению с другими технологиями. С2. Использование современного оборудования. С3. Наличие опытного руководителя. С4. Представление полученной информации наглядно (методика, графики, формулы, таблицы) С5. Актуальность работы.	Слабые сторонынаучно-исследовательского проекта: СЛ1. Отсутствие у потенциальных потребителей квалифицированных кадров для работы с методикой. СЛ2. Время, затрачиваемое на внедрение мероприятий. СЛ3. Отсутствие необходимого оборудования и ПО. СЛ4. Ограниченная область применения. СЛ5. Медленный процесс вывода методики на новый рынок.
Возможности: В1. Повышение уровня устойчивого функционирования опасного производственного объекта. В2. Возможность создания партнерских отношений с вузами. В3. Повышение стоимости конкурентных разработок. В4. Возможность создания более эффективного метода локализации и	-В результате низкой стоимости методику могут позволить себе многие организации. -В результате использования современных технологий повысится уровень безопасности ОПО. -При грамотном подходе руководителей улучшится реагирование служб, следовательно, и сам исход аварии. -При вышеперечисленных возможностях мы добьемся наглядного исхода аварии и более	В дальнейшем снижение цены на математическую программу, рассчитывающую безопасные расстояния;

ликвидации последствий аварии.	быстрой ее локализации -При повышении актуальности программы, конкуренты будут вынуждены повысить стоимость своих разработок во избежание разорения.	
Угрозы: У1. Появление новых технологий. У2. Отсутствие спроса на новые технологии производства. У3. Введение дополнительных государственных требований и сертификации методики. У4. Неумение персонала пользоваться продуктом или халатность.	-За счет появления новых технологий цена на программу уменьшится; -Повышение квалификации персонала т.к. тема актуальна и есть современное оборудование.	-Проведение обучения сотрудников организаций по работе сметодикой -Сократить время подсчета -Сделать методику воспроизводимой на всех доступных устройствах. -Расширить область применения методики. -Провести сертификацию методики.

Вторым этапом проводится выявление соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта. Интерактивные матрицы проекта представлены в таблицах 6,7,8,9.

Таблица 6 – Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта

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

При анализе данной интерактивной таблицы можно выявить следующие коррелирующие сильные стороны и возможности: B1C1C5, B2C1C4, B3C3C4C5, B4C2C3C4C5.

Таблица 7 –Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон

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

При анализе данной интерактивной таблицы можно выявить следующие коррелирующие слабые стороны и возможности: B1C1C2C4.

Таблица 8 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	Y1	+	+	+	0	-
	Y2	-	+	+	-	0
	Y3	0	+	+	0	-
	Y4	-	+	+	-	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выявить следующие коррелирующие сильные стороны и угрозы: Y1C1C3, Y2C2C3, Y3C2C3, Y4C2C3.

Таблица 9 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	Y1	+	-	+	-	0
	Y2	+	+	0	+	0
	Y3	+	+	+	+	0
	Y4	-	-	-	-	+

При анализе данной интерактивной таблицы можно выявить следующие коррелирующие слабые стороны и угрозы: Y1C1C3, Y2C1C2C4, Y3C1C2C3C4, Y4C5.

3.1.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации

Важно перед реализацией научной разработки необходимо оценивать степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (либо завершения). Перечень приведен в таблице 10.

Таблица 10 – Бланк оценки степени готовности проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1.	Определен имеющийся научно-технический задел	4	4
2.	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	4	3
3.	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	5	4
4.	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	3	3
5.	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	4	4
6.	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	3	3
7.	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	4	4
8.	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	3	3
9.	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	4	4
10.	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	3
11.	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	3	3
12.	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	4	3
13.	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	3	3
14.	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	4	3
15.	Проработан механизм реализации научного проекта	4	4
	ИТОГО БАЛЛОВ	55	51

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

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i,$$

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

B_i – балл по i -му показателю.

Из полученных значений, приведенных в бланке, можно сделать вывод, что перспективность выше среднего.

3.2 Инициация проекта

3.2.1 Цели и результаты проекта

Перед определением целей необходимо перечислить заинтересованные стороны проекта. Информация по заинтересованным сторонам представлена в таблице 11:

Таблица 11 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидание заинтересованных сторон
ВУЗы	Проведение исследования в области обеспечения промышленной безопасности наОПО
Нефтехимические производства	Методика оценки рисков возникновения аварийной ситуации Использование результатов исследования с целью профилактических мероприятий по снижению риска аварийной ситуации.
Организации, осуществляющие надзор и контроль в области промышленной безопасности	Создание эталона для оценки уровня безопасности на похожих объектах при проведении проверок.

Цели и результаты проекта в таблице 12:

Таблица 12 – Цели и результат проекта

Цели проекта:	Применение методики, по которой можно будет произвести оценку риска аварийных ситуаций на схожих объектах.
Ожидаемые результаты проекта:	Удобство методики в использовании; Наглядность расчетов.
Критерии приемки результата проекта:	Выполнение проекта в срок; Эффективность расчетов; Удобство методики в использовании.

3.2.2 Ограничения проекта

Ограничения проекта – это все факторы, которые могут послужить ограничением степени свободы участников команды проекта, а также «границы проекта» - параметры проекта или его продукта, которые не будут реализованных в рамках данного проекта. Факторы, ограничения и допущения представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Ограничения проекта

Фактор	Ограничения
Бюджет проекта	Отсутствует
Источник финансирования	НИ ТПУ
Сроки проекта	01.01.2023 – 01.06.2023
Фактическая дата утверждения плана управления проектом	20.12.2022
Плановая дата завершения проекта	31.05.2023

3.3 Планирование управления научно-техническим проектом

3.3.1 Иерархическая структура проекта

Группа процессов планирования состоит и процессов, осуществляемых для определения общего содержания работ, уточнения целей и разработки последовательности действий, требуемых для достижения данных целей.

План управления научным проектом должен включать в себя следующие элементы:

- иерархическая структура работ проекта;
- контрольные события проекта;
- план проекта;



Рисунок 11 – Проектная структура проекта

В данном проекте будет использована иерархическая структура проекта. Пример проектной структуры изображен на рисунке 11.

3.3.2 План проекта

Диаграмма Ганта – это тип столбчатых диаграмм (гистограмм), который используется для иллюстрации календарного плана проекта, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

График строится в виде таблицы 14 с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени выполнения научного проекта. При этом работы на графике следует выделить различной штриховкой в зависимости от исполнителей, ответственных за ту или иную работу.

Таблица 14 – Диаграмма Ганта

Код работы	Вид работ	Исполнители	Тк Кал. дни	Продолжительность выполнения работ															
				Янв.			Февр.			Март			Апр.			Май.			Июн.
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1
1	Составление и утверждение технического задания	Р, И	5	■															
2	Подбор и изучение материалов по теме	Р	3																
3	Проведение патентных исследований	И	5		■	■													
4	Выбор направления исследований	Р	5																
5	Календарное планирование работ по теме	И	5			■													
6	Написание теоретической части ВКР	И	15				■												
7	Подготовка образцов для экспериментов	И	5				■												
8	Проведение экспериментов	И	20					■											
9	Обработка полученных данных	И	25						■	■									
10	Оценка эффективности полученных результатов	И	15							■	■								
11	Определение целесообразности проведения ОКР	И	10								■	■							
12	Оформление материала	И	20										■	■					
13	Подведение итогов	И	20													■	■		
14	Предзащита	И	5														■	■	
15	Проверка работы	Р	10																



– Руководитель(Р)



–Инженер (И)

3.3.3 Бюджет НТИ

При планировании бюджета научного исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов планируемых расходов, необходимых для его выполнения. В процессе формирования бюджета, планируемые затраты группируются по статьям.

Специальное оборудование для научных исследований (экспериментальных работ)

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Для разработки методики требуется оборудование в виде персонального компьютера и коммерческого программного обеспечения «ТОКСИ+». Аккаунт для работы в программе «ТОКСИ+» был безвозмездно предоставлен разработчиком для проведения исследований.

Таблица 15 – Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс.руб.	Общая стоимость оборудования, тыс.руб.
2	ПО «ТОКСИ+»	1	300000	300000
	Итоговый бюджет (тыс. руб):			300000

Специальное оборудование

Для проведения эксперимента было использовано оборудование, представленное в таблице 16.

Таблица 16 – Затраты на оборудование

№	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Срок полезного использования, лет	Цены единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
1	Персональный компьютер	1	3	45000	45000

Расчет амортизации проводится следующим образом:

Норма амортизации рассчитывается:

$$H_A = \frac{1}{n},$$

где n – срок полезного использования в количестве лет.

Амортизация рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{N_A \cdot I}{12} \cdot m,$$

где I - итоговая сумма, тыс. руб.;

m - время использования, мес.

Рассчитаем амортизацию для персонального компьютера, с учетом, что срок полезного использования 3 года:

$$H_A = \frac{1}{n} = \frac{1}{3} = 0,33.$$

Для персонального компьютера, использованного в течение 3 месяцев амортизация составила:

$$A = \frac{N_A \cdot I}{12} \cdot m = \frac{0,33 \cdot 45000}{12} \cdot 3 = 3712.5 \text{ руб.}$$

Основная заработная плата

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая

ежемесячно из фонда заработной платы (размер определяется Положением об оплате труда). Расчет основной заработной платы сводится в таблице 17.

Таблица 17 – Расчет основной заработной платы

№п/п	Должность	Месячный оклад
1	Инженер	23800
2	Руководитель -проекта	52700
Итого: 76500		

Основная заработная плата руководителя проекта и инженера-исполнителя рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{\text{осн}} = T_{\text{раб}} * З_{\text{дн}},$$

где $З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

$T_{\text{раб}}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$З_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}},$$

где $З_{\text{м}}$ – 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);

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 18 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней (выходные, праздники):	65	118
– выходные;	51	104
– праздничные.	14	14
Отпуск	56	28
Действительный годовой фонд рабочего времени	244	219

Месячный должностной оклад работника:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{окл}} \cdot k_p.$$

В соответствии с представленными формулами может быть рассчитана основная заработная плата работников проекта. Результаты расчетов представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$З_{\text{окл}}, \text{руб.}$	k_p	$З_{\text{м}}, \text{руб.}$	$З_{\text{дн}}, \text{руб.}$	$T_{\text{раб}}, \text{руб.}$	$З_{\text{осн}}, \text{руб.}$
Руководитель проекта	52700	1,3	68510	3145	23	72335
Инженер-исполнитель	23800	1,3	30940	1582	150	237300
Итого:						30965

Дополнительная заработная плата научно-производственного персонала

Дополнительная заработная плата включает оплату за непроработанное время (очередной и учебный отпуск, выполнение государственных обязанностей, выплата вознаграждений за выслугу лет и т.п.) и рассчитывается исходя из 10-15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнение темы:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}},$$

где $З_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты ($k_{\text{доп}} = 0,12$);

$З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

В таблице 20 приведен расчёт основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 20 – Расчет дополнительной заработной платы

Исполнитель	$k_{доп}$	$З_{осн}$	$З_{доп}$
Руководитель проекта	0,12	72335	8680
Инженер-исполнитель		237300	28440
Итого			37120

Отчисления на социальные нужды

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

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

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

Таблица 21 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Руководитель проекта	Инженер-исполнитель
Основная заработная плата, руб.	72335	237300
Дополнительная заработная плата, руб.	8680	28440
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,3	
Сумма отчислений	24304	79722
Итого	104026	

Накладные расходы

В бюджете проекта отдельного учета требуют накладные расходы. Накладные расходы принимаются равными 16% ($k_{накл}=0,16$) от суммарной основной заработной платы работников и могут быть вычислены по формуле:

$$C_{накл} = k_{накл} \cdot \sum Z_{осн},$$

Таким образом суммарные накладные расходы равны:

$$C_{накл} = 0,16 \cdot (72305 + 237300) = 49537 \text{ руб.}$$

По итогам проработки данного подраздела может быть запланирован суммарный бюджет проекта, который может быть представлен в таблице 22.

Таблица 22 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты НТИ	300000
2. Затраты на амортизацию оборудования.	3712,5
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	309635
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	37120
5. Отчисления во внебюджетные фонды	104026
6. Накладные расходы	49537
Бюджет затрат НТИ	804030

Полученный продукт будет экономичней, чем у конкурентов.

3.3.4 Реестр рисков

Идентифицированные риски проекта включают в себя возможные неопределенные события, которые могут возникнуть в проекте и вызвать последствия, которые повлекут за собой нежелательные эффекты. Информацию по данному разделу необходимо свести в таблицу 23.

Таблица 23 – Реестр рисков

№	Риск	Потенциальное воздействие	Вероятность наступления	Влияние риска	Уровень риска*	Способы смягчения риска	Условия наступления
1	Потеря актуальности		3	5	средний	Актуализация методики	Изменение рынка, появление новых методик.
2	Неточность оборудования		4	5	высокий	Совершенствование технологического оборудования	С течением времени оборудование теряет свою надежность

3.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

3.4.1 Оценка абсолютной эффективности исследования

Динамические методы оценки инвестиций базируются на применении показателей:

- чистая текущая стоимость (**NPV**);
- срок окупаемости (**DPP**);
- внутренняя ставка доходности (**IRR**);
- индекс доходности (**PI**).

Все перечисленные показатели основываются на сопоставлении чистых денежных поступлений от операционной и инвестиционной деятельности, и их приведении к определенному моменту времени. Теоретически чистые денежные поступления можно приводить к любому моменту времени (к будущему либо текущему периоду). Но для практических целей оценку инвестиции удобнее осуществлять на момент принятия решений об инвестировании средств.

Чистая текущая стоимость (NPV)

Данный метод основан на сопоставлении дисконтированных чистых денежных поступлений от операционной и инвестиционной деятельности.

Если инвестиции носят разовый характер, то **NPV** определяется по формуле:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{ЧДП_{опt}}{(1+i)^t} - I_0,$$

где $ЧДП_{опt}$ – чистые денежные поступления от операционной деятельности;

I_0 – разовые инвестиции, осуществляемые в нулевом году;

t – номер шага расчета ($t = 0, 1, 2 \dots n$);

n – горизонт расчета;

i – ставка дисконтирования (желаемый уровень доходности инвестируемых средств).

Чистая текущая стоимость является абсолютным показателем. Условием экономичности инвестиционного проекта по данному показателю является выполнение следующего неравенства: $NPV > 0$.

Чем больше NPV , тем больше влияние инвестиционного проекта на экономический потенциал предприятия, реализующего данный проект, и на экономическую ценность этого предприятия.

Таким образом, инвестиционный проект считается выгодным, если NPV является положительной.

Таблица 24 - Расчет чистой текущей стоимости по проекту в целом

№	Наименование показателей	Шаг расчета				
		0	1	2	3	4
1.	Выручка от реализации, тыс.руб.	0	950,000	950,000	950,000	950,000
2.	Итого приток, тыс.руб.	0	950,000	950,000	950,000	950,000
3.	Инвестиционные издержки, тыс.руб.	-804030	0	0	0	0
4.	Операционные затраты, тыс. руб. С+Ам+ФОТ	0	190,000	190,000	190,000	190,000
5.	Налогооблагаемая прибыль		760,000	760,000	760,000	760,000
6.	Налоги, тыс. руб Выр-опер=донал.приб*20%	0	152,000	152,000	152,000	152,000
7.	Итого отток, тыс.руб. Опер.затр.+налоги	-804030	342,000	342,000	342,000	342,000
8.	Чистый денежный поток, тыс. руб. ЧДП=Пчист+Ам Пчист=Пдонал.-налог	-804030	608,000	608,000	608,000	608,000
9.	Коэффициент дисконтирования (приведенная при $i = 20\%$)	1,0	0,833	0,694	0,578	0,482
10.	Дисконтированный чистый денежный поток, тыс.руб. (с8*с9)	-804030	506,464	421,952	351,424	293,056
11.	То же нарастающим итогом, тыс.руб. (NPV = 768,866 тыс.руб.)	-804030	-297,566	124,386	475,810	768,866

Таким образом, показатель NPV проекта больше 0 и составляет 768,866, следовательно проект выгоден. NPV проекта, стоит рассматривать его в совокупности с другими показателями, такими как, дисконтированный срок окупаемости, внутренней ставкой доходности IRR и индекс доходности инвестиций.

Дисконтированный срок окупаемости

Как отмечалось ранее, одним из недостатков показателя простого срока окупаемости является игнорирование в процессе его расчета разной ценности денег во времени.

Этот недостаток устраняется путем определения дисконтированного срока окупаемости.

Рассчитывается данный показатель примерно по той же методике, что и простой срок окупаемости, с той лишь разницей, что последний не учитывает фактор времени.

Наиболее приемлемым методом установления дисконтированного срока окупаемости является расчет кумулятивного (нарастающим итогом) денежного потока (табл. 25).

Таблица 25 – Дисконтированный срок окупаемости

№	Наименование показателя	Шаг расчета				
		0	1	2	3	4
1.	Дисконтированный чистый денежный поток ($i=0,20$)	-804030	506,464	421,952	351,424	293,056
2.	То же нарастающим итогом	-804030	-297,566	124,386	475,810	768,866
3.	Дисконтированный срок окупаемости	$DPPДСК = 1 + 297,566 / 421,952 = 0,7$ года				

Дисконтированный срок окупаемости позволяет провести оценку временного промежутка, за который прибыль с проекта окупит инвестируемые деньги.

Внутренняя ставка доходности (IRR)

Для установления показателя чистой текущей стоимости (NPV) необходимо располагать информацией о ставке дисконтирования, определение которой является проблемой, поскольку зависит от оценки экспертов. Поэтому, чтобы уменьшить субъективизм в оценке эффективности инвестиций на практике широкое распространение получил метод, основанный на расчете внутренней ставки доходности (IRR).

Между чистой текущей стоимостью (NPV) и ставкой дисконтирования существует обратная зависимость. Эта зависимость следует из таблицы 26 и графика, представленного на рисунке 12.

Таблица 26 - Зависимость NPV от ставки дисконтирования

№	Наименование показателя	0	1	2	3	
1	Чистые денежные потоки	-804030	608,000	608,000	608,000	
2	Коэффициент дисконтирования					
	i=0,1	1	0,909	0,826	0,751	
	i=0,2	1	0,833	0,694	0,578	
	i=0,3	1	0,769	0,592	0,455	
	i=0,4	1	0,714	0,51	0,364	
	i=0,5	1	0,667	0,444	0,296	
	i=0,6	1	0,625	0,39	0,244	
	i=0,7	1	0,588	0,346	0,203	
	i=0,8	1	0,556	0,309	0,171	
	i=0,9	1	0,526	0,277	0,146	
	i=1	1	0,5	0,25	0,125	
3	Дисконтированный денежный поток, тыс. руб					
	i=0,1	-804030	552672	502208	456608	
	i=0,2	-804030	506464	421952	351424	
	i=0,3	-804030	467552	359936	276640	
	i=0,4	-804030	434112	310080	221312	
	i=0,5	-804030	405536	269952	179968	
	i=0,6	-804030	380000	237120	148352	
	i=0,7	-804030	357504	210368	123424	

	i=0,8	-804030	338048	187872	103968	
	i=0,9	-804030	319808	168416	88768	
	i=1	-804030	304000	152000	76000	

Из таблицы следует, что по мере роста ставки дисконтирования чистая текущая стоимость уменьшается, становясь отрицательной. Значение ставки, при которой **NPV** обращается в нуль, носит название «внутренней ставки доходности» или «внутренней нормы прибыли». Из графика получаем, что IRR составляет 0,6.

Полученный IRR превышает значение $i=20\%$, что говорит о том, что проект выгоден, и доходы превысят величину инвестиционных расходов.

Индекс доходности (рентабельности) инвестиций (PI)

Индекс доходности показывает, сколько приходится дисконтированных денежных поступлений на рубль инвестиций.

506,464	421,952	351,424	293,056
---------	---------	---------	---------

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{ЧДП_{опt}}{(1+i)^t} / I_0,$$

где I_0 – первоначальные инвестиции;

$$PI > 1.$$

Проект заслуживает внимания, инвестиция целесообразна. Социальная эффективность научного проекта учитывает социально-экономические последствия осуществления научного проекта для общества в целом или отдельных категорий населения или групп лиц, в том числе как непосредственные результаты проекта, так и «внешние» результаты в смежных секторах экономики: социальные, экологические и иные внеэкономические эффекты.

Таблица 27 – Критерии социальной эффективности

ДО	ПОСЛЕ
Использование устаревших методик	Увеличение показателей устойчивого функционирования объекта
Высокая стоимость аналогичных решений на рынке	Увеличение доступности методики для предприятий в следствии ее низкой стоимости

Оценка сравнительной эффективности исследования

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносится финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

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

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

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{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:

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

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.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в форме таблицы 28.

Таблица 28 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проектов

Критерии \ ПО	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,1	5	5	5
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	5	5	5
3. Помехоустойчивость	0,15	5	5	4
4. Энергосбережение	0,20	4	5	4
5. Надежность	0,25	5	4	4
6. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,15	5	4	5
ИТОГО	1	29	28	27

Таблица 29 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Аналог	Разработка
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0.18	0.17
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4.6	4.8
3	Интегральный показатель эффективности	25.6	28
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	0.94	1,06

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет судить о приемлемости существующего варианта решения поставленной в магистерской диссертации технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

Заключение

В данном разделе ВКР был проведен предпроектный анализ, а также были определены потребители результатов исследования (предприятия нефтехимического комплекса). Далее с помощью анализа конкурентных технических решений, конкурентное преимущество нашей разработки, представленной ВКР – это надежность, наглядность, низкая цена.

Провели SWOT-анализ, выявили сильные и слабые стороны данного проекта. Также проведена оценка готовности проекта к коммерциализации – 55 балл (степень проработанности научного проекта), 51 балл – уровень имеющихся знаний у разработчика. Из полученных значений, можно сделать вывод что перспективность проекта выше среднего.

Были определены цели и результаты, ограничения проекта. Составлен план проекта в виде диаграммы Ганта.

Рассчитали бюджет НТИ: специальное оборудование – 300000 тыс. руб., основная заработная плата – 309635 тыс. руб., дополнительная заработная плата – 37120 тыс. руб., накладные расходы – 49537 тыс. руб., отчисления на социальные нужды – 104026 тыс. руб. Итоговый бюджет на НТИ составил 804030 тыс. руб.

Определили экономическую эффективность, которая составила 768,866 тыс. руб.

Провели оценку значений интегральных показателей эффективности позволяет судить о приемлемости существующего варианта решения поставленной в магистерской диссертации технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

На основании полученных результатов данного раздела делаем вывод о том, что разработанная методика анализа безопасности на резервуарном парке является актуальной и экономически выгодной.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
1ЕМ11		Егорова Анастасия Витальевна	
Школа	ИШНКБ	Отделение (НОЦ)	Отделение контроля и диагностики
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	20.04.01 Техносферная безопасность

Тема ВКР:

Анализ безопасности резервуарного парка нефтедобывающего предприятия

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации	<i>Объект исследования:</i> промысловые нефтепроводы <i>Область применения:</i> предназначен для приема, хранения, подготовки, учёта и выдачи нефти и нефтепродуктов. <i>Рабочая зона:</i> операторная. <i>Размеры помещения:</i> 5×8. <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> компьютер, два рабочих стола, два стула, электрощит. <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> контроль параметров дистанционно в операторной, переключения оборудования.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 27 июня 2018 г. № 420н «Об утверждении профессионального стандарта «Оператор товарный»». «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.05.2021) // Собрание законодательства РФ – Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда. ГОСТ 12.2.032-78. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
2. Производственная безопасность при эксплуатации: – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов; – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора.	<i>Вредные факторы:</i> – зрительное напряжение; – отклонение показателей микроклимата в закрытом помещении; – недостаточная освещенность рабочей зоны; – нервно-психические перегрузки; – монотонность трудового процесса; – превышение уровня шума. – работа с вредными веществами. <i>Опасные факторы:</i> повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека. <i>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</i> вентиляция и очистка воздуха, кондиционирование воздуха, осветительные устройства, звукоизолирующие устройства, устройства защитного заземления, специальная защитная одежда при работе с

	вредными веществами. <i>Расчет:</i> расчет системы искусственного освещения.
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	<i>Воздействие на селитебную зону:</i> ухудшение санитарно-эпидемиологической обстановки близлежащих населенных пунктов, вследствие химического загрязнения. <i>Воздействие на литосферу:</i> загрязнение от разлива нефти, вследствие этого возникает изменение свойств почвы. <i>Воздействие на гидросферу:</i> загрязнение при утечке нефтью и нефтепродуктами, приводит к появлению нефтяных пятен. <i>Воздействие на атмосферу:</i> возможны выбросы химических веществ в атмосферу, из-за горения факела низкого давления.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:	<i>Возможные ЧС:</i> метеорологические (молния), геологические (просадка грунта, обрушение помещения), возникновение пожаров вследствие утечек нефти, легковоспламеняющихся веществ. <i>Наиболее типичная ЧС:</i> возникновение пожаров вследствие утечек нефти, легковоспламеняющихся веществ.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
01.03.2023	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антоневич Ольга Алексеевна	к.б.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1ЕМ11	Егорова Анастасия Витальевна		

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

Объектом исследования является промысловые нефтепроводы, предназначенные для сбора и транспортировки продуктов из скважины. Рабочим местом является операторная на кустовой площадке месторождения. Кустовая площадка ограниченная территория месторождения, на которой подготовлена специальная площадка для размещения группы скважин, нефтегазодобывающего оборудования, служебных и бытовых помещений. После этапа разбуривания и первичного освоения скважины наступает этап эксплуатации. Основной особенностью автоматизации кустовой площадки является то, что после установления соответствующего оборудования автоматизации, исполнительных устройств, датчиков и контроллеров, куст функционирует полностью без участия человека. Все технологические параметры передаются на контроллер и транслируются на диспетчерский пункт с помощью радиосигнала. Оператор в диспетчерском пункте следит за процессом эксплуатации, может контролировать часть процесса и предпринимать определенные решения. Непосредственно люди могут находиться на территории кустовой площадки во время капитального, аварийного или обслуживающего ремонта.

4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Создание безопасных условий и охрана труда на производстве обеспечивается выполнением установленных законодательством РФ условий безопасности работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, ведении технологических процессов, а также применении в производстве

инструментов, сырья и материалов.

При бурении скважин, места труда персонала будут удалены от мест постоянного проживания, т.е. проектом предусматривается применение вахтового метода работы. Для вахтовых методов организации работ характерно удлинение продолжительности рабочего дня. Увеличение рабочего дня позволяет увеличить периоды отдыха, на время которых работники возвращаются в места постоянного проживания. При вахтовом методе организации труда возникает необходимость суммированного учета рабочего времени, когда 40-часовая рабочая неделя обеспечивается не каждую конкретную календарную неделю, а в среднем за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за год. Продолжительность межвахтового отдыха принимается в соответствии с «Трудовым кодексом Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ [20]. Местом работы при вахтовом методе считаются объекты, на которых осуществляется непосредственная трудовая деятельность. Направление работника на вахту не является служебной командировкой. Работа проводится по специальному графику рабочего времени, утвержденному заказчиком.

Временем вахты считаются периоды выполнения работ и междусменного отдыха. К работам, выполняемым вахтовым методом, не будут привлекаться рабочие и служащие моложе 18 лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет. Продолжительность ежедневной работы (смены) не должна превышать 12 часов.

При сменной работе (2 смены по 12 часов) каждая группа работников должна производить работу в течение установленной продолжительности рабочего времени в соответствии с графиком сменности. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 Трудового кодекса РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее, чем за два месяца до введения

его в действие. При составлении графиков сменности работодатель учитывает мнение представительного органа работников. Графики сменности, как правило, являются приложением к коллективному договору. Графики сменности доводятся до сведения работников не позднее, чем за один месяц до введения их в действие. Работа в течение двух смен подряд запрещается. Перерыв для приема пищи составляет 60 минут один раз в смену.

График работы вахтовым методом разработан с учетом требования и учитывает переработку рабочего времени.

Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте (день межвахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором. Часы переработки (20 час.) рабочего времени в пределах графика работы на вахте, не кратные целому рабочему дню, накапливаются в течение календарного года и суммируются до целых рабочих дней (10 дней) с последующим предоставлением дополнительных дней межвахтового отдыха, а также предоставляется дополнительный день отдыха во время рабочей вахты.

Продолжительность междувахтового отдыха составляет 15 дней. Переработка составляет 52 часа, при этом обеспечивается нормальная продолжительность рабочего времени, не более 40 часов в неделю при 5 дневной рабочей неделе, за счет сокращения рабочего времени в отдельные дни в соответствии с графиком ежедневной работы и предоставлением дополнительных дней отдыха, присоединяемых к очередному отпуску.

На проектируемом объекте персонал обслуживает технологические установки, линейные объекты, объекты вспомогательного назначения. Обслуживающий персонал производит профилактический осмотр и ремонт оборудования согласно технологическому регламенту с перерывами на обогрев в холодное время и обед. У каждого рабочего имеется зона обслуживания в соответствии с его должностной инструкцией.

При обслуживании проектируемых объектов режим труда и отдыха необходимо организовать согласно трудовому кодексу РФ.

В целях оптимизации напряженности трудовой деятельности рекомендуется чередование периодов работы с перерывами на отдых в соответствии с типовыми режимами труда и отдыха.

Согласно Приказу Министерства труда и социальной защиты РФ от 27 июня 2018 г. № 420н «Об утверждении профессионального стандарта «Оператор товарный»», определяются основные трудовые функции: обеспечение приема, размещения, хранения, перекачки, отпуска нефти, газа, газового конденсата и продуктов их переработки, реагентов и других продуктов (товарный продукт) на промышленных объектах, осуществляющих прием, размещение, хранение, перекачку и отпуск товарного продукта (промышленный объект).

Согласно ГОСТ 12.2.032-78. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования, рабочее место должно быть организовано в соответствии с требованиями стандартов, технических условий и (или) методических указаний по безопасности труд. Конструкция рабочего места и взаимное расположение всех его элементов (сиденье, органы управления, средства отображения информации и т.д.) должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру работы.

4.2 Производственная безопасность

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием «Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003-2015[21]. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации. Определены название характерных видов работ и вредных производственных факторов (таблица 30).

Таблица 30 – Опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)[21]	Нормативные документы
Зрительное напряжение	МР 2.2.9.2311 – 07 «Профилактика стрессового состояния работников при различных видах профессиональной деятельности»; СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 "Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы: Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы".
Отклонение показателей микроклимата в закрытом помещении	СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"
Недостаточная освещенность рабочей зоны	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*; СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий;
Нервно-психические перегрузки	Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда;
Монотонность трудового процесса	Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда;
Превышение уровня шума	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003
Работа с вредными веществами	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности; СанПиН 1.2.3685-21. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны; ГОСТ 12.1.000-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно

	допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
--	---

4.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов

4.3.1 Зрительное напряжение

Организация режимов труда и отдыха при работе с ПЭВМ в соответствии с СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 "Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы: Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы" осуществляется в зависимости от вида и категории трудовой деятельности.

Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 "Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы: Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы", для видов трудовой деятельности устанавливаются 3 категории тяжести и напряженности работы с ПЭВМ, которые определяются: для группы А - по суммарному числу считываемых знаков за рабочую смену, но не более 60 000 знаков за смену; для группы Б - по суммарному числу считываемых или вводимых знаков за рабочую смену, но не более 40 000 знаков за смену; для группы В - по суммарному времени непосредственной работы с ПЭВМ за рабочую смену, но не более 6 часов за смену. Для предупреждения преждевременной утомляемости пользователей ПЭВМ рекомендуется организовывать рабочую смену путем чередования работ с использованием ПЭВМ и без него. Текущую работу можно отнести для группы В.

При возникновении у работающих с ПЭВМ зрительного дискомфорта и других неблагоприятных субъективных ощущений, несмотря на соблюдение санитарно-гигиенических и эргономических требований, рекомендуется применять индивидуальный подход с ограничением времени работы с ПЭВМ.

В случаях, когда характер работы требует постоянного взаимодействия с ВДТ (набор текстов или ввод данных и т.п.) с напряжением внимания и сосредоточенности, при исключении возможности периодического переключения на другие виды трудовой деятельности, не связанные с ПЭВМ, рекомендуется организация перерывов по 10 - 15 мин. через каждые 45 - 60 мин. работы, согласно МР 2.2.9.2311 – 07 «Профилактика стрессового состояния работников при различных видах профессиональной деятельности».

4.3.2 Отклонение показателей микроклимата в закрытом помещении

Метеорологические условия, или микроклимат, в производственных условиях определяются следующими условиями:

- 1) температурой воздуха t (°C);
- 2) относительной влажностью φ (%);
- 3) скоростью движения воздуха на рабочем месте v (м/с).

При определенном сочетании перечисленных выше показателей микроклимата в производственном помещении человек будет испытывать ощущение теплового комфорта на протяжении всего времени проведения на рабочем месте. Состояние теплового комфорта оказывает значительное влияние на работоспособность, а именно на производительность труда

В таблице 31 представлены оптимальные величины показателей микроклимата в рассматриваемом производственном помещении согласно табл. 2, согласно СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" [22].

Таблица 31 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Сезон года	Категория работ	Температура, °С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		Оптимальная	Допустимая	Оптимальная	Допустимая	Оптимальная	Допустимая
Теплый	Средней тяжести	20-22	16-27	40-60	<70	0,3	0,2-0,5
Холодный	Средней тяжести	17-19	15-21	40-60	<75	0,2	<0,4

При отклонении от норм параметры микроклимата можно регулировать применением системы кондиционирования воздуха и системы отопления. В зимний период для поддержания необходимой температуры используется система регулируемого центрального водяного отопления.

4.3.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Недостаточная освещенность рабочей зоны также считается одним из факторов, влияющих на работоспособность человека. Для промышленных предприятий оптимальная освещенность территории и помещений является важной и непростой технической задачей, решение которой обеспечивает нормальные гигиенические условия для работающего персонала. Правильно подобранные источники света и их проектирование создают условия для производственного труда, корректности выполнения технологических операций, соблюдения правил и техники безопасности.

Главной задачей светотехнических расчётов для искусственного освещения является определение требуемой мощности электрической осветительной установки для создания заданной освещённости.

К средствам нормализации освещения производственных помещений и рабочих мест относятся: источники света, осветительные приборы, световые проемы, светозащитные устройства, светофильтры.

Произведем расчет общего искусственного освещения для помещения участка производственного помещения. В рассматриваемом помещении выполняемая работа требует освещенности $E_n = 300$ лк, согласно СП 52.13330.2016 [23]. Параметры помещения: ширина – 6 м; длина – 5 м; высота – 2,8 м.

Порядок расчета: выбор типа светильников; определение количества светильников; определение мощности светильников.

Для рассматриваемого помещения, исходя из его высоты и технологических особенностей, в качестве источников света будут использованы люминесцентные лампы ЛБ (лампы белого цвета) вместе со светильниками типа ЛВО10-4х18 Вт (длина и ширина светильника 595 мм, высота 81 мм).

Для размещения светильников произведем расчет следующих основных параметров:

h_c – расстояние светильников от перекрытия;

$h_{\pi} = H - h_c$ – высота светильника над полом, высота подвеса;

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

$h = h_{\pi} - h_{рп}$ – расчетная высота, высота светильника над рабочей поверхностью;

L – расстояние между соседними рядами;

l – расстояние от крайних светильников или рядов до стены.

Для светильника типа ЛВО-4х36 Вт величина интегрального критерия оптимальности расположения $\lambda = 1,1$. Высота подвеса светильника $h_{\pi} = 2,7$ м.

$$h_c = H - h_{\pi} = 2,8 - 2,7 = 0,1 \text{ м.}$$

Высота светильника над рабочей поверхностью:

$$h = h_{\pi} - h_{рп} = 2,7 - 0,7 = 2 \text{ м.}$$

Расстояние между соседними рядами светильников L :

$$L = \lambda \cdot h = 1,1 \cdot 2 = 2,2 \text{ м,}$$

$$\frac{L}{3} = 0,73 \text{ м.}$$

Четырехламповые светильники типа ЛВО10-4х18-004 (004 – зеркальная решетка с 9 внутренними поперечными пластинами) располагаем в два ряда. В каждом ряду по 3 светильника. Разрывы между светильниками в ряду составляют 0,5 м. Учитывая то, что в одном светильнике установлено по 4 лампы, общее количество люминесцентных ламп равняется 24 шт.

Индекс помещения:

$$i = \frac{S}{h \cdot (A + B)},$$

где S – площадь освещаемой поверхности;

h – высота светильника над рабочей поверхностью;

A – длина помещения;

B – ширина помещения.

Индекс помещения:

$$i = \frac{30}{2 \cdot (6+5)} = 1,36.$$

Значение коэффициента отражения потолка и стен соответственно: $\rho_c = 70\%$ (свежепобеленный), $\rho_{\text{п}} = 30\%$ (оклеенные светлыми обоями), $\rho_{\text{пол}} = 20\%$. Исходя из этого коэффициент использования принимаем равным $\eta = 0,56$ согласно [23].

Световой поток лампы:

$$\Phi = \frac{E_{\text{н}} \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{N \cdot \eta} = \frac{300 \cdot 30 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{24 \cdot 0,56} = 1104,91 \text{ лк},$$

где $E_{\text{н}}$ – нормируемая минимальная освещенность по [23], лк;

S – площадь освещаемого помещения, м^2 ;

K_3 – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника, равен 1,5 (помещение с малым выделением пыли);

Z – коэффициент неравномерности освещения.

Для люминесцентных ламп берется равным 1,1. N – количество ламп; η – коэффициент использования светового потока, %.

Исходя из получившегося значения светового потока, выбираем ближайшую стандартную лампу – ЛБ на 20 Вт с потоком 1200 лк. Напряжение в сети 220 В [24].

Делаем проверку выполнения следующего условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{л.станд}} - \Phi_{\text{л.расч}}}{\Phi_{\text{л.станд}}} \cdot 100\% \leq +20\%,$$

$$-10\% \leq \frac{1200 - 1104,91}{1200} \cdot 100\% \leq +20\%,$$

$$-10\% \leq 7,92\% \leq +20\% \text{ (условие выполняется).}$$

Корректировка числа светильников, либо высоты их подвеса не требуется.

Определяем мощность осветительной установки:

$$P = 24 \cdot 20 = 480 \text{ Вт.}$$

В помещении (размерами 6х5х2,8 м) со свежепобеленным потолком и оклеенными светлыми обоями стенами, следует использовать 6 светильников ЛВО10-4х18 с люминесцентными лампами типа ЛБ 20 Вт с потоком 1200 лк.

Схема размещения светильников представлена на рисунке 12.

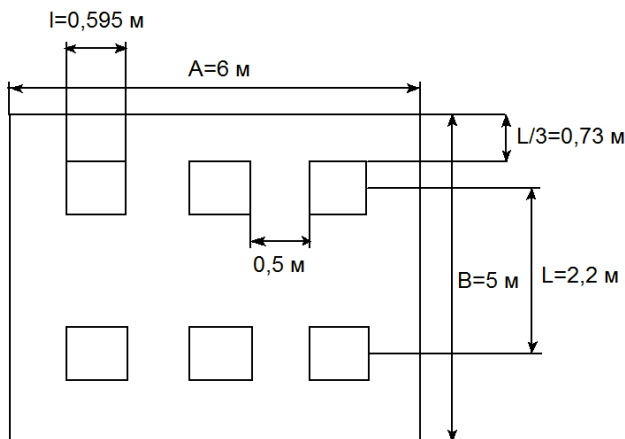


Рисунок 12 – Схема размещения светильников на участке помещения

4.3.4 Нервно-психические перегрузки и монотонность труда

Работа на установке, а также внесение результатов и обработка баз данных являются монотонным процессом. Монотонность приводит к нервно-психическим перегрузкам.

Согласно Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда, монотонность труда может привести к возникновению неприятных ощущений у работников, таких как снижение уровня бодрствования, снижение тонуса скелетной мускулатуры, снижении тонуса симпатического отдела вегетативной нервной системы (снижение частоты пульса и артериального давления, увеличение аритмии пульса и др.). Основными последствиями монотонного труда являются: снижение работоспособности и производительности труда, производственный травматизм, повышенная заболеваемость и т.д.

Работа по исследованию относится к классу вредных напряженных условий труда 1 степени.

Рекомендации предполагают введение частых (через 60 - 120 мин.), но коротких (5-10 мин.) регламентированных перерывов при факторе монотонии.

Полезным является введение физической активности (гимнастика) продолжительностью 7-10 минут в начале смены, а также физкультурных пауз один-два раза за рабочую смену, согласно Р 2.2.2006-05 Гигиена труда.

4.3.5 Превышение уровня шума

Шум достаточно сильно ухудшает условия труда и оказывают вредное воздействие на организм человека. Длительное воздействие шума на организм приводит к потере или ухудшению слуха, снижению остроты зрения, ухудшается внимание, повышается давление крови. Сильное шумовое воздействие может вызвать серьёзные заболевания сердечно-сосудистой и нервной систем.

Уровень шума в операторской не превышает—70 дБ.

Согласно СанПин 2.2.4.3359-16 предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочем месте следует принимать исходя из таблицы 32.

Таблица 32 – Предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочем месте

Территория	Уровень звукового давления (эквивалентный уровень звукового давления), дБ, в октавных полосах частот со среднегеометрическими частотами, Гц								Максимальный уровень звука, дБ
Территории предприятий с постоянными рабочими местами	107	95	87	82	78	75	73	71	95

Нормативные значения, приведенные в таблице 32, применяются, если производится высококвалифицированная работа, требующая сосредоточенности.

Для снижения воздействия производственных шумов на рабочих в полевых условиях можно воспользоваться следующими средствами защиты: рациональная планировка помещения, противошумные наушники, вкладыши.

4.3.6 Работа с вредными веществами

Опасность и вредность работы на установке обусловлена применением вредных и токсичных продуктов: газ-метан с примесями азота, углекислого газа; конденсат; водометанольная смесь. Класс опасности- вещества умеренно опасные (ПДК 1,1–10 мг/м³), согласно СанПиНу 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».

Метан удушлив, а смеси с воздухом при концентрации от 4 до 17% по объёму–взрывоопасен. Газ при не герметичности оборудования, трубопроводов в аварийных ситуациях может выделяться в пространство рабочих помещений, в воздух рабочей зоны на наружных установках, создавая при этом пожарную и взрывную опасность.

В качестве ингибитора гидрообразования используется метанол с концентрацией 80-95%. Метанол-сильный яд, действующий на нервную и сердечно сосудистую системы человека. В смеси с воздухом при концентрации

от 5,5 до 36,5% объёмных взрывоопасен. Предельно допустимая концентрация метанола в воздухе рабочей зоны производственных помещений 5 мг/м³.

Для работы с вредными условиями труда, связанными с агрессивными средами, загрязнениями, повышенными температурами, влажностью, рабочим установки выдается спец. одежда, спец. обувь и другие средства индивидуальной защиты.

- Для защиты рук от воздействия вредных и агрессивных сред применяются рукавицы или голицы с кислотостойкой пропиткой.

- Для защиты органов дыхания используют противогазы и респираторы.

- Для защиты глаз применяют защитные очки.

- Для предохранения кожи открытых частей тела от производственных вредностей необходимо применять защитные мази.

Для работы внутри технологического оборудования в обязательном порядке использовать только шланговые противогазы. Каждый противогаз за обслуживающим персоналом закреплен индивидуально, согласно ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ.

4.3.7 Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Поражение электрическим током возникает при соприкосновении с электрической цепью, в которой присутствуют источники напряжения и/или источники тока, способные вызвать протекание тока по попавшей под напряжение части тела. Обычно чувствительным для человека является пропускание тока силой более 1 мА. Кроме того, на установках высокого напряжения возможен удар электрическим током без прикосновения к токоведущим элементам, в результате утечки тока или пробоя воздушного промежутка с образованием электродуги.

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты, согласно ГОСТ 12.1.030-81 и ГОСТ 12.1.030-82.

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки.

4.4 Экологическая безопасность

Все антропогенные воздействия на окружающую среду влияют негативным образом. Тем не менее, для минимизации данных рисков и негативных последствий необходимо выполнять ряд мероприятий по защите окружающей среды. Во избежание процессов утечек нефти и газа, а также других веществ в окружающую среду, необходимо предусматривать работы согласно Федеральным нормам и правил, приказов, осуществляемых на опасном производственном объекте.

Воздействие на селитебную зону: ухудшение санитарно-эпидемиологической обстановки близлежащих населенных пунктов, вследствие химического загрязнения: внедрение в воздух, воду, землю синтетических соединений, приводящий к ухудшению состояния биосферы.

Для защиты селитебной зоны предусматриваются следующие средства защиты:

- Санитарно-защитная зона, 1000м для объектов 1 класса опасности, согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03;

- установление требований защиты к проектируемому зданию, технологическому процессу, оборудованию, согласно Федеральному закону "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений" от 30.12.2009 N 384-ФЗ.

Воздействие на литосферу: на состояние литосферы также влияет выброс химических реагентов и углеводородов, вследствие разлива нефти. Загрязнение литосферы может произойти из-за разлива химических реагентов в почву.

Если произошел разлив и выброс нефтяных эмульсий в почву, необходимо осуществить сбор, срезку растительного слоя толщиной 0,3-0,4 м и переместить в временные отвалы до рекультивации земель, согласно Постановлению Правительства РФ от 10.07.2018 N 800 (ред. от 07.03.2019).

Во избежание разливов углеводородов и химических реагентов необходимо осуществлять постоянный контроль за герметичностью нефтепромысловых объектов, проводить вводные, целевые, внеплановые, первичные инструктажи персоналу, соблюдать правила промышленной безопасности и охраны труда.

Воздействие на гидросферу: загрязнение при утечке нефтью и нефтепродуктами, приводит к появлению нефтяных пятен.

В целях обеспечения эффективности мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации Правительство Российской Федерации приняло Постановление Правительства РФ от 15 апреля 2002 г. N 240 "О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации" Согласно которому организации обязаны:

- создавать собственные формирования (подразделения) для ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, проводить аттестацию указанных формирований в соответствии с законодательством Российской Федерации
- немедленно оповещать в установленном порядке соответствующие органы государственной власти и органы местного самоуправления о фактах разливов нефти и нефтепродуктов и организовывать работу по их локализации и ликвидации;

- иметь резервы финансовых средств и материально-технических ресурсов для локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов;
- обучать работников способам защиты и действиям в чрезвычайных ситуациях, связанных с разливами нефти и нефтепродуктов;
- содержать в исправном состоянии технологическое оборудование, заблаговременно проводить инженерно-технические мероприятия, направленные на предотвращение возможных разливов нефти и нефтепродуктов и (или) снижение масштабов опасности их последствий;
- принимать меры по охране жизни и здоровья работников в случае разлива нефти и нефтепродуктов;
- создавать и поддерживать в готовности системы обнаружения разливов нефти и нефтепродуктов, а также системы связи и оповещения.

Воздействие на атмосферу: в ходе технологической подготовки газа, возникают ситуации, когда необходимо попутный газ отводить на факеле низкого давления.

При горении факела низкого давления в атмосферу выбрасывается сажа (С), диоксид азота (NO₂), оксид углерода (CO₂) и метан (CH₄). Эти вещества создают серьезные проблемы с точки зрения защиты окружающей среды, а сжигание метана ведет к неэффективному использованию товарного продукта.

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 8 ноября 2012 г. №1148, не менее 95% попутного газа (ПГ) должно использоваться рационально, лишь 5% возможно сжигать на факелах. В случае неисполнения данных норм недропользователь облагается штрафами, размеры которых ежегодно возрастают.

Так или иначе при сжигании даже регламентированных количеств попутного газа происходит загрязнение атмосферы.

В качестве борьбы с загрязнением атмосферы помогает тщательно разработанная технологическая схема блочной компрессорной станции (БКС), на которую будет отводиться до 100% газа, ранее отводившегося на факел низкого давления.

4.5 Безопасность при чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на кустовой площадке месторождения при проведении работ по выравниванию профиля приёмистости:

- разрыв нефтесборных элементов, которым обычно приурочено высокие показатели давления;
- разрушение нефтесборных коллекторов и трубопроводов, которые подают химреагенты в эксплуатируемую скважину;
- пожары, взрывы.

Чаще всего ЧС возникает в результате разрыва элементов, которые находятся под высоким давлением. Негерметичность соединений швов может привести к взрыву и пожару.

Наиболее типичная ЧС: пожар.

Класс пожара: в зависимости от вещества, которое будет гореть, его можно отнести к классу В (пожары горючих жидкостей) или к классу С (пожар газов), согласно федеральному закону "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22.07.2008 N 123-ФЗ.

Основными методами, способствующими уменьшению масштабов ЧС, являются: обучение персонала навыкам поведения в ЧС; усиленный контроль за состоянием объекта; первичная система пожаротушения (система орошения при тушении горящего резервуара, а также для охлаждения при горении соседнего резервуара, генератор пены предназначен для пенного пожаротушения нефтепродуктов внутри резервуара); система оповещения населения, персонала объекта и органов управления для своевременных необходимых мер по защите населения.

Первичные средства пожаротушения, используемые в целях борьбы с пожарами: переносные и передвижные огнетушители; пожарный инвентарь (пожарные багры, ломы, топоры, крюки, пилы, лопаты); покрывала для изоляции очага возгорания (противопожарное полотно); генераторные

огнетушители аэрозольные переносные, согласно Постановлению Правительства РФ от 16.09.2020 N 1479 (ред. от 24.10.2022) "Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации".

Ликвидация последствий ЧС: повести демонтаж оборудования; зачистить территорию от остатков продуктов горения.

Заключение

Значение всех производственных факторов на изучаемом рабочем месте соответствует нормам, которые также были продемонстрированы в данном разделе. Согласно правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок персонал должен обладать I группой допуска по электробезопасности. Присвоение группы I по электробезопасности производится путем проведения инструктажа, который должен завершаться проверкой знаний в форме устного опроса и (при необходимости) проверкой приобретенных навыков безопасных способов работы или оказания первой помощи при поражении электрическим током.

В рабочем помещении (размерами 6х5х2,8 м) со свежепобеленным потолком и оклеенными светлыми обоями стенами, следует использовать 6 светильников ЛВО10-4х18 с люминесцентными лампами типа ЛБ 20 Вт с потоком 1200 лк.

Работа по исследованию относится к классу вредных напряженных условий труда 1 степени.

Рассмотренный объект, оказывающий негативное воздействие на окружающую среду, относится к объектам I категории.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе проделанной работы рассмотрена технология нефтедобывающего предприятия. Рассмотрены производственные опасности и меры безопасности при эксплуатации производства.

Проанализирована статистика аварийных ситуаций на нефтедобывающих предприятиях. Опираясь на анализ статистических данных, были выявлены причины возникновения и распространения аварийных ситуаций на исследуемом объекте. Основной причиной является разгерметизация резервуара. Исходя из этого, было построено дерево событий и дерево отказов, рассчитаны вероятности событий.

Были рассчитаны критерии пожаровзрывоопасности при разгерметизации резервуара такие, как интенсивность теплового излучения пожаров пролива, равное $2,4 \text{ кВт/м}^2$. При такой величине человек в брезентовой одежде может находиться в безопасности. Также произведен расчет площади разлива нефти, который равен 22921 м^2 , и объем загрязненного грунта, равный 18008 м^3 . Исходя из расчетов и оценки вероятности аварийных ситуаций в ЦППН-1 были предложены превентивные мероприятия по снижению риска возникновения аварийного разлива нефти.

В разделе финансовый менеджмент был проведен предпроектный анализ, были определены потребители результатов исследования. Далее с помощью анализа конкурентных технических решений, конкурентное преимущество нашей разработки, представленной ВКР – это надежность, наглядность, низкая цена.

Провели SWOT-анализ, выявили сильные и слабые стороны данного проекта. Также проведена оценка готовности проекта к коммерциализации. Были определены цели и результаты, ограничения проекта. Составлен план проекта в виде диаграммы Ганта. Рассчитали бюджет НТИ. Определена экономическая эффективность, которая составила 768,866 тыс. руб.

На основании полученных результатов данного раздела делаем вывод о том, что разработанная методика анализа безопасности в резервуарном парке является актуальной и экономически выгодной.

В разделе социальная ответственность были определены опасные и вредные факторы. Значение всех производственных факторов на изучаемом рабочем месте соответствует нормам, которые также были продемонстрированы в данном разделе.

Работа по исследованию относится к классу вредных напряженных условий труда 1 степени.

Рассмотренный объект, оказывающий негативное воздействие на окружающую среду, относится к объектам I категории.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ Р 51365-2009 (ИСО 10423:2003) «Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование для бурения и добычи. Оборудование устья скважины и фонтанное устьевое оборудование. Общие технические требования».
2. ГОСТ Р 55415-2013 «Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Правила разработки».
3. ГОСТ Р 55435-2013 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения».
4. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (ред. от 29.12.2022) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
5. Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
6. Ростехнадзор : официальный сайт. – Москва. – Обновляется в течение суток. – URL: <https://www.gosnadzor.ru> (дата обращения: 20.04.2023). – Текст: электронный.
7. Хафизов, И. Ф. Основные причины аварий установок первичной переработки нефти и меры их предотвращения: Актуальные проблемы науки и техники – 2015: матер. VIII Междунар. науч.-практ. конф. молодых ученых / И. Ф. Хафизов, А. В. Краснов, Р. М. Халитова. – 2015. – с. 214-215.
8. ООО «РН-Юганскнефтегаз»: официальный сайт компании. - URL: <https://www.yungjsc.com/> (дата обращения 02.04.2023). - Текст: электронный.
9. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия.
10. СНиП 2.11.03-93. Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы.
11. СП 131.13330.2020 «СНиП 23-01-99* Строительная климатология» (утв. Приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ 30 мая 2022 г. № 430/пр).

12. ГОСТ 31385-2016 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов».
13. СП 14.13330.2018 «СНиП II -7-81* Строительство в сейсмических районах».
14. Воронин С.В., Скрипник И.Л., Кадочникова Е.Н. Анализ снижения пожарной опасности резервуарных парков // Проблемы управления рисками в техносфере. 2018. № 4 (48). С. 15–20.
15. Реализация технологии управления свойствами наноструктур в жидких углеводородах для снижения пожарного риска на объектах нефтегазового комплекса / А.В. Иванов [и др.] // Вестник Уральского института ГПС МЧС России. 2019. № 2 (23). С. 49–58.
16. ГОСТ Р 12.3.047-2012 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.
17. СП 155.13130.2014 Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности (с Изменением N 1) / Свод правил № 155.13130.2014.
18. Приказ МЧС от 30.06.2009 № 382 об утверждении Методики определения расчетных величин пожарного риска в зданиях, сооружениях и строениях различных классов функциональной пожарной опасности.
19. Хуснутдинова И.Г. Разработка методики оценки ресурса безопасной эксплуатации технологических трубопроводов на основе электромагнитно-акустического эффекта: автореф. канд. техн. наук. Уфа, 2018. 24 с.
20. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018).
21. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
22. СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания".

23. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий».

24. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы».

Приложение А

Раздел (5)

Safety of the tank farm of an oil producing enterprise

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1ЕМ11	Егорова Анастасия Витальевна		

Консультант ОКД ИШНКБ:

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

Консультант – лингвист ОИЯ ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Устюжанина А.К.	к.ф.н.		

Safety analysis of the tank farm of an oil producing enterprise

As with all oil and gas operations there are hazards and risks. Developments consist of not just the wells, but also surface infrastructure to transport the produced fluids, and processing facilities.

It is unlikely that the oil and gas sector will ever be able to 100% rule out spills and leaks, particularly where there is ageing infrastructure.

Chemical process industries often deal with hazardous chemicals and/or processes, which give rise to the risk of major accidents. Even though great advances have taken place in the science and technology of process safety, major accidents continue to occur because of ever-larger inventories handled across the world. There are also more and more new processes being operated under the hazardous conditions of very high/low temperatures and/or pressures, which generate risk.

Quite often major accidents are initiated in the above-ground storage tanks which can suffer loss of confinement due to a variety of reasons (figure 13).



Figure 13 – Storage tank accidents

A vertical steel tank (RVS) is a vertical tank, a ground volumetric construction connection, designed for receiving, storing, preparing, accounting and dispensing liquid products (figure 14).



Figure 14 – Vertical steel tank

Vertical steel tanks are made with an internal volume of 100 - 120,000 m^3 , as necessary, they are combined into a group of tanks that are concentrated in one place, it is called a "tank farm".

The vertical steel tank is intended for the following operating conditions:

- reception, storage, issuance and accounting (quantitative and qualitative) of oily effluents, oil and oil products;
- storage and settling of formation water and mechanical impurities;
- storage of fire or drinking water;
- storage of liquid food products, aggressive food products, mineral fertilizers;
- mixing of oil and oil products;
- and other technological processes of extraction, transport and storage.

Tanks can be: cylindrical, isothermal and storage tanks.

RVS classification by presentation:

- raw materials tanks - for storage of crude oil;
- technological tanks - for the discharge of formation water, sludge and oil trimming;
- Commercial RVS - for the storage of commercial oil (dehydrated and desalted).

Hazard Class:

- class I - tanks with a volumetric volume of more than 50,000 m^3 ;
- class II - tanks with a volumetric volume of 20,000 - 50,000 m^3 ;
- class III - tanks with a volume of 1,000 - less than 20,000 m^3 ;
- class IV - tanks with a volume of less than 1,000 m^3 .

According to world data, lightning strike is the most frequent cause of tank failure, accounting for one-third of all such accidents. Other causes, in the decreasing order of frequency, are maintenance error, operational error, sabotage, equipment failure, crack and rupture, static electricity, leak and line rupture, open flames, natural disasters like earthquakes and hurricanes, and runaway reactions.

No item of equipment is involved in more accidents than storage tanks, probably because they are fragile and easily damaged by slight overpressure or vacuum.

Due to the large-scale processing of crude oil, gasoline, other liquid fuels, and pressure-liquefied hydrocarbons across the world, 97% of all storage tank failures involve flammable chemicals. Operational error leading to overfilling; or occurrence of cracks or ruptures in tanks or attached pipelines – may all result in the accidental release of the flammable liquids. If not contained and controlled immediately, such spills lead to jet/flash fires or vapor cloud explosions, which then set off new fires and/or explosions, escalating the initial accident manifold to catastrophic levels (figure 15).



Figure 15 – Tank explosion

Lightning strikes, which may ignite the vapors inside a tank, may cause the tank to explode and the resulting fire and/or the rocking fragments of the shattered tank may cause adjacent tanks to fail. This tendency to cause a cascade of accidents, or an ‘internal domino effect’, greatly enhances the risk posed by large tanks storing flammable chemicals.

In this work, I considered the tank farm in the oil company "RN-Yuganskneftegaz" oil preparation and pumping shop № 1.

RN-Yuganskneftegaz is the largest oil producing enterprise of Rosneft, which was founded in 1977.

It is building 26 oil fields, based on the territory of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug in a significant part of Siberia.

Oil preparation and collection point - 1 is used to receive and prepare partially dehydrated, degassed, and watered oil from the Ust-Balykskoye, Solkinskoye fields, with subsequent pumping of oil through a commercial oil-metering unit into the main oil pipeline.

The year the facility was put into operation - January 1969. The design capacity of the PPSN for oil is 7.45 million tons / year. The maximum amount of liquid supplied to PPSN № 1 is 23.808 million m^3 /year.

Marketable oil is delivered to the pumps, which, through a system for measuring the quantity and quality of oil, pump it into the main oil pipeline of PJSC Transneft-Siberia.

Part of the PPSN-1 gas is used for own needs, and the main part of the gas is sent to the gas separation unit located on the territory of TsSPTG-1.

Waste and formation waters are supplied to treatment facilities for preparation and pumping into the reservoir pressure maintenance system.

The PPSN-1 complex includes the following main technological facilities:

- oil treatment unit;
- end separation unit;
- reservoir park;
- a system for measuring the quantity and quality of oil;
- treatment facilities.

Auxiliary technological facilities:

- dosing units for demulsified reagent;
- instrumentation and control air preparation unit;
- foam fire extinguishing installations;
- objects of engineering support;
- fire pumping station.

The result of production is oil in accordance with GOST R 51858-2002.

The process of oil preparation includes degassing, dehydration and desalting of formation oil.

Oil preparation and pumping shop No. 1 is located in the Nefteyugansky district of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug of the Tyumen Region. According to the climatic zoning of the territory of Russia SNIP 23-01-99, the territory belongs to the "1D" region.

The climate of the area is sharply continental. Winter is harsh, cold and long. Summer is short and warm. The short transitional seasons are autumn and spring. Late spring and early autumn frosts, sharp temperature fluctuations throughout the year and even days are observed.

The average annual air temperature is -3.3°C , the average air temperature of the coldest month of January is -20.5°C , and the hottest month of July is $+18^{\circ}\text{C}$. The absolute minimum temperature falls on December -54°C , and the absolute maximum in June-July $+36^{\circ}\text{C}$. The snow cover is formed on October 22; the date of melting is May 6. The snow cover remains for 195 days. The highest wind speed 5% probability 28 m/s.

At this hazardous production facility, vertical steel tanks of the RVS type 5000 m^3 are used. The tank farm includes 10 vertical steel tanks.

I reviewed the statistics on emergencies at oil producing enterprises. The main causes of tank accidents are:

- violation of the rules for the operation of tanks;
- inhomogeneous settlement of the base, leading to the formation of cracks and destruction;
- defects in welded joints;
- corrosive wear of the bottom and lower part of the first belt;
- defects in the shape of the reservoir;
- the tendency of some steel grades to embrittlement at low temperatures;
- natural disasters.

Figure 16 shows data on the analysis of the physical causes of accidents on the example of 65 accidents that occurred over 30 years (approximately from 1985 to 2015) with vessels of the most common types with a capacity of more than 500 m^3 , such as: tanks for oil and oil products, gas holders, isothermal tanks, pressure vessels, cold and hot water tanks.

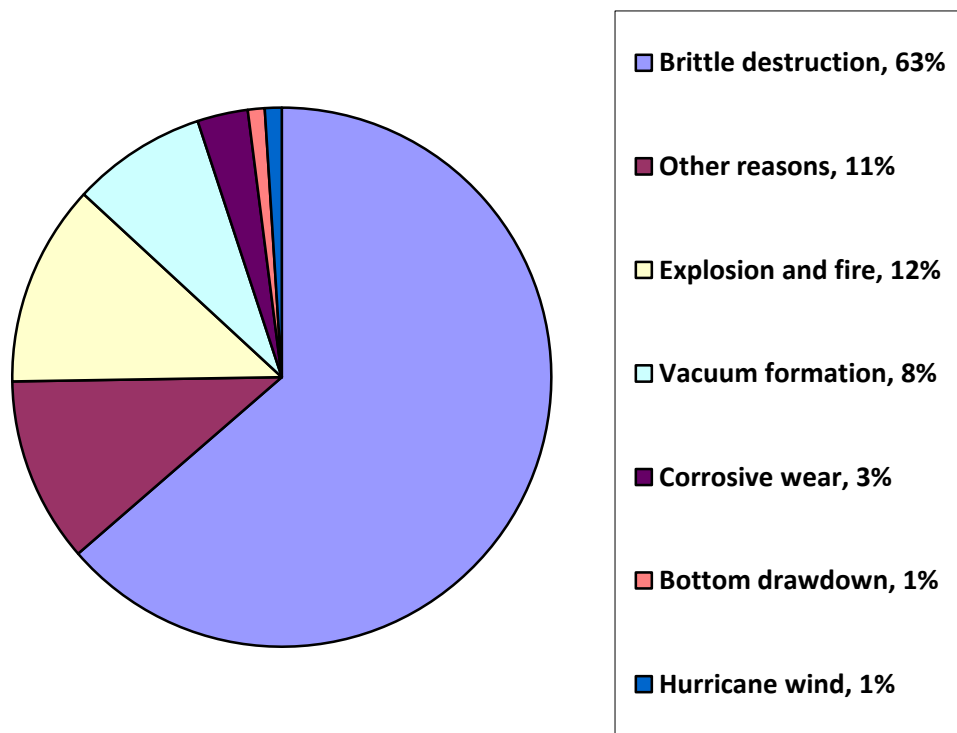


Figure 16 – Diagram of the causes of tank accidents

Figure 16 shows that the most common cause of tank accidents in the past was brittle fracture, which usually occurred in the form of an avalanche fracture with the wall detached from the bottom and roof. In 65% of cases, the destruction occurred along the site-welded joints of the tank wall.

Among the main causes of tank accidents in the past, 70% were construction defects, 17% were design flaws, and 11% were violations of rules during operation. An analysis of the distribution of responsibility for accidents due to shortcomings in construction shows that in 60% of cases of accidents occur due to the fault of the installation organization and about 30% of cases - through the fault of the manufacturer.

Further, the nature of the change in the causes of tank accidents in recent years is considered (table 33).

A total of 54 accidents of varying severity were registered during the specified period.

Table 33 - Causes of tank accidents for 2012-2020

№	Cause of accidents	Number of reservoirs	%
1.	Violation of industrial safety rules during preparatory work for tank cleaning	12	24
2.	Violation of industrial safety rules during the operation of the tank	15	26
3.	Performing hot work on a working tank that caused a fire	5	8
4.	Brittle Fracture of the tank wall	4	8
5.	Uneven settlement of the bottom of the tank, resulting in the formation of fistulas or ruptures in welded joints	3	6
6.	Fire when lightning strikes the tank	4	8
7.	Destruction of tank elements from snow load	2	4
8.	Violations of the conditions of hydro/pneumatic tests, resulting in unacceptable deformations of the tank	2	4
9.	Accident or fire from unspecified causes	7	12
Total		54	100

From figure 16 and table 33, one can trace the general trend of changes in the causes of accidents. If in previous years, the main cause of tank accidents was brittle fracture, in recent years brittle fracture occurs in isolated cases.

From the presented data, it follows that the main cause of accidents is more than 60%, and taking into account accidents that occurred from unspecified causes, about 70%, in recent years it is the "human factor" - violation of industrial safety rules during the commissioning of tanks, during operation tanks, when freeing from the product and cleaning tanks, when repairing tanks.

No accidents or accidents were registered at the hazardous production facility of oil preparation and pumping shop № 1.

At similar hazardous production facilities of the Company, the list of accidents and accidents in the period from 2016 to 2020 is shown in Table 34.

Table 34 – List of accidents that took place at a hazardous production facility in the period 2016 - 2020

DATE AND LOCATION	TYPE OF ACCIDENT	ACCIDENT DESCRIPTION	ACCIDENT DESCRIPTION	SCALE DEVELOPMENT OF ACCIDENT	NUMBER OF VICTIMS, DAMAGE
1	2	3	4	5	6
24.10.2020 TsPPN-6 of the Kinyaminsko ye field	Ignition of a 3000 m ³ reservoir with its subsequent destruction	Fire of a vertical steel tank 3000 m ³	Lightning strike into the interior of the tank	The fire was liquidated by the fire departments of LLC RN Fire Safety. Spread of fire to adjacent equipment and RVS-3000 m ³ is not allowed	There are no deaths or injuries

At a hazardous production facility of the oil preparation and pumping shop -1 in the period from 2016 to 2020. injury was not registered.

The distribution of accidents by types at the Company's hazardous production facility over the past 5 years is presented in table 35.

Table 35 – Distribution of accidents by types at the hazardous production facility of the Company in the period from 2016 to 2020

№	TYPE OF ACCIDENT	TYPE OF ACCIDENT				
		2016	2017	2018	2019	2020
1	2	3	4	5	6	7
1	Explosion	0	0	0	0	0
2	Fire	0	0	0	1	1
3	Release of dangerous substances and destruction of technical devices	0	0	0	0	0
4	Total	0	0	0	1	1

At a hazardous production facility of the oil preparation and pumping shop № 1 in the period from 2016 to 2020. no fatal accidents were registered.

In this work, event and failure trees were built, and the main scenarios for the development of emergencies in the tank farm were considered.

Based on a constant fault tree, the probability of a tank failure is $3,8 \cdot 10^{-3} \text{ year}^{-1}$, which is higher than the industry average.

To assess the probability of depressurization of the VST, it is necessary to do it at an early stage of its operation and at a late stage during its normal operation.

At an early stage, this can be done by the method of non-destructive testing using the electromagnetic-acoustic effect, which allows non-contact, using an electromagnetic field, to generate acoustic waves in the controlled product and read information about its technical condition.

As a complex parameter that characterizes the combination of mechanical, acoustic, magnetic and electrical properties of the RVS, the transfer function of the object is used, which is determined by the dynamic identification method, which makes it possible to calculate its parameters from the time characteristic of the response signal - the coefficients of the numerator and denominator polynomials.

The results of the calculations performed in the work allow reducing:

- the occurrence of a fire-hazardous situation "fire-spill" by 1.9 times;
- the frequency of the explosion of the fuel-air mixture is 1.5 times;
- the fire risk hazard value when using it is 39% good.

In practice, the natural use for observed corrosiveness and neutralization of static electricity RVS can be used when an electro physical signal occurs using a frequency modulated signal generator.

This event reduces the likelihood of a fire situation:

- meeting – 4.4 times;
- electrostatic safety – 1.5 times.

Tank fires usually start because of an explosion or flash of a vapor-air mixture in a tank, with or without tearing off the roof, but breaching its contents. Considering the oil preparation and pumping shop -1 as a hazardous production facility, it can be

said that the greatest danger is the tank farm, since in case of accidents at other process equipment (oil and gas separator, furnace, end separation unit), they come from the forces of the facility's emergency team and do not go beyond regular emergencies.

Scenarios for the likely development of situations in tank farms are observed according to the scheme: explosion-fire or fire-explosion. In this case, the shock wave of the explosion and the thermal radiation of the fire appear as damaging factors in the first case, and vice versa in the second case.

Because of an accident associated with an explosion of a tank, a fire of oil products, a dangerous depressurization of the walls of the tanks with a "domino" effect, overflow of oil products through the dike and the detection of neighboring tanks can occur.

In order to prevent the fire or explosion accident analysis, it is necessary to start with each basic event that causes the accident with consideration given to the following measures:

- 1) Regularly check the valve and its connecting flange to prevent the leakage;
- 2) Regularly check the tank body to avoid tank body crack and cracking due to such causes as corrosion;
- 3) Strengthen security check and prohibit smoking in the tank farm;
- 4) Prohibit using non-explosion-proof appliance in the tank farm, and strengthen the check of the explosion-proof appliance;
- 5) Not allow tapping on the ground, pipelines and equipment with ironware;
- 6) Frequently check the lightning-proof and electrostatic-proof equipment and grounding resistance to ensure they meet the safety specification;
- 7) Strictly control process parameters to prevent liquid overpressure in the tank;
- 8) Clothing and work shoes must be worn before work.

Thus, in order to identify the risk during the destruction of vertical steel tanks, special attention should be paid to the development of fundamentally new enclosures for tanks and tank farms.

Some or alternative major restrictions on the spill of oil and oil products in case of accidents with VST include:

- additional barriers, for example, in the form of ditches, arranged at a distance beyond the existing normative embankment;
- a special enclosing wall made of steel fiber reinforced concrete.

Intended barriers include ditches, ditches, barns, increased road clearances, and other structures built behind certain earth embankments or enclosing walls.

Unfortunately, in modern conditions, the use in practice of such additional barriers is not always possible, which in the first place, it is supposed to allocate for their arrangement the study of part of the production area.

Apparently, the most effective way of spilling liquid during the destruction of the VST, and, as a result, the appearance of a fire risk, follows the principle of a barrier, which is structurally implemented in the form of a vertical wall of steel fiber reinforced concrete.

Reinforced concrete is different in that it works better for bending and physical education, as well as for shock loads.

The use of a steel fiber reinforced concrete vertical impact wall as an improvement in the risk of oil spills in an area requires the following in diseases:

- assurance – unconditional prevention of spill spread outside the protective structure;
- the likelihood of presence of signs during the service life from atmospheric manifestations, exposure to thermal effects of a spill fire;
- safety - reducing the negative impact of hazardous factors on the personnel of the fire department and equipment;
- environmental cleanliness - detection of traces on the object and detection of inconspicuous areas to it;
- activity - the impact on personnel, production, environment, neighboring equipment of other risk factors;

- economy - economic efficiency with given parameters of protective properties and economical operating costs during the service life.

In order to reduce the probability of depressurization of vertical steel tanks at an early stage of its operation, it is necessary to apply a method of non-destructive effect with the help of electromagnetic-acoustic control, which allows non-contact, using an electromagnetic field, to generate acoustic waves in the heart rate monitor and measure information about its technical condition.

As a complex parameter characterizing the totality of mechanical, acoustic, magnetic and arbitrary properties of vertical steel tanks, the transfer function of the object, determined by the dynamic identification method, which allows calculating its parameters from the time characteristic of the signal - the coefficients of the numerator and denominator polynomials.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. P. Grimwood K. Desmet Tactical firefighting. 1.1 pbl. London: CEMAC, 2003
2. Voronin S.V., Skripnik I.L., Kadochnikova E.N. Analiz snizheniya pozharnoj opasnosti rezervuarных parkov // Problemy upravleniya riskami v tekhnosfere. 2018. № 4 (48). S. 15–20.
3. Realizaciya tekhnologii upravleniya svojstvami nanostruktur v zhidkih uglevodorodah dlya snizheniya pozharnogo riska na ob"ektah neftegazovogo kompleksa / A.V. Ivanov [i dr.] // Vestnik Ural'skogo instituta GPS MCHS Rossii. 2019. № 2 (23). S. 49–58.
4. Husnutdinova I.G. Razrabotka metodiki ocenki resursa bezopasnoj ekspluatatsii tekhnologicheskikh truboprovodov na osnove elektromagnitno-akusticheskogo effekta: avtoref. kand. tekhn. nauk. Ufa, 2018. 24 s.
5. Prijmak V.V. Metodika kompleksnogo tekhnologicheskogo audirovaniya dlya upravleniya pozharnoj bezopasnost'yu ob"ektov hraneniya nefteproduktov: avtoref. kand. tekhn. nauk. SPb., 2018. 23 s.
6. Ivanov A.V., Skripnik I.L., Voronin S.V. Umen'shenie processa korrozii metalla pri vozdeystvii peremennogo chastotno-modulirovannogo signala // Problemy upravleniya riskami v tekhnosfere. 2019. № 1 (49). S. 14–24.
7. Metodicheskie osnovy po provedeniyu analiza opasnostej i ocenki riska avarij na opasnyh proizvodstvennyh ob"ektah (utv. Prikazom Rostekhnadzora ot 11 apr. 2016 g. № 144). M.: ZAO NTC PB, 2016. 51 s.