

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Пожарная и промышленная безопасность на предприятиях нефтегазодобывающей отрасли

УДК 628.511:622.35:691

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-1Е32	Лайком Антон Александрович		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Спицын В.В.	Кандидат экономических наук, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Мезенцева И.Л.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2018 г.

Результаты освоения образовательной программы по направлению 20.03.01 Техносферная безопасность

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ А.Н. Вторушина
 05.02.2018 г.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-1Е32	Лайком Антон Александрович

Тема работы:

Пожарная и промышленная безопасность на предприятиях нефтегазодобывающей отрасли	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	29.01.18г. № 437/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2018 г.
------------------------------------------	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Научная литература, периодическая печать, сеть Интернет, нормативные и законодательные акты РФ, нормативно-техническая документация</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Реферат, введение, нормативно-правовое обоснование темы ВКР, разработанное решения по теме ВКР, обоснования эффективности предлагаемых решений в ВКР</p>

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	05.02.2018 г.
-------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Преподаватель	Гуляев М.В.			05.02.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-1Е32	Лайком Антон Александрович		05.02.2018 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная аттестационная работа на тему «Пожарная и промышленная безопасность на предприятиях нефтегазодобывающей отрасли» состоит из текстового документа, выполненного на 102 с..Текстовый документ содержит 22 рис., 14 табл., 1 схему, 24 источника, 3 прил.

Ключевые слова: Нефтепромысел, установка подготовки нефти (УПН), резервуарный парк, пожар, установка газопорошкового тушения «BiZone»,

Объектом исследования являются мероприятия по предотвращению и ликвидации пожаров на установке подготовки нефти, а также возможность использования модулей газопорошкового тушения «BiZone», для тушения пожаров нефтепродуктов в резервуарах и на технологических площадках.

Цель работы – Анализ эффективности практических приемов и методов противопожарной защиты и разливов нефти при эксплуатации установки подготовки нефти(УПН).

В процессе исследования проводились анализ мероприятий по разработке и составлению плана по локализации и ликвидации последствий пожара в, организован порядок проведения огневых работ.

В результате исследования проанализированы методы эксплуатации установки подготовки нефти на ОПО, позволяющие не только предотвратить возникновение аварии или пожара, но и быстро ликвидировать последствия.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: Модуль "**BiZone**" обеспечивает тушение пожаров классов А, В, С и электрооборудования под напряжением. Возможно применение как в виде объемного пожаротушения, так и в помещениях прямоугольной конфигурации с высотой потолка 5-6м, длиной не более 18м, при соотношении ширины и длины от 1:1 до 1:3

Область применения: Установками «BiZone» могут быть оснащены технологические площадки нефтеперерабатывающих заводов, промышленных предприятий, помещения насосно-перекачивающих станций и установок,

сливо-наливные эстакады, склады хранения взрывопожароопасной продукции и т.д.

Экономическая эффективность/значимость работы: Как показывает анализ результатов испытаний, новый газопорошковый горизонтально-плоскостной способ тушения пожаров резервуаров позволяет снизить, по сравнению с пенным способом тушения, время тушения примерно на 3 порядка, а стоимость затрат на тушение ориентировочно с 300.000 до 1.500 рублей, т.е. (в 5 раз). Данная технология является отечественной разработкой и использует только отечественные компоненты и технологии. Все технические решения, используемые в установке, защищены Российскими и международными патентами и не имеют аналогов в мире.

В будущем планируется: Нефтяные компании, взявшие на вооружение описанную технологию газопорошкового тушения резервуаров с нефтепродуктами, смогут в рамках существующего бюджета противопожарных мероприятий существенно повысить уровень пожарной безопасности своих объектов и снизить потери от пожаров, сэкономив впоследствии суммы значительно большие, чем затраты на противопожарные мероприятия.

СОДЕРЖАНИЕ

Наименование	Стр.
Введение	9
1 Требования по обеспечению взрывопожаробезопасности на УПН	11
1.1 Общие требования	11
1.2 Классификация взрывоопасных зон	13
1.3 Классификация электрооборудования	13
1.4 Классификация помещений по взрыво-пожаробезопасности	15
1.5 Обеспечение безопасности и защитные системы	18
1.6 Статистика по пожарам и авариям на ОПО	20
1.7 Причины проявления опасных событий на ОПО	22
2 Меры пожаровзрывобезопасности при проведении огневых работ в Обществе	24
2.1 Организация огневых работ на объектах Общества	24
2.2 Проведение огневых работ	25
2.3 Должностные лица и исполнители при проведении огневых работ	26
2.4 Согласование огневых работ	27
3 План по локализации и ликвидации последствий аварий на УПН	28
3.1 Анализ возможных аварий на УПН	28
3.2 Оперативная часть Плана	30
3.3 Выбор и обоснование необходимого имущества, инструмента для ликвидации аварии на УПН	33
3.4 Последовательность привлекаемой техники на ликвидацию аварии, пожара	36
3.5 Отключение эл.энергии, остановка оборудования при ЧС	36
3.6 Контроль доступа в опасную зону	37
4 Нештатные аварийно-спасательные формирования (НАСФ)	37
4.1 Основания для создания НАСФ	37
4.2 Формирование добровольной пожарной дружины (ДПД)	37

4.3 Создание аварийно-восстановительной бригады (АВБ)	40
4.4 Организация пожарной охраны предприятия	40
5 Аварийно спасательное формирование	43
5.1 Профессиональное АСФ	43
5.2 Порядок привлечения АСФ	44
6 Мероприятия по предупреждению ЧС на ОПО	45
6.1 Пути предупреждения	45
6.2 Пожарная безопасность	48
7 Ликвидация аварийных разливов нефти (ЛАРН)	50
7.1 Расчетные требования	50
7.2 Первоочередные действия	51
7.3 Состав сил и средств, их дислокация и организация доставки	52
7.4 Зоны ответственности АСФ и подразделений пожарной охраны	52
7.5 Нейтрализация возможных разливов нефти при авариях	54
7.6 Материалы и оборудование применяемые для ликвидации АРН	55
8 Применение различных систем тушения пожаров на УПН	60
8.1 Применение подслоного способа пенотушения пожаров	60
8.2 Применение пенотушения пожаров в РВС	62
8.3 Газопорошковое пожаротушение	63
9 Применение модулей газопорошкового тушения пожаров «BiZone»	65
9.1 Модули газопорошкового пожаротушения «BiZone»	65
9.2 Применение установки «BiZone-5000»	70
9.3 Варианты использования установок «BiZone»	74
10 Социальная ответственность	76
11 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	85
Заключение	102
Список использованных источников	103

Приложение 1 Форма Наряда-допуска на проведение огневых работ	106
Приложение 2 Форма Распоряжения о создании ДПД	108
Приложение 3 Форма Распоряжения о создании АВБ	110

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы: в процессе строительства и эксплуатации установки подготовки нефти могут возникнуть ЧС, в результате которых возникает опасность выброса взрывопожароопасного вещества – нефти, а следовательно – возможен пожар.

Цель работы – анализ эффективности практических приемов и методов противопожарной защиты и разливов нефти при эксплуатации установки подготовки нефти (УПН).

Основное направление работы: предупреждение, локализация и ликвидация последствий аварий, происшествий и инцидентов на ОПО, согласно требований о промышленной безопасности[1,10].

Задачи для достижения указанной цели:

- Изучить нормативные документы, регламентирующие деятельность пожарно-спасательных служб и подразделений пожарной охраны в области организации тушения пожаров и проведения аварийно спасательных работ.
- Изучить требования по обеспечению взрыво-пожаробезопасности на УПН
- Проанализировать возможные аварии на УПН и меры по локализации и ликвидации их последствий
- Оценить эффективность различных автоматических систем пожаротушения на УПН

Западная Сибирь является наиболее продуктивным регионом России с точки зрения нефтедобычи. Добыча нефти в Западной Сибири составляет более 70% от общероссийской. Томская область – вторая по величине нефтеносная

провинция Западной Сибири. На ее территории множество компаний осуществляет свою деятельность по разведке и добыче углеводородного сырья.

Установка подготовки нефти (УПН) предназначена для сбора, подготовки и транспортировки нефти, газа и подтоварной воды, поступающих от скважин кустовых площадок нефтяных и газовых месторождений.

Товарная нефть подается в межпромысловый нефтепровод (МН) до Приемо-сдаточного пункта (ПСП) для сдачи. Очищенный до соответствующих параметров нефтяной газ подается для использования на собственные нужды, а также на факельную систему высокого и низкого давления. Сеноманская и подтоварная вода подается на подготовку в систему поддержания пластового давления (ППД).

Первая очередь УПН введена в эксплуатацию в 2007г.

Согласно Технологического регламента УПН, технологическая площадка состоит из устройства предварительного отбора газа, сепаратора первой степени сепарации нефти, отстойника нефти, концевой сепаратора, газового сепаратора. Во входной нефтепровод УПН предусмотрен ввод деэмульгатора и ингибитора коррозии, а на выходе нефти с УПН вводится депрессорная присадка[2].

Площадка подготовки нефти обеспечивает непрерывный прием, подготовку и откачку продукции скважин нефтяного месторождения в межпромысловый нефтепровод. В случае остановки объектов приема нефти или межпромыслового нефтепровода предусмотрено хранение нефти в резервуарном парке. Объем резервуарного парка рассчитан на накопление нефти в течение четырех суток. Для этих целей приняты резервуары вертикальные сварные объемом 2000 м³ (РВС-2000).

Предусмотрено использование газа на технологические нужды (путевые подогреватели нефти, продувочный газ факельной системы) и на выработку тепловой энергии (котельная). Коэффициент использования газа составляет не менее 20%.

1 ТРЕБОВАНИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ВЗРЫВОПОЖАРОБЕЗОПАСНОСТИ НА УПН

1.1 Общие требования

1.1.1 В связи с интенсивным развитием нефтегазодобывающей промышленности широкое распространение получили технологические процессы, связанные с хранением, переработкой и транспортировкой легковоспламеняющихся и горючих жидкостей (ЛВЖ и ГЖ). Вследствие того, что указанные вещества являются пожаровзрывоопасными, технологические процессы, в которых они обращаются, характеризуются повышенной пожарной опасностью.

1.1.2 Высокая пожароопасность нефти и газа обуславливает высокие вероятности возникновения пожаров при реализации тех или иных аварийных ситуаций, а также значительные скорости распространения пожара по территории нефтегазодобывающего предприятия.

1.1.3 При проведении научных разработок разнообразных технологических процессов в научно-исследовательских институтах, проектировании оборудования в конструкторских бюро, при строительстве и монтаже не всегда в достаточной мере решаются вопросы по обеспечению необходимого уровня надежности и нормативных требований пожарной безопасности и аварии разной степени тяжести все-таки происходят.

1.1.4 За последние годы произошли крупные изменения в технологии переработки нефти. Широко используется комбинирование технологических процессов в одной установке, что значительно увеличивает пожаровзрывоопасность технологических процессов.

1.1.5 Оценка пожаровзрывоопасности производственных объектов необходима для решения вопросов их безопасности и приведения в соответствие с фактическим и требуемым уровнями взрывопожарной безопасности с целью снижения пожаров и приносимого ими ущерба.

1.1.6 При анализе пожаровзрывоопасности технологического процесса производства необходимо:

- знать, какие вещества и в каком количестве обращаются в данном производстве, каковы их пожаро- и взрывоопасные свойства;

- установить степень пожаро- и взрывоопасности среды внутри производственных аппаратов и оборудования, учитывая при этом пожароопасные свойства веществ и режим работы аппаратов;

- выявить причины возможного выхода горючих веществ из аппаратов и трубопроводов в производственное помещение или открытую площадку, т. е. причины повреждений и аварий и их последствия;

- установить причины появления источников воспламенения и условия их взаимодействия с горючими веществами, обращающимися в технологическом процессе;

- определить возможные причины и пути распространения начавшегося пожара по производственным устройствам.

1.1.7 Верный выбор категории взрывоопасности позволяет установить оптимальные соотношения между безопасностью производства и размером капитальных затрат на его проектирование и дальнейшую эксплуатацию.

1.1.8 Таким образом, в соответствии с категорией взрывоопасности, определяются нормативные противопожарные и технологические требования к аппаратному снабжению, системам контроля, управления и автоматической противоаварийной защиты и т.д.

1.1.9 Правильность выбора категории взрывоопасности технологических объектов является одним из основных вопросов решаемых государственными надзорными органами и администрацией объекта и влияет на качество предлагаемых мероприятий по всем направлениям профилактической работы на предприятии.

1.2 Классификация взрывоопасных зон

1.2.1 При выборе электрооборудования и электроаппаратуры для опасных производственных объектов, следует руководствоваться классификацией пожароопасных и взрывоопасных зон, установленной статьями 18 и 19 Технического регламента [6].

1.2.2 В зависимости от частоты и длительности присутствия взрывоопасной смеси взрывоопасные зоны подразделяются на следующие классы:

- 0-й класс - зоны, в которых взрывоопасная газовая смесь присутствует постоянно или хотя бы в течение одного часа;

- 1-й класс - зоны, расположенные в помещениях, в которых при нормальном режиме работы оборудования выделяются горючие газы или пары легко воспламеняющихся жидкостей, образующие с воздухом взрывоопасные смеси;

- 2-й класс - зоны, расположенные в помещениях, в которых при нормальном режиме работы оборудования взрывоопасные смеси горючих газов или паров легко воспламеняющихся жидкостей с воздухом не образуются, а возможны только в результате аварии или повреждения технологического оборудования;

1.2.3 Любые закрытые помещения, имеющие сообщение с зонами классов 0 и 1, считаются взрывоопасными. Класс их взрывоопасности соответствует классу взрывоопасности сообщаемой зоны [7].

1.2.4 Размеры взрывоопасных зон определяются при проектировании с учетом особенностей технологического процесса, характеристик опасных веществ, систем вентиляции и других факторов, влияющих на интенсивность возможных утечек и распространение газоздушных и паровоздушных смесей [7].

1.3 Классификация электрооборудования

1.3.1 Классификация электрооборудования по пожаровзрывоопасности и пожарной опасности применяется для определения области его безопасного применения и соответствующей этой области маркировки

электрооборудования, а также для определения требований пожарной безопасности при эксплуатации.

1.3.2 Электрооборудование (машины, аппараты, устройства), контрольно-измерительные приборы, электрические светильники, средства блокировки, телефонные аппараты и сигнальные устройства к ним, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов 0, 1 и 2, должны быть во взрывозащищенном исполнении и иметь уровень и вид взрывозащиты, а также группу и температурный класс, в соответствии со статьей 23 Технического регламента [6].

1.3.3 Взрывозащищенным является электрооборудование, в котором предусмотрены конструктивные меры по устранению или затруднению возможности воспламенения окружающей его взрывоопасной среды при эксплуатации этого оборудования.

1.3.4 Взрывозащищенное электрооборудование допускается использовать в пожароопасных и не пожароопасных помещениях, а во взрывоопасных помещениях – при условии соответствия категории и группы взрывоопасной смеси в помещении, виду взрывозащиты электрооборудования.

1.3.5 Электроустановки зданий, сооружений и строений должны соответствовать классу пожаровзрывоопасной зоны, в которой они установлены, а также категории и группе горючей смеси.

1.3.6 На каждый тип взрывозащищенного электрооборудования отечественного и зарубежного производства должны представляться документы об оценке (подтверждении) его соответствия действующим в Российской Федерации нормативным правовым требованиям в условиях его эксплуатации во взрывоопасной зоне, как указано в Правилах безопасности в нефтяной и газовой промышленности [7].

1.3.7 Эксплуатация электрооборудования при неисправных средствах взрывозащиты, блокировках, нарушениях схем управления и защиты не разрешается [7].

1.3.8 Электрооборудование без средств пожаровзрывозащиты не допускается использовать во взрывоопасных, взрывопожароопасных и пожароопасных помещениях зданий, сооружений и строений, не имеющих направленных на исключение опасности появления источника зажигания в горючей среде дополнительных мер защиты.

1.3.9 Пожарозащищенное электрооборудование не допускается использовать во взрывоопасных и взрывопожароопасных помещениях [6].

1.4 Классификация помещений

1.4.1 При определении пожаро- и взрывоопасности конкретного производства используются:

- технологическая схема и режимы технологического процесса;
- данные о пожароопасных свойствах обращающихся в производстве веществ;

- материалы о причинах аварий, взрывов, пожаров и загораний на данном или на других предприятиях с подобной или родственной технологией.

1.4.2 Проектирование новых или реконструкция действующих предприятий предусматривают комплексную механизацию и автоматизацию технологических процессов, что в свою очередь может привести к концентрации производственных и энергетических мощностей, в результате чего увеличивается опасность возникновения взрыва и пожара.

1.4.3 Для обеспечения взрывобезопасности проектируемого предприятия классифицируют производственные помещения и технологические открытые площадки по взрывоопасности в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок (Таблица 1)[8].

1.4.4 При выборе конструкций машин и аппаратов учитывают степень пожарной опасности помещений, где они будут установлены.

1.4.5 Пожароопасными помещениями называют помещения или наружные установки, в которых применяют или хранят горючие вещества.

Таблица 1 - Классификация помещений и наружных установок УПН

Наименование производственных зданий, помещений, наружных установок	Категории взрывопожарной и пожарной опасности зданий и помещений (ОНП-24-86)	Классификация зон внутри и вне помещений для выбора и установки электрооборудования (ПУЭ)		Группа производственных процессов по санитарной характеристике
		по ПУЭ		
		класс взрывоопасной или пожароопасной зоны	Категория и группа взрывоопасных смесей	
1	2	3	4	5
Входная гребенка	A _н	B-1г	IIA-T1 IIA-T3	Зона B-1г (ПУЭ): 3м по горизонтали и вертикали от запорной арматуры; Зона 1 (ПБ): 1,5м по горизонтали и вертикали от коллектора; Зона 2 (ПБ): радиус 1,5м от границы зоны 1; 5,5м по горизонтали от границы зоны 1, высотой 1м.
Блок дозирования реагентов	A	B-1a	IIA-T2	Зона B-1a в пределах блок-бокса; Зона B-1г (ПУЭ): 0,5м по горизонтали и вертикали от проемов; Зона 1 (ПБ): помещение блок-бокса; 3м вокруг отверстий блока и отверстия вытяжной вентиляции; Зона 2 (ПБ): вокруг вытяжного вентилятора – открытое пространство, ограниченное расстоянием 2,5м во все стороны.
Технологическая площадка	A _н	B-1г	IIA-T1 IIA-T3	Зона B-1г (ПУЭ): в границах площадки, 3м по горизонтали и вертикали от аппаратов; Зона 1 (ПБ): 1,5м по горизонтали и вертикали от аппаратов; Зона 2 (ПБ): 1,5м по вертикали, 5,5м по горизонтали от границы зоны 1, высотой 1м
Узел учета газа	A _н	B-1г	IIA-T1	Зона B-1г (ПУЭ): 3м по горизонтали и вертикали от запорной арматуры; Зона 1 (ПБ): 1,5м по горизонтали и вертикали от запорной арматуры; Зона 2 (ПБ): 1,5м по вертикали, 5,5м по горизонтали от зоны 1, высотой 1 м
Площадка подогревателей	A _н	B-1г	IIA-T1	Зона B-1г (ПУЭ): 3м по горизонтали и вертикали от подогревателя, 5 м по горизонтали и вертикали от свечи рассеивания;

			ПА-Т3	<p>Зона 1 (ПБ): 1,5м по горизонтали и вертикали от подогревателя, 3м по горизонтали и вертикали и до земли радиусом 3м от отверстия свечи рассеивания;</p> <p>Зона 2 (ПБ): 1,5м по вертикали и 5.5м по горизонтали от границы зоны 1 подогревателя, высотой 1 м; 2м по горизонтали и вертикали от зоны 1 свечи рассеивания.</p>
Резервуары нефти	A _н	B-1г	ПА-Т3	<p>Зона B-1г (ПУЭ): 8м по вертикали от резервуара, в пределах обвалования;</p> <p>Зона 0 (ПБ): внутри резервуара;</p> <p>Зона 1 (ПБ): 1,5м по горизонтали и вертикали от резервуара, 3м по вертикали, горизонтали и до земли радиусом 3м от отверстий дыхательных клапанов резервуара;</p> <p>Зона 2 (ПБ): 5,5м по горизонтали от зоны 1 резервуара, высотой 1м; 2м от зоны 1 дыхательных клапанов.</p>
Насосная внутренняя перекачки	A	B-1a	ПА-Т3	<p>Зона B-1a в пределах насосной;</p> <p>Зона B-1г (ПУЭ): 0,5м по горизонтали и вертикали от проемов;</p> <p>Зона 1 (ПБ): помещение насосной; 3м вокруг отверстий блока помещения и отверстия вытяжной вентиляции;</p>
Насосная внешней перекачки	A	B-1a	ПА-Т3	<p>Зона B-1a в пределах насосной;</p> <p>Зона B-1г (ПУЭ): 0,5м по горизонтали и вертикали от проемов;</p> <p>Зона 1 (ПБ): помещение насосной; 3м вокруг отверстий блока помещения и отверстия вытяжной вентиляции;</p>
Блок-бокс СИКН	A	B-1г	ПА-Т3	<p>Зона B-1г (ПУЭ): 0,5м по горизонтали и вертикали от проемов;</p> <p>Зона 1 (ПБ): помещение блок-бокса; 3м вокруг отверстий блока и отверстия вытяжной вентиляции;</p> <p>Зона 2 (ПБ): вокруг вытяжного вентилятора – открытое пространство, ограниченное расстоянием 2,5м во все стороны.</p>
Площадка налива нефти	A _н	B-1г	ПА-Т3	<p>Зона B-1г (ПУЭ): 3м по горизонтали и вертикали от запорной арматуры и фланцевых соединений;</p> <p>Зона 1 (ПБ): 1,5м по горизонтали и вертикали от горловины а/ц;</p> <p>Зона 2 (ПБ): 1,5м по вертикали, 5,5м по горизонтали от границы зоны 1, высотой 1м</p>
Свеча рассеивания	A _н	B-1г	ПА-Т1	<p>Зона B-1г (ПУЭ): 5 м по горизонтали и вертикали от свечи рассеивания</p> <p>Зона 1 (ПБ): 3 м по горизонтали и вертикали от свечи;</p>

				Зона 2 (ПБ): 2м по горизонтали и вертикали от зоны 1.
Емкости подземные	A _н	B-1г	ПА-Т3	Зона В-1г (ПУЭ): 5 м по горизонтали и вертикали от дыхательного клапана; Зона 1 (ПБ): 5 м по вертикали, горизонтали, вниз до земли от отверстия дыхательного клапана; Зона 2 (ПБ): 2м по горизонтали и вертикали от зоны 1.
Площадка факела высокого и низкого давления	A _н	B-1г	ПА-Т1	Зона В-1г (ПУЭ): в пределах ограждения площадки факелов; *Зона 1(ПБ: 28м по вертикали от земли; 28м по горизонтали от факельного ствола; *Зона 2 (ПБ): 2м по вертикали и горизонтали от зоны 1; *Примечание: Во время пуска в работу установки.
Верх факельного ствола	Г	-	-	Во время нормального режима эксплуатации
Запорная арматура, установленная на трубопроводах, проложенных на эстакаде, расположенных на открытых площадках	A _н	B-1г	ПА-Т3 ПА-Т1	Зона В-1г (ПУЭ): 3м по горизонтали и вертикали от запорной арматуры; Зона 1 (ПБ): 1,5м по горизонтали и вертикали от запорной арматуры; Зона 2 (ПБ): 1,5м по вертикали, 5,5м по горизонтали от зоны 1, высотой 1 м

1.5 Обеспечение безопасности и защитные системы

1.5.1 Расстояния между зданиями, сооружениями и строениями, от складов, открытых технологических установок, агрегатов и оборудования до зданий, сооружений и строений, между складами, открытыми технологическими установками, агрегатами и оборудованием, до зданий, сооружений и строений на территории производственного объекта в зависимости от степени огнестойкости, категории зданий по взрывопожарной и пожарной опасности и других характеристик должны исключать возможность перехода пожара от одного здания, сооружения или строения к другому [6].

1.5.2 Для зданий, сооружений и строений должно быть обеспечено устройство:

- пожарных проездов и подъездных путей к зданиям, сооружениям и строениям для пожарной техники, специальных или совмещенных с

функциональными проездами и подъездами;

- наружных пожарных лестниц и других средств подъема личного состава подразделений пожарной охраны и пожарной техники на этажи и на кровлю зданий, сооружений и строений;

- противопожарного водопровода, в том числе совмещенного с хозяйственным или специального, сухотрубов и пожарных емкостей (резервуаров);

- системы противодымной защиты путей следования личного состава подразделений пожарной охраны внутри здания, сооружения и строения;

- индивидуальных и коллективных средств спасения людей.

1.5.3 Для взрывопожароопасных технологических процессов должны использоваться системы:

- противоаварийной защиты;

- предотвращения пожаров;

- противопожарной защиты;

- газовой безопасности.

обеспечивающие безопасную остановку или перевод процесса в безопасное состояние, в случае критического отклонения от предусмотренных технологическим регламентом параметров [2] .

1.5.4 Автоматические установки пожаротушения должны обеспечивать ликвидацию пожара поверхностным или объемным способом подачи огнетушащего вещества в целях создания условий, препятствующих возникновению и развитию процесса горения.

1.5.5 Система пожаротушения на объектах добычи, хранения, переработки и транспортирования нефти и нефтепродуктов должна удовлетворять следующим требованиям:

- система пожаротушения должна эффективно подавлять процессы горения нефти и нефтепродуктов;

- система пожаротушения в сочетании с системой обнаружения пламени должна обладать инерционностью менее 10 секунд и подавлять пожар в его

начальной стадии, не давая конструкциям прогреться до температуры вспышки нефтепродукта;

- температурный диапазон эксплуатации системы должен соответствовать российским климатическим условиям: от минус 50 до плюс 50 градусов Цельсия;

- эксплуатационные расходы на обслуживание системы должны быть минимальными, а огнетушащее вещество (ОТВ) не должно нуждаться в замене в течение всего периода эксплуатации;

- огнетушащее вещество не должно оказывать разрушающего воздействия на оборудование и конструкции.

1.5.6 Автоматические установки пожаротушения и пожарной сигнализации должны обеспечивать автоматическое обнаружение пожара, подачу управляющих сигналов на технические средства оповещения людей о пожаре и управления эвакуацией людей, приборы управления установками пожаротушения, технические средства управления системой противодымной защиты, инженерным и технологическим оборудованием.

1.5.7 Автоматические установки пожарной сигнализации должны обеспечивать информирование дежурного персонала об обнаружении неисправности линий связи и технических средств оповещения людей о пожаре и управления эвакуацией людей, управления системами противопожарной защиты, приборами управления установками пожаротушения.

1.6 Статистика по пожарам и авариям на ОПО

1.6.1 По данным Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору, основную опасность для предприятий нефтегазовой отрасли представляют пожары – 58,5 %, загазованность – 17,9 % и взрывы – 15,1 % от общего числа опасных ситуаций (Рисунок 1.1) [3]



Рисунок 1.1 - Основные опасности нефтегазовых производств

1.6.2 Основные причины опасных событий на предприятиях нефтегазового комплекса одинаковы, разница в оценке статистических данных. По данным Академии ГПС МЧС России [5] они представлены так (Рисунок 1.2). Очевидно, что человеческий фактор (нарушение правил техники безопасности, некачественный монтаж и ремонт оборудования) играет преобладающую роль.

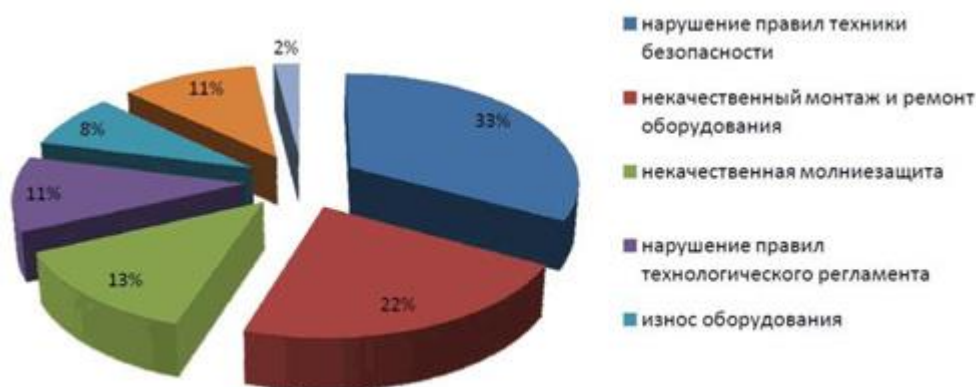


Рисунок 1.2- Причины опасных событий на объектах нефтегазовой отрасли

1.6.3 Распределение количества аварий по видам технологического оборудования[4]:

- технологические трубопроводы.....	31,2 %
- насосные станции	18,9 %
- емкостные аппараты (теплообменники, дегидраторы).....	15,0 %
- печи.....	11,4 %
- ректификационные, вакуумные и прочие колонны.....	11,2 %
- промканализация	8,5 %

- резервуарные парки.....3,8 %

1.6.4 Причины возникновения пожаров:

- неисправности технологического оборудования и нарушения технологического процесса.....25 %

- неисправности электрооборудования.....23 %

- неосторожное обращение с огнем.....20 %

- огневые ремонтные работы.....13 %

- прочие (в т. ч. не установленные) причины.....19 %

1.6.5 Статистический анализ пожаров на объектах хранения, переработки и транспортировки нефти и нефтепродуктов, проведенный за последние 20 лет, показывает, что из 200 пожаров 92% возникло в наземных резервуарах. Из них:

- в резервуарах с нефтью.....26 %

- в резервуарах с бензином.....49 %

- в резервуарах с мазутом, дизтопливом и керосином.....24 %

1.6.6 Чаще всего пожары возникали в резервуарах среднего и малого парка, типа РВС-5000 (до 32%), РВС-3000 и менее (около 27%).

1.7 Причины проявления опасных событий на ОПО[19]

1.7.1 Аварии на открытых площадках наиболее опасны вследствие разветвленности сети технологических коммуникаций, большой плотности насыщения территории и высокого содержания установок, чем в замкнутых производственных зданиях. А возникновение опасных событий чаще всего происходит во время нормальной работы технологических установок.

1.7.2 Наиболее опасное оборудование технологических установок с большим количеством взрывопожароопасного вещества (колонны, ёмкости, печи и др.) находится на открытых площадках, поэтому развитие аварийной ситуации при разгерметизации аппарата, возможно, условно разделить на следующие стадии:

- появление технической причины, приводящей к разгерметизации аппарата;

- разгерметизация аппарата, выброс технологической среды (взрывопожароопасного вещества);
- образование взрывоопасного парогазового облака;
- при появлении источника зажигания возникновение опасного события (взрывное горение облака, или горение облака, или образование "огненного шара").

1.7.3 Износ оборудования является одним из значительных факторов опасности, влияющих на состояние промышленной безопасности ОПО, возникновения отказов, разгерметизации технических устройств, приводящих к авариям, сопровождающимся взрывами и разрушениями.

1.7.4 Основные причины, которые могут привести к аварии на ОПО:

- отступление от норм технологического регламента;
- нарушение инструкций безопасного производства работ;
- несвоевременная ревизия и ремонт трубопроводов, аппаратов, насосов, арматуры;
- некачественная подготовка трубопроводов и другого оборудования после ремонта;
- неисправность средств автоматизации;
- отключение электроэнергии;
- прекращение подачи сырья;
- коррозия аппаратов и трубопроводов;
- опасные метеорологические условия (шквалистый ветер, обледенение, резкое сильное похолодание и т.д.).

1.7.5 К основным причинам пожаров и загораний относятся следующие:

- нарушение технологического процесса и неисправность оборудования (арматуры, трубопроводов);
- отказ в работе технологического и электрооборудования, устройств контроля, управления и защиты;
- неосторожное обращение с огнем и электроприборами;

- короткое замыкание электрических проводов и возникновение разрядов, вызываемых статическим электричеством;
- нарушение правил пожарной безопасности при производстве электрогазосварочных и других огневых работ.

2 МЕРЫ ПОЖАРОВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОГНЕВЫХ РАБОТ В ОБЩЕСТВЕ

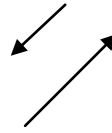
2.1 Организация огневых работ на объектах Общества

Схема 1 - Реализация процесса «Организация огневых работ»



Исполнители работ

2. Выполнение работ.
3. Выполнение требований безопасности при проведении работ.
4. Подготовка к сдаче объекта (места работ) по окончании.



2.2 Проведение огневых работ

2.2.1 К огневым работам на взрывопожароопасных объектах относят все производственные операции, связанные с применением открытого огня, искрообразованием и нагреванием до температур, способных вызвать воспламенение материалов и конструкций:

- электро-газосварка;
- электро-газорезка;
- бензо-, керосина и кислородная резка;
- паяльные работы;
- механическая обработка металла с выделением искр;
- прочее.

2.2.2 Допуск к производству огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах, в том числе и в аварийных случаях, осуществляется посредством оформления наряда-допуска (Приложение №1).

2.2.3 Наряд-допуск на производство огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах составляется в двух экземплярах и передается лицам, ответственным за подготовку и проведение огневых работ, для выполнения мероприятий, указанных в нем.

2.2.4 Наряд-допуск оформляется отдельно на каждый вид огневых работ и действителен в течение одной дневной рабочей смены. Если эти работы не закончены в установленный срок, то наряд-допуск может быть продлен лицом, выдавшим его, не более чем на одну смену.

2.2.5 Исполнители могут приступить к проведению огневых работ только с разрешения лица, ответственного за проведение огневых работ.

2.2.6 В аварийных случаях наряд-допуск на проведение огневых работ может выдаваться без соответствующего его утверждения. В этом случае огневые работы проводятся под непосредственным руководством лица, выдавшего

наряд-допуск с обязательным уведомлением главного инженера Общества по телефону.

2.3 Должностные лица и исполнители при проведении огневых работ:

2.3.1 Должностные лица:

- лица, имеющие право утверждать наряд-допуск назначаются приказом по Обществу из числа руководителей и специалистов подразделений;

- лица, имеющие право выдавать наряд-допуск назначаются приказом по Обществу из числа руководителей и специалистов подразделений;

- лица, ответственные за проведение подготовительных работ назначаются руководителем или специалистами подразделений, перед началом работ из числа инженерно-технического персонала данного объекта, аттестованных в установленном порядке по промышленной безопасности;

- лица, ответственные за проведение огневых работ назначаются руководителем или специалистами подразделений, из числа инженерно-технического персонала данного объекта, не занятого в данное время ведением технологического процесса, аттестованных в установленном порядке по промышленной безопасности;

2.3.2 Разрешается назначать ответственным за выполнение подготовительных работ и ответственным за проведение огневых работ одного работника при следующих условиях:

- должностное лицо цеха, выдавшее наряд-допуск, должно непосредственно на месте огневых работ перед их проведением проверить выполнение мероприятий, обеспечивающих пожарную безопасность, либо выделить для этого ответственного из числа специалистов цеха, аттестованного по промышленной безопасности в установленном порядке;

- данный работник может быть назначен только из числа руководителей или специалистов объекта, на котором производятся огневые работы;

- данный работник на время проведения огневых работ не должен быть занят ведением технологического процесса и должен находиться непосредственно на месте работ, контролировать данный процесс.

2.3.3 Исполнителями огневых работ являются:

- электросварщик;
- газосварщик;
- газорезчик;
- бензорезчик;
- паяльщик;
- и т.п.

2.3.4 Исполнители огневых работ назначаются начальником цеха, начальником приема-сдаточного пункта (ПСП) персонально для каждого отдельного вида работ, из числа персонала имеющих удостоверение соответствующей квалификации, а также прошедшие в установленном порядке проверку знаний требований пожарной безопасности.

2.4 Согласование нарядов-допусков

2.4.1 Наряд-допуск подлежит согласованию с должностными лицами пожарных постов на месторождении, в части обеспечения мер пожарной безопасности и наличия на месте проведения огневых работ исправных первичных средств пожаротушения:

- внутренний пожарный кран;
- огнетушитель;
- лопата;
- песок;
- кошма (противопожарное или асбестовое полотно).

2.4.2 Порядок согласования наряда-допуска с другими отделами и службами Общества, а также необходимость контроля за выполнением мер безопасности

при проведении огневых работ со стороны службы техники безопасности, определяется инструкциями, разрабатываемыми в цехах. В наряде-допуске должно быть оформлено согласование или делается запись «не требуется».

2.4.3 Первый экземпляр наряда-допуска остается у лица, ответственного за проведение огневых работ, второй — передается должностному лицу пожарного поста, для осуществления необходимого контроля (наличия средств пожаротушения, соблюдение правил пожарной безопасности при проведении данного вида работ).

2.4.4 Огневые работы должны немедленно прекращаться по первому требованию официального представителя:

- Госпожнадзора;
- Госгортехнадзора;
- пожарного поста на месторождении;
- начальника ДПД объекта.

2.4.5 Огневые работы также должны быть немедленно прекращены:

- при обнаружении отклонений от требований нормативных документов в области безопасности;
- при несоблюдении мер безопасности, предусмотренных нарядом-допуском;
- при возникновении опасной ситуации.

3 ПЛАН ЛОКАЛИЗАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ АВАРИЙ НА УСТАНОВКЕ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ (УПН)

3.1 Перечень возможных основных аварий на УПН

- Нарушение герметичности на участке трубопровода от входной гребёнки до Зд № 265э, с выбросом большого количества нефти и попутного нефтяного газа, без возгорания.

- Нарушение герметичности на участке трубопровода по выходу нефти из НГСВ, от Зд № 13 до Зд № 8, 39 и 340э (вход нефти в КС), с выбросом большого количества нефти и попутного нефтяного газа, с возгоранием.

- Нарушение герметичности НГСВ, с выбросом большого количества нефти и попутного нефтяного газа, без возгорания.

- Нарушение герметичности НГСВ, с выбросом большого количества нефти и попутного нефтяного газа, с возгоранием.

- Нарушение герметичности на участке трубопровода от Зд № 345э до Зд № 350э (змеевик ПП-1.6 №1, левый контур), с выбросом большого количества нефти и попутного нефтяного газа, с возгоранием.

- Нарушение герметичности ёмкости (бака) с промежуточным теплоносителем ПП-1.6 №1, с выбросом большого количества пресной воды, без возгорания.

- Нарушение герметичности КС, с выбросом большого количества нефти, подтоварной воды и попутного нефтяного газа, без возгорания.

- Нарушение герметичности КС, с выбросом большого количества нефти, подтоварной воды и попутного нефтяного газа, с возгоранием.

- Нарушение герметичности РВС № 1, с выбросом большого количества нефти, подтоварной воды и попутного нефтяного газа, без возгорания.

- Нарушение герметичности РВС № 1, с выбросом большого количества нефти, подтоварной воды и попутного нефтяного газа, с возгоранием.

- Нарушение герметичности насоса Н-1/1, Н-1/2 (насосная станция внутренней перекачки нефти), с выбросом большого количества нефти и попутного нефтяного газа, без возгорания.

- Нарушение герметичности насоса Н-1/1, Н-1/2 (насосная станция внутренней перекачки нефти), с выбросом большого количества нефти и попутного нефтяного газа, с возгоранием.

- Нарушение герметичности насоса Н-3/1, Н-3/2 (насосная станция внешней перекачки нефти), с выбросом большого количества нефти и попутного нефтяного газа, без возгорания.

- Нарушение герметичности насоса Н-3/1, Н-3/2 (насосная станция внешней перекачки нефти), с выбросом большого количества нефти и попутного нефтяного газа, с возгоранием.

- Нарушение герметичности СИКН (Система измерений количества и показателей качества нефти), с выбросом большого количества попутного нефтяного газа, без возгорания.

- Нарушение герметичности СИКН (Система измерений количества и показателей качества нефти), с выбросом большого количества попутного нефтяного газа, с возгоранием.

- Разлив нефти или растворителя без возгорания на рабочем месте, на складе в лаборатории.

- Возгорание электропроводки в помещении лаборатории.

3.2 Оперативная часть Плана

3.2.1 Оперативная часть (Таблица 2)

Таблица 2- Оперативная часть

Виды возможных ЧС, аварий	Действия лиц технического персонала	Исполнители
1	2	3
1. Нарушение герметичности технологических трубопроводов различного диаметра или оборудования с выбросом большого количества нефти и попутного	1. Сообщить диспетчеру нефтепромысла (радиостанция, телефон:20-01). 2. Оценить аварийную ситуацию. Объявить на УПН аварийное положение (по громкоговорящей системе оповещения «Inter-M»). 3. Вызвать оперативные службы к месту аварии (пожарный пост, СБ, энергослужба, медик), объявить сбор членов ДПД. 4. Прекратить огневые, ремонтные, строительно-монтажные работы, если	Оперативный персонал УПН, ремонтная группа, водители спец.техники, члены ДПД, расчет пожарного поста, работники

<p>нефтяного газа, без возгорания</p>	<p>таковые ведутся на УПН.</p> <p>5. Эвакуировать людей не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии.</p> <p>6. Произвести отключение аварийного участка, согласно технологической схемы.</p> <p>7. Оградить аварийную зону сигнальной лентой, выставить предупредительные знаки (аншлаги).</p> <p>8. При отнесении аварии к категории ЧС действовать в соответствии с планом ликвидации аварийных разливов нефти (ПЛАРН).</p> <p>9. Произвести осмотр аварийного участка с целью выявления места нарушения герметичности.</p> <p>10. Оформить наряд-допуск на подготовку и проведение работ по ликвидации аварии.</p> <p>11. Приступить к ликвидации последствий аварии согласно мероприятиям и наряда-допуска.</p> <p>12. По окончании восстановительных работ, произвести запуск в работу УПН, согласно инструкции по запуску.</p>	<p>служб обеспечения промысла</p>
<p>2. Нарушение герметичности</p>	<p>1. Сообщить диспетчеру нефтепромысла (радиостанция, телефон:20-01).</p>	<p>Оперативный персонал</p>

<p>технологических трубопроводов различного диаметра или оборудования с выбросом большого количества нефти и попутного нефтяного газа, с возгоранием</p>	<ol style="list-style-type: none"> 2. Вызвать оперативные службы к месту аварии (пожарный пост, СБ, энергослужба, медик), объявить сбор членов ДПД. 3. Оценить аварийную ситуацию. Объявить на УПН аварийное положение (по громкоговорящей системе оповещения «Inter-M»). 4. Прекратить огневые, ремонтные, строительно-монтажные работы, если таковые ведутся на УПН. 5. Эвакуировать людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии. 6. Произвести отключение аварийного участка, согласно технологической схемы. 7. Оградить аварийную зону сигнальной лентой, выставить предупредительные знаки (аншлаги). 8. Провести мероприятия по локализации с последующей ликвидацией пожара, силами пожарного поста и ДПД (по возможности задействовать систему пожаротушения объекта). 9. При отнесении аварии к категории ЧС действовать в соответствии с планом ликвидации аварийных разливов нефти (ПЛАРН). 	<p>УПН, ремонтная группа, водители спец.техники, члены ДПД, расчет пожарного поста, работники служб обеспечения промысла</p>
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

	<p>10. Произвести осмотр аварийного участка с целью выявления места нарушения герметичности.</p> <p>11. Оформить наряд-допуск на подготовку и проведение работ по ликвидации аварии.</p> <p>12. Приступить к ликвидации последствий аварии согласно мероприятиям и наряда-допуска.</p> <p>13. По окончании восстановительных работ, произвести запуск в работу УПН, согласно инструкции по запуску.</p>	
--	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--

3.3 Перечень имущества, инструмента для ликвидации аварий на УПН

3.3.1 Список инструмента, средств индивидуальной защиты, средств пожаротушения и других материалов находящихся на УПН (Таблица 3)

Таблица 3-Список инструмента, СИЗ и других материалов находящихся на УПН

Наименование	Место нахождения	Един. изм.	К-во
1	2	3	4
Противогаз шланговый ПШ-.1 (ТУ 6-16-2053-76)	Шкаф в операторной УПН	шт.	1
Противогаз шланговый ПШ-2 (ТУ 6-16-2054-76). Фильтрующий противогаз (ТУ 6-19-1976-75) с коробкой большого габарита марки А -1 комплект (маска: №3 – 2 шт., № 2 – 2 шт.).		шт.	1

Аккумуляторный светильник во взрывобезопасном исполнении.		Шт.	1
Ключи гаечные, обмедненные: 11х9 – 2шт.; 11х13 – 2шт.; 17х13 – 2шт.; 17х19-2шт.; 19х22 – 2шт.; 22х24 – 2шт.; 24х27 – 2шт.; 27х30 – 2шт.; 30х32 – 2шт.; 32х36-2шт.		К-Т	1
Ключ газовый: № 2 – 1 шт., № 3 – 1 шт.		К-Т	1
Смазка ЦИАТИМ – 1 банка.		К-Т	1
Прокладки паронитовые: Ø57-2шт; Ø89-2шт; Ø108-2шт; Ø159-2шт; Ø219-2шт;		К-Т	1
Заглушки Ру16, Ст.20: Ø57-2шт; Ø89-2шт; Ø108-2шт; Ø159-2шт; Ø219-2шт;		К-Т	1
Заглушки Ру40, Ст.20: Ø57-2шт; Ø89-2шт; Ø108-2шт; Ø159-2шт; Ø219-2шт;		К-Т	1
Заглушки Ру63, Ст.20: Ø57-2шт; Ø89-2шт; Ø108-2шт; Ø159-2шт; Ø219-2шт;		К-Т	1
Зубило слесарное обмедненное.		Шт.	1
Набор гаек и болтов		К-Т	1
Молоток слесарный обмедненный		шт.	1
Перчатки резиновые (ГОСТ 20010-74) или кислотощелочестойкие		пар.	2
Фартук из ткани прорезиненный У-9 1 (ТКАНЬ лст-28)		шт.	1
Костюм из ткани прорезиненный ДС-23 или Нд-59ПК (ТУ 17-08-53-76)		К-Т	2
Сапоги противощелочекислотные (ТУ 38-106196-73)		пар.	2
Сапоги резиновые формовые		пар.	2

Рукавицы кислотозащитные КР		пар.	2
Хомуты аварийные в комплекте со шпильками для каждого диаметра труб по 2 шт. (диаметры: 57, 89, 108, 159, 219, 273 мм)-12 шт.		к-т	1
Манометры технические 10, 40, 60, 100 атм. По одному каждого –4шт.		к-т	1
Вентиль игольчатый под манометр ½'' - 4 шт. и ¾'' -4 шт.		к-т	1
Спасательный пояс ГОСТ Р 12.4.205-99, ГОСТ Р 12.4.224-99 (ТУ 8786-012-47135711-2007)		к-т	1
Сигнальная лента		шт.	2
Сорбент для сбора нефти	Технический склад УПН	кг.	20
Пояс предохранительный		шт.	2
Предупредительные знаки, аншлаги		к-т	1
Рукав пожарный Ø =51, 66, 77		шт.	2
Боновые заграждения		к-т	1
Ящик для песка	Пожарные щиты на территории, технические помещения УПН	шт.	8
Лопата совковая		шт.	7
Лопата штыковая		шт.	7
Лом пожарный		шт.	7
Багор пожарный		шт.	7
Ведро пожарное		шт.	14
Полотно п/пожарное		шт.	7
Огнетушитель углекислотный ОУ-3,5		шт.	8
Огнетушитель порошковый ОП-4,8,50,100		шт.	17

3.4 Последовательность привлекаемой техники, вызываемой на ликвидацию аварии, пожара

3.4.1 Для ликвидации последствий аварий привлекается следующая техника Общества (Таблица 4)

Таблица 4- Перечень техники, вызываемой на ликвидацию аварии

Наименование авто- и спецтехники	Кол-во	Производимые Мероприятия	Примечание
1	2	3	4
Камаз-4208-11-13 (вахта)	1	Для перевозки работников	Количество техники определяет ответственный руководитель работ (ОТР).
Камаз-65222-63 самосвал	1	Для завоза грунта на отсыпку	
Бульдозер	1	Для формирования обваловки	
Урал- МКТ25,5 автокран	1	Для разбора конструкций	
Урал-4320АКН-10	2	Для откачки розливов	
Урал-5557 АЦ-40-6/6 пожарная	1	Для ликвидации горения	

3.5 Отключение электричества, остановка оборудования при ЧС

3.5.1 При большой загазованности территории (выбросе большого облака газа), большом разливе нефтепродуктов на территории УПН, необходимо:

- произвести отключение электроэнергии на данном участке представителями энергослужбы объекта, перекрыть поступление нефтепродукта;

- при необходимости заглушить газопоршневые электростанции (ГПЭС)

и дизельэлектростанции (ДЭС) энергокомплекса, расположенные в непосредственной близости с УПН.

3.5.2 Во всех случаях в последнюю очередь прекращается подача электроэнергии на установки (системы) противопожарной защиты УПН.

3.6 Контроль доступа в опасную зону

3.6.1 В случае возникновения на территории УПН аварийной ситуации (авария, пожар) на путях подъезда, подхода к территории УПН организуются пропускные пункты, с привлечением работников ЧОП, выставляются запрещающие знаки, сигнальные ленты.

3.6.2 Проезд автотранспорта и проход посторонних лиц, не участвующих в ликвидации ЧС, на территорию объекта запрещается, до особого распоряжения руководителя объекта.

4 НЕШТАТНЫЕ АВАРИЙНО-СПАСАТЕЛЬНЫЕ ФОРМИРОВАНИЯ (НАСФ)

4.1 Основания для создания НАСФ

4.1.1 В целях своевременного принятия мер по обеспечению пожарной безопасности объектов и прилегающих к объектам лесных массивов от пожаров, а также проведение аварийно-восстановительных работ при ликвидации аварий, в соответствии с требованиями нормативных документов [9,12,13,14,15,17,18], в организациях на период эксплуатации установки подготовки нефти (УПН), распоряжением руководителя создаются добровольная пожарная дружина и аварийно-восстановительная бригада (Приложения №2, №3).

4.2 Формирование добровольной пожарной дружины (ДПД)

4.2.1 ДПД создаются в целях обеспечения соблюдения требований действующих норм и правил пожарной безопасности, постановлений, распоряжений органов власти, приказов и распоряжений собственников организаций (работодателей), проведения мероприятий по предупреждению и

тушению пожаров.

4.2.2 Задачи добровольной пожарной дружины:

- контроль за выполнением и соблюдением на объекте (в цехе) противопожарного режима;
- проведение разъяснительной работы среди рабочих и служащих по соблюдению противопожарного режима на объекте (в цехе);
- надзор за исправным состоянием первичных средств пожаротушения и готовностью их к действию;
- вызов пожарных команд и принятие немедленных мер к тушению возникшего очага пожара, имеющимся на объекте (в цехе) средствами пожаротушения;
- участие в отработке практических навыков в ходе занятий и тренировок на объектах;
- участие в случае необходимости в боевых расчетах на пожарных автомобилях, мотопомпах и других передвижных и стационарных средствах пожаротушения, а также на дежурствах (в исключительных случаях) в цехах и на других объектах, согласно Табеля (Таблица 5).

Таблица 5- Табель боевого расчета ДПД УПН

Состав и номер расчета	Должность, Ф.И.О.	Основные обязанности при ведении боевой работы на пожаре, аварии
1	2	3
Начальник отделения	1.Начальник УПН 2.Начальник УПН	Сообщает руководству необходимую информацию. Дублирует вызов на пожарный пост. Организует эвакуацию людей. Организует обесточивание горящего помещения (участка), останавливает тех.процесс. До прибытия пожарного подразделения,

		руководит проведением аварийно-спасательными работами. При необходимости даёт команду о запуске насосной станции пожаротушения.
Боец №1	1.Оператор ООУ 2.Оператор ООУ	С бойцом №4 от пож.павильона прокладывает магистральную линию D=77мм. с установкой разветвления РТ-80. В дальнейшем работает с ручными стволами на тушении пожара. При незначительном возгорании, тушит пожар первичными средствами пожаротушения.
Боец №2	1.Оператор товарный 2.Оператор товарный	От пож.павильона совместно с бойцом №3 прокладывает рабочую линию D=51 мм. В дальнейшем работает с ручными стволами на охлаждении конструкций. При незначительном возгорании, тушит пожар первичными средствами пожаротушения.
Боец №3	1.Оператор ООУ 2.Оператор ООУ	От пож.павильона совместно бойцом №2 прокладывает рабочую линию D=51 мм. В дальнейшем работает с ручными стволами на защиту от возгорания других объектов. При необходимости с бойцом №2 устанавливает переносной лафетный ствол ПЛС-20П. При незначительном возгорании, тушит пожар первичными средствами пожаротушения. По необходимости

		участвует в остановке тех процесса.
Боец №4	1.Оператор товарный 2.Оператор ООУ	С бойцом №1 от пож.павильона прокладывает магистральную линию D=77мм.для подачи пены с установкой разветвления РТ-80. В дальнейшем работает с ручными стволами или ГПС-600 на тушении пожара. При незначительном возгорании, тушит пожар первичными средствами пожаротушения.
Боец №5	1.Оператор товарный 2.Оператор товарный	Запускает насосную станцию пожаротушения. Выполняет распоряжения РТП. По необходимости оказывает помощь по остановке тех.процесса на участках находящихся в непосредственной близости от возгорания.

4.3 Формирование аварийно-восстановительной бригады

4.3.1 Аварийно-восстановительные бригады предназначаются для проведения аварийно-спасательных и других неотложных работ в соответствии с их предназначением в организации, на базе которых они созданы.

4.4 Организация пожарной охраны предприятия

4.4.1 Создание и содержание пожарной охраны предприятия осуществляется за счет собственных средств, и в порядке, устанавливаемом Правительством Российской Федерации[16].

4.4.2 На пожарную охрану предприятия возлагаются следующие задачи:

- по организации предупреждения пожаров;
- проведение аварийно-спасательных работ на пожаре;
- по локализации и тушению возникших очагов пожара;

4.4.3 Организация предупреждения пожаров включает в себя:

- контроль за соблюдением на предприятии требований пожарной безопасности;
- разработку и реализацию, в пределах предоставленной компетенции, мер пожарной безопасности.

4.4.4 Личным составом пожарной охраны для осуществления работы по предупреждению пожаров организуется наблюдение за противопожарным состоянием объектов предприятия.

4.4.5 Спасание людей при пожаре проводится с использованием способов и технических средств, обеспечивающих наибольшую безопасность и, при необходимости, с осуществлением мероприятий по предотвращению паники.

4.4.6 Спасание имущества при пожаре осуществляется по указанию руководителя тушения пожара (РТП) в порядке важности и неотложности выполнения боевых задач.

4.4.7 Проведение спасательных работ при пожаре прекращается после осмотра всех мест возможного нахождения людей и отсутствия нуждающихся в спасении.

4.4.8 Проведение аварийно-спасательных работ (АСР), осуществляемых пожарной охраной, представляет собой действия по спасению людей, имущества и (или) доведению до минимально возможного уровня воздействия опасных факторов, характерных для аварий, катастроф и иных чрезвычайных ситуаций.

4.4.9 При проведении АСР создаются условия, препятствующие развитию пожаров, а также аварий, катастроф и иных чрезвычайных ситуаций и обеспечивающих их ликвидацию.

4.4.10 Для выполнения функций по тушению пожаров пожарная охрана предприятия оснащена мобильной пожарной техникой, средствами связи и имеющимися на предприятии средствами пожаротушения (Рисунок 4.1-4.4).

4.4.11 Личный состав пожарной охраны, находящийся на дежурстве, обеспечен средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД), а также ручным пожарным инструментом, средствами освещения (электрическим фонарем)

4.4.12 При выявлении нарушения требований пожарной безопасности, создающего угрозу возникновения пожара и безопасности людей на территориях объектов Общества, а также на территориях подведомственных организациях, руководящий состав ведомственной пожарной охраны имеет право приостановить полностью или частично работу как организации так и любого отдельного производства или вида работ.



Рисунок 4.1- Пожарная охрана предприятия



Рисунок 4.2- Оснащение пожарным имуществом



Рисунок 4.3- Тренировки работников пожарного поста



Рисунок 4.4- Тушение лесного пожар

5 АВАРИЙНО СПАСАТЕЛЬНОЕ ФОРМИРОВАНИЕ

5.1 Профессиональное АСФ

5.1.1 На основании требований руководящих документов, в целях безопасного производства работ ОБЩЕСТВО заключает договор на оказание услуг по обслуживанию ОПО, осуществляющего добычу, транспортировку, переработку, хранение и использование нефти и нефтепродуктов с профессиональным аварийно-спасательным формированием.

5.1.2 Аварийно-спасательное формирование для ликвидации разливов нефти (АСФ(Н)) – формирование (подразделение) для ликвидации разливов нефти, созданное в Организации, состоящее из подразделений спасателей, аттестованное в соответствии с законодательством Российской Федерации и оснащенное специальными техническими средствами, оборудованием, снаряжением и материалами[17].

5.1.3 В подразделении должно осуществляться круглосуточное дежурство, а оперативный состав оснащен современными средствами связи, что позволяет в любое время суток немедленно выехать на место чрезвычайной ситуации и приступить к ликвидации аварии. Центр должен оказывать полный спектр услуг, в части поддержания в постоянной готовности сил и средств к локализации и ликвидации последствий аварий (далее ЧС) на опасных производственных объектах (далее ОПО), вызванные разливами нефти и нефтепродуктов.

5.1.4 Основные виды деятельности АСФ:

- Прочая деятельность по обеспечению безопасности в чрезвычайных ситуациях (разведка зоны ЧС, ввод сил и средств АСФ, разборка завалов, устройство проездов, ликвидация последствий ЧС на суше и внутренних водах связанные с разливов нефти и нефтепродуктов и т.д.);

- Науки естественные и технические (исследования и разработки);

- Мусор, хлам и твердые отходы (удаление и обработка);

- Образование дополнительное для специалистов со средним профессиональным образованием;

- Окружающая природная среда (мониторинг состояния и загрязнения);

- Универсальный ассортимент товаров (торговля через агентов).

5.1.5 Для успешной ликвидации аварий и их последствий подразделение должно оснащено большим числом специальных технических устройств и оборудования, а также имеется автомобильная и гусеничная спец.техника.

5.2 Порядок привлечения АСФ

5.2.1 При возникновении аварийной ситуации на ОПО для локализации и ликвидации аварийного разлива нефти, будут привлекаться силы ОБЩЕСТВА и специализированных организаций в соответствии с заключенными договорами.

5.2.2 Силы и средства профессионального АСФ до ОПО доставляются: автотранспортом или вертолетом - в летний период автотранспортом по зимнику – в зимний период.

5.2.3 Оперативная группа профессионального АСФ принимают основное участие в ликвидации аварийных разливов и сборе нефти, подчиняется назначенному руководителю работ.

6 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ЧС НА ОПО

6.1 Пути предупреждения

6.1.1 Несмотря на значительные успехи в деле обеспечения пожарной безопасности, на производствах непростительно часто происходят аварии, взрывы, пожары, зачастую с человеческими жертвами. Эта картина наблюдается не только в нашей стране, но и во всех индустриально развитых странах мира.

6.1.2 Обеспечение безаварийной работы опасных производственных объектов осуществляется по нескольким основным направлениям, в том числе за счет предупредительно-профилактических работ, достижения необходимой надежности и безопасности добычи, подготовки и транспорта нефти.

6.1.3 Предотвращение аварийных разливов нефти (АРН) достигается:

- прогнозированием возникновения возможных ЧС, а также последствий возможных разливов нефти;

- подготовка персонала в соответствии с требованиями по безопасной эксплуатации технологического оборудования, а также к действиям при возникновении ЧС;

- подготовка и проведение тренировок, специальных и комплексных

учений АСФ по локализации и ликвидации возможных разливов нефти;

- своевременное обслуживание и поддержание в исправном состоянии технологического оборудования объектов, проведение соответствующих испытаний;

- поддержание в состоянии готовности сил и средств ОБЩЕСТВА к немедленной локализации и ликвидации разливов нефти;

- заблаговременное планирование мероприятий по локализации и ликвидации разливов нефти.

6.1.4 Организационные мероприятия по предотвращению АРН:

- производится контроль состояния оборудования, коммуникаций, арматуры, сальников и торцевых уплотнений насосов путем визуального осмотра;

- проведение периодического обследования и дефектоскопии сварных соединений трубопроводов и оборудования;

- проведение испытаний на прочность оборудования и трубопроводов перед пуском после монтажных и профилактических работ;

- поддержание в постоянной готовности сил и средств ликвидации аварий и последствий разливов нефти;

- поддержание в готовности средств доставки сил и технических устройств для ликвидации аварий к аварийным участкам;

- подготовка обслуживающего персонала к действиям в ЧС;

- создание и хранение аварийного комплекта инструмента и технических средств для ликвидации последствий аварий и для борьбы с разливами нефти.

6.1.5 Технические мероприятия по предотвращению АРН:

- для защиты от прямых ударов молнии зданий и сооружений выполнена молниезащита;

- для защиты наружных установок от вторичного проявления молнии все металлические корпуса присоединены к заземлителю;

- электрооборудование, кабели применены во взрывозащищенном исполнении;
- ремонтные работы проводятся с использованием искробезопасного инструмента;
- территории и объекты оснащены первичными средствами пожаротушения;
- непрерывный (по показаниям приборов, путем обхода и визуального осмотра) контроль состояния оборудования, коммуникаций, арматуры, сальников и торцевых уплотнений насосов, состояния сварных швов трубопровода, резервуара;
- проведение профилактических осмотров оборудования и арматуры резервуаров и емкостей;
- проведение мероприятий при подготовке к зимнему периоду эксплуатации, направленных на предотвращение замерзания клапанов, запорных и вентиляционных устройств;
- проведение периодического обследования технического, коррозионного состояния запорной арматуры и дефектоскопии сварных соединений трубопроводов и оборудования.

6.1.6 Мероприятия по резервуарному парку:

- резервуары оснащены дыхательными и предохранительными клапанами, уровнемерами, сигнализаторами уровня, приемо-раздаточными патрубками, люками, устройством размыва донных отложений типа «Тайфун»;
- расположение резервуаров – наземное на специально устроенном основании, обвалование высотой более 1 м;
- имеются горизонтальные дренажные подземные емкости объемом 16; 12,5 и 8 м³;
- в качестве запорной арматуры используются задвижки клиновые с выдвигаемым шпинделем;
- имеется аварийный запас сорбента.

6.1.7 Нефть является хорошим диэлектриком, сохраняет электрические заряды

в течение длительного времени.

6.1.8 Нейтрализация статического электричества достигается:

- путем заземления корпусов оборудования, коммуникаций;
- выполнением полов в блочно-комплектных зданиях электропроводными;
- заполнение емкостного оборудования, резервуаров под уровень жидкости, либо через трубопроводы налива, опущенные до дна емкости.

6.2 Пожарная безопасность

6.2.1 Пожаробезопасность объектов обеспечена рядом противопожарных мероприятий, согласно требований руководящих документов[2,6,7,9,20,21]:

- сооружения размещены с соблюдением противопожарных расстояний между ними;
- выполнена молниезащита, защита оборудования и трубопроводов от электрической и электромагнитной индукции;
- все наружные площадки обеспечены осветительной аппаратурой;
- используемое технологическое электрооборудование принято во взрывозащищенном исполнении;
- технологические трубопроводы проложены надземно на несгораемых опорах;
- объем КИПиА позволяет держать под контролем технологический процесс подготовки и перекачки нефти, подготовки газа;
- предусмотрена предаварийная звуковая и световая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы;
- управление электродвигателями и регулирующими клапанами выполнено по месту, автоматически и дистанционно оператором, что дает возможность при необходимости быстро вмешаться в возникшую нештатную ситуацию;
- в закрытых помещениях предусмотрена вентиляция, обеспечивающая

чистоту воздуха;

- предусмотрен контроль загазованности (10% от НКПВ), аварийная сигнализация (20% от НКПВ) при достижении концентрации газов;

- на наружных технологических площадках, по периметру обвалования резервуаров установлены ручные извещатели пожарной сигнализации;

- контроль наружных технологических площадок предусматривается периодически переносными газоанализаторами типа СГГ-20Н;

- для УПН предусмотрено водяное и стационарное автоматическое пожаротушение;

- дыхательные клапаны емкостей и резервуаров оснащены огнепреградителями;

- для защиты от превышения давления оборудование оснащено предохранительными клапанами;

- для предотвращения аварийного разлива резервуары нефти ограждены обвалованием, рассчитанным на гидростатическое давление разлившейся жидкости и высотой более уровня рассчитанного объема разлившейся нефти;

- подземные емкости комплектуются насосными агрегатами с электродвигателями во взрывозащищенном исполнении;

- конструкция насосных агрегатов и объем защит обеспечивает нормальную их работу без обслуживающего персонала и автоматический останов агрегата при возникновении условий, нарушающих безопасность;

- произведена разбивка технологической установки на взрывоопасные блоки, отключаемые электрозадвижками, с учетом обеспечения минимального уровня взрывоопасности блоков;

- территория объектов имеет сетчатое ограждение по всему периметру, на въезде на территорию предусмотрена проходная; охрана объектов осуществляется службой безопасности;

- ко всем технологическим площадкам предусмотрены подъездные дороги.

6.2.2 Пенным пожаротушением оборудованы следующие объекты:

- резервуары нефти РВС-2000;
- насосная внутренней перекачки нефти;
- насосная внешней перекачки нефти;
- насосная перекачки нефтепродуктов.

6.2.3 Для локализации и ликвидации развившегося пожара используются переносные средства пожаротушения (мотопомпы, лафетные стволы), задействована автоцистерна АЦ-40-6/6 пожарного поста.

6.2.4 Для локализации небольших загораний обслуживающий персонал использует первичные средства пожаротушения, которые размещаются вблизи мест наиболее вероятного их применения, с обеспечением к ним свободного доступа.

6.2.5 На открытых площадках устанавливаются пожарные щиты, оснащенные первичными средствами пожаротушения, согласно требований Правил пожарной безопасности в нефтяной промышленности[7].

6.2.6 Система автоматической пожарной сигнализации (АПС) обеспечивает:

- определение очага возгорания с помощью тепловых и дымовых датчиков;
- селективное оповещение о возгорании (громкоговорящая установка оповещения);
- отображение информации (мониторы у диспетчеров);
- связь с другими системами: существующими системами пожарной сигнализации и АСУ ТП, а также выдача сигнала (сухой контакт при пожаре) в систему управления вентиляцией и аварийного освещения помещений, зданий.

7 ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ (ЛАРН)

7.1 Расчетные требования

7.1.1 Силы и средства ЛАРН, размещенные вблизи источника разлива,

обеспечивают выполнение основного объема работ при ликвидации последствий аварии с использованием средств и технологий:

- ликвидируют источник формирующий аварийный разлив нефти;
- организуют сбор и ликвидация нефтеразлива до максимально достижимого уровня.

7.2 Первоочередные действия

7.2.1 Максимально возможный разлив нефти, будет при реализации сценария возникновения ЧС(Н) на территории резервуарного парка (квасимгновенное разрушение РВС-2000).

7.2.2 Первоочередные действия при возникновении аварии на опасном производственном объекте (резервуарный парк нефти УПН) осуществляет персонал (АВБ и ДПД).

7.2.3 К первоочередным действиям относятся:

- принятие мер по защите жизни и здоровье работников, по предотвращению отрицательного воздействия на окружающую среду и других негативных последствий;
- остановка/ограничение распространения разлива нефти;
- оповещение соответствующих служб согласно схеме оповещения.

7.2.4 При возникновении аварийной ситуации на опасных производственных объектах работы по локализации аварийного разлива нефти, на всех уровнях ЧС(Н) будут выполнять силы ОБЩЕСТВА.

7.2.5 При квазимгновенном разрушении резервуара (РВС-2000) работы по ликвидации осуществляют:

- сбор разлившейся нефти – оперативная группа профессионального АСФ;
- после сбора разлива нефти выполняются работы по ликвидации последствий аварии силами ОБЩЕСТВА;
- восстановительные работы оборудования резервуарного парка выполняют специализированные организации, определенные ОБЩЕСТВОМ.

7.2.6 Контроль противопожарного режима в ходе ликвидации разлива нефти на

месторождения (а в случае возгорания разлива нефти – тушение пожара) будет осуществлять персонал ДПД ОБЩЕСТВА, в случае возгорания разлива нефти для тушения пожара будут дополнительно привлекаться силы противопожарной службы.

7.2.7 В зависимости от этапа проведения работ руководство осуществляет:

- при ликвидации разлива нефти – начальник нефтепромысла совместно с командиром оперативной группой профессионального АСФ;

- при ликвидации последствий аварии – начальник нефтепромысла.

7.2.8 Общее руководство при проведении всех работ в случае возникновения аварийной ситуации на ОПО осуществляет начальник нефтепромысла до прибытия ответственного руководителя работ.

7.3 Состав сил и средств, их дислокация и организация доставки

7.3.1 При возникновении аварийной ситуации на месторождении для локализации и ликвидации АРН будут привлекаться силы ОБЩЕСТВА и организации в соответствии с заключенными договорами:

- Собственные силы ОБЩЕСТВА:

- 1) ДПД;

- 2) АВБ;

- Оперативная группа профессионального АСФ;

- Противопожарная служба .

7.3.2 Местом дислокации персонала АВБ и ДПД ОБЩЕСТВА является ОПО , а оперативной группы АСФ и оперативной группы КЧС и ПБ место расположения организации.

7.3.3 Силы и средства профессионального АСФ доставляются до ОПО автотранспортом или вертолетом в летний период , автотранспортом по зимнику – в зимний период.

7.4 Зоны ответственности НАСФ, АСФ и подразделений пожарной охраны

7.4.1 Персонал ОПО:

- АВБ осуществляет техническое обслуживание ОПО, в случае

возникновения аварийной ситуации выполняет первоочередные мероприятия по предотвращению ЧС;

- ДПД - осуществляет контроль противопожарного режима в ходе локализации и ликвидации аварии.

7.4.2 Оперативная группа профессионального АСФ принимают основное участие в ликвидации АРН и сборе нефти, подчиняется ОРР. Выполняет мероприятия по ликвидации аварийных разливов нефти согласно ПЛАРН.

7.4.3 Противопожарная служба осуществляет тушение пожара в случае возгорания разлива нефти.

7.4.4 С целью четкой организации и осуществления действий персонала по локализации и ликвидации аварий на участке ОПО действует заранее разработанный План ликвидации аварий, в котором определены конкретные мероприятия (Рисунок 7.1-7.2).



Рисунок 7.1- Ликвидация условного разлива нефти



Рисунок 7.2- Пенотушение условного разлива нефти

7.4.5 Достижение указанной цели осуществляется путем решения следующих задач:

- Оперативное реагирование на возникающие ЧС(Н) (пожары, аварии и нефтеразливы);
- Тушение пожаров и проведение аварийно-спасательных работ при ЧС;
- Осуществление контроля за соблюдением требований пожарной безопасности;
- Разработка рекомендаций по обеспечению требований пожарной безопасности;
- Организация и обучение персонала объектов к действиям на случай возникновения ЧС.

7.5 Нейтрализация возможных разливов нефти при авариях

7.5.1 При разливе нефти принять меры по установке предупреждающих знаков на подходе к аварийному участку, по ограждению места разлива нефти красными флажками, а в темное время – световыми сигналами.

7.5.2 В случае разлива нефти на почву, исходя из опыта ликвидации последствий аварий на объектах нефтяной промышленности, проводится следующая схема очистки загрязненных земель:

- сооружение земляного амбара в пониженном месте по отношению к

месту разлива для сбора нефти;

- прокладка к земляному амбару нефтесборных канав;

- смыв переносными гидромониторами нефти с почвы и растительности в нефтесборные канавы;

- после отстоя сбор обводненной нефти, топлива с поверхности воды земляного амбара и нефтесборных канав нефтесборщиками в передвижную емкость с передачей в технологию УПН;

- засыпка амбара и канав.

7.5.3 Для предотвращения попадания нефти в грунт внутри обвалования резервуаров предусмотрен противофильтрационный, глиняный экран глубиной 0,8м. Сбор пролитой нефти, топлива осуществляется откачкой в автоцистерну, утилизация – путем возвращения в технологический процесс.

7.6 Материалы и оборудование применяемые для ликвидации АРН

7.6.1 Гидрофобная сорбирующая салфетка стандартная (Рисунок 7.3):

- обладает высокой сорбционной емкостью для нефтепродуктов;
- отталкивает воду;
- неограниченное время нахождения на поверхности воды;
- быстро впитывает и собирает опасные жидкости с воды и земли;
- имеет неограниченное время хранения;
- обладает стойкость к действию внешней среды.

Характеристики «стандартной» сорбирующей салфетки:

- размеры, мм400 × 400 × 20
- сухая масса, г, не более.....60
- сорбционная емкость по сырой нефти, кг,2,5



Рисунок 7.3- Гидрофобная салфетка

7.6.2 Заградительные Боновые секции (Рисунок 7.4)

Основными средствами локализации разливов нефти и нефтепродуктов в акваториях являются боновые заграждения. Их предназначением является предотвращение растекания нефти на водной поверхности, уменьшение концентрации нефти для облегчения процесса уборки, а также отвод нефти от наиболее экологически уязвимых районов

- компактный размер: может быть развернут и установлен 1 человеком
- минимум места для хранения
- идеально для применения на дальние расстояния
- внутренняя цепь для прочности
- покрытие из ПВХ обеспечивает долговечность
- сумка для переноски из ПВХ защищает при транспортировке и

хранения.

Характеристики боновой секции:

- длина, м4-5
- диаметр,мм.....80-100
- сухая масса 1 пог.м,г,.....200
- сорбционная емкость по сырой нефти, на 1 пог.м,кг,5

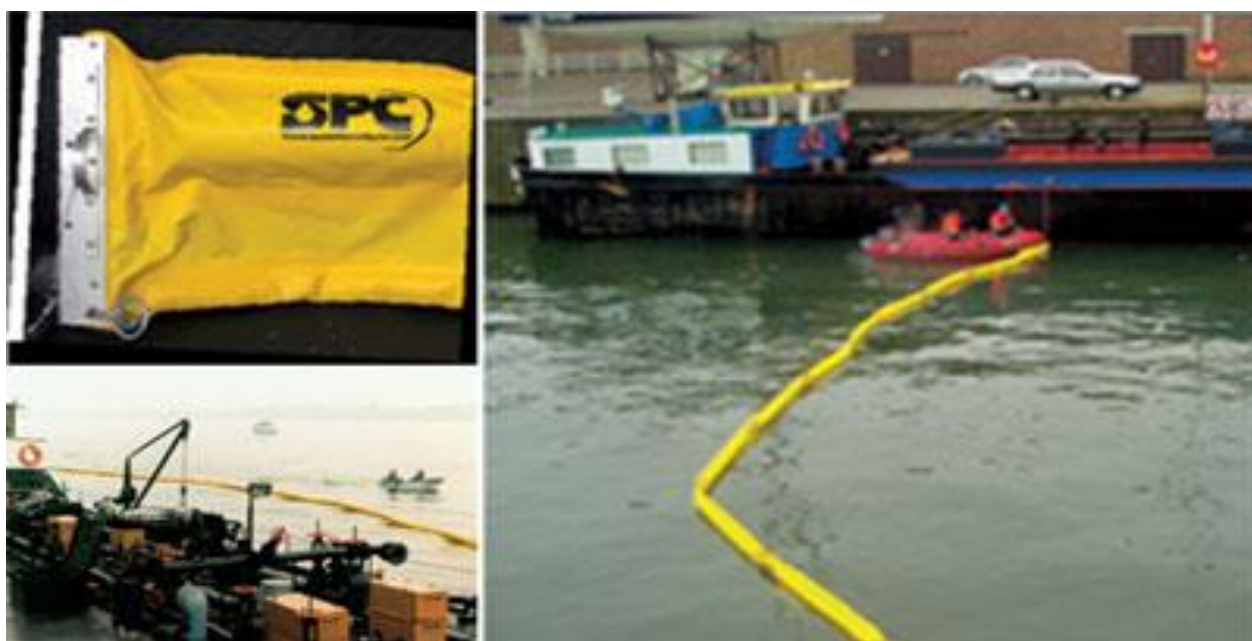


Рисунок 7.4- Боновые заграждения

7.6.3 Скиммер (Рисунок 7.5)

Для очистки акваторий и ликвидации разливов нефти используются нефтесборщики. Нефтесборные устройства, или скиммеры, предназначены для сбора нефти непосредственно с поверхности воды. В зависимости от типа и количества разлившихся нефтепродуктов, погодных условий применяются различные типы скиммеров как по конструктивному исполнению, так и по принципу действия. Работа щеточного нефтесборщика основана на прилипание нефти к поверхности вращающихся щеток. При прохождении щеток через слой нефть/вода, нефть налипает на поверхность щеток и удаляется скребком. Продукт собирается в нефтесборщике и затем удаляется встроенным насосом.



Рисунок 7.5 - Скиммер

7.6.4 **ДЕСТРОЙЛ** - биологический препарат применяется для очистки:

- водоемов;
- грунтовых поверхностей;
- территорий предприятий нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности, аэропортов, АЗС, складов ГСМ, автомоек, автотранспортных предприятий и т.д.;
- промышленных стоков;
- нефтезагрязненных резервуаров.

Действие препарата основано на высокой окислительной активности микробной культуры в отношении углеводородов нефти и нефтепродуктов. Нефтеокисляющие бактерии разрушают практически все углеводороды, от

метана до самых тяжелых остатков. В качестве источников питания используются углеводороды и минеральные соли. Внесение минеральной подкормки стимулирует при этом и местные биоценозы. Отмершие клетки культуры-продуцента образуют непатогенную и нетоксичную биомассу, которая в трофической цепи легко утилизируется местной сапрофитной микрофлорой, создавая основу для формирования гумуса в почве или образуя донный ил. Очистка нефтезагрязненных объектов с помощью Дестройла - эффективный экологически чистый метод.

Достоинство:

- Обладает высокой активностью окисления углеводородов различных классов до образования нетоксичных соединений;
- Сохраняет способность к биодegradации углеводородов в широком диапазоне рН - 4,5-8,5 и температур - от плюс 5 до плюс 38°C;
- Сохраняет жизнеспособность в интервале температур от минус 40 до плюс 42°C;
- В отличие от механических способов очистки утилизирует водорастворимые фракции нефтепродуктов;
- Может использоваться самостоятельно или в комплексе природоохранных мероприятий;
- Используется для очистки почвы непосредственно на месте загрязнения;
- Обладает стабильным качеством, т.к. изготавливается на специализированном предприятии с 40-летним опытом производства микробиологической продукции;
- Технология применения не требует специального оборудования: для нанесения суспензии препарата используются имеющиеся на предприятии емкости и пожарные, поливочные и др. машины;
- Дестройл не токсичен для человека, теплокровных животных, птиц, гидробионтов и окружающей среды. В рекомендуемых нормах не образует токсичных соединений в воздушной среде, почве и воде.

7.6.5 Минеральный (неорганический) сорбент **С-ВЕРАД®БИО** предназначен для сбора нефти и нефтепродуктов, восстановления пропитанной нефтью (нефтепродуктами) земли.

Используется для сбора аварийных разливов нефтепродуктов, мазута, масла, дизтоплива, жира, токсичных жидкостей с поверхности земли и воды, а так же для утилизации нефтешлама. Нефтеокисляющие бактерии, внедренные на сорбент, активно перерабатывают поглощенные сорбентом нефтепродукты, при этом оставшаяся часть сорбента С-ВЕРАД® будет являться отличным материалом для удобрения почвы, стимулятором роста растений, субстратом и мелиорантом почвы с поддержкой влаги и кислорода в грунте (аэрированием)

Использование БИО сорбента С-ВЕРАД значительно ускоряет процесс деградации нефтезагрязнений, что очень важно для жёстких климатических условий крайнего Севера.

Отличительные достоинства сорбента:

- не растворяется, не взаимодействует с токсичными жидкостями (кислотами, щелочами, нефтепродуктами);
- регенерируем, биоразлагаем (полная биodeградация);
- не требуется уборка и перевозка с места пролива;
- десорбция отсутствует;
- не горит, соответственно не создает на территории применения пожароопасной ситуации (горят сорбенты на основе мха, торфа, бумаги, целлюлозы, резины, синтепона, полимеров и т.д.);
- легко наносится и собирается т.к. не разносится ветром, не прилипает к оборудованию, не пачкается (прилипают к оборудованию сорбенты на основе графита, полимеров);
- утилизация не создает проблем, т.к. использованный сорбент не засоряет систему подачи и топочное пространство установки (полимерные сорбенты и сорбенты на основе графита плавятся, растекаются, образуют сгустки и блокируют работу утилизирующего оборудования);

- является субстратом и мелиорантом почвы (полимерные сорбенты засоряют природу собой, поскольку имеют неразлагаемую основу, например: целлюлоза, полиуритан и пр.);

- может применяться в зимнее время (при низких температурах воды многие нефтепродукты, включая сырую нефть и мазут, образуют вязкие конгломераты, которые быстро засоряют скиммеры, приводя их в нерабочее состояние);

- может применяться в ряде случаев, как средство для пожаротушения;

- является главным компонентом для восстановления (реимидации) замазученной земли или земли пропитанной дизтопливом, мазутом, нефтью;

- возможна регенерация (восстановление свойств до 3-4 раз в сжигающих установках).

Технические характеристики сорбента:

- емкость не менее 9 кг/ кг сорбента;

- насыпная плотность не менее 90 кг/ м³;

- влажность не более 1-2 %,

- температура применения, ° С: От минус 50 до плюс 1200 (пока сохраняется текучесть сорбируемой жидкости);

- срок хранения: один год;

- способ регенерации и утилизации сорбента: биоразложение (не менее 90 суток).

8 ПРИМЕНЕНИЕ РАЗЛИЧНЫХ СИСТЕМ ТУШЕНИЯ ПОЖАРОВ

8.1 Применение подслоного способа пенотушения пожаров

8.1.1 Подслоный способ является одним из наиболее перспективных для тушения пожаров нефти и нефтепродуктов в резервуарах со стационарной крышей. При этом на процесс тушения оказывает существенное влияние движение жидкости в поверхностном слое (образование «буруна»).

8.1.2 Всплывающая струя пены увлекает в восходящий поток часть

нефтепродукта, который, не испытывая трения о стенки резервуара, вызывает интенсивное движение жидкости от центра к периферии, где начинается формирование пенного слоя.

8.1.3 Чем больше высота слоя нефти, тем медленней продвигается пена по поверхности горючей жидкости. Увеличение расхода пены закономерно ускоряет скорость покрытия поверхности горючего. Чем выше расход пены, тем быстрее она покрывает поверхность горючего.

8.1.4 При достижении критического расхода над поверхностью жидкости образуется «бурун», поверхность которого может быть покрыта только после накопления пенного слоя большой толщины. Дальнейшее повышение расхода приводит к образованию фонтана горючей жидкости, которой покрыть пеной практически не удастся.

8.1.5 Если пенные насадки разнесены на достаточное расстояние, то прослеживается каждый «бурун» над отдельным пенным насадком. Время тушения зависит от числа пенных насадков. Чем выше заданная интенсивность подачи пены, тем больше количество насадков необходимо для получения минимального времени тушения.

8.1.6 Установившееся движение восходящих потоков жидкости сменяется, по мере приближения к борту, на противоположно направленное значение. Таким образом, устанавливается циркуляция жидкости, сочетающая восходящие и нисходящие движения нефтепродукта. Интенсивная циркуляция жидкости приводит к поглощению части пены в объеме нефтепродукта.

8.1.7 Наличие интенсивного движения жидкости как в поверхности, так и в объеме влияет на формирование пенного слоя и поглощение части пены с поверхности вглубь горючего. С увеличением объема горючего доля поглощаемой пены увеличивается.

8.1.8 Наблюдаемое в эксперименте некоторое превышение значений времени тушения в сравнении с расчетными может быть связано с дополнительным воздействием раскаленных бортов резервуара, действие которых в данной модели не учитывается.

8.2 Применение пенотушения пожаров в резервуарах

8.2.1 В соответствии с нормативами, резервуары с нефтепродуктами вместимостью 5000 м³ и более в наземных резервуарных парках подлежат противопожарной защите стационарными установками пенного пожаротушения (АУППТ) [21].

8.2.2 По разным причинам к моменту начала тушения они оказывались неисправными. Практика показывает, что тушение пожаров в подобных случаях, производится передвижной пожарной техникой [23].

8.2.3 Применяемая ныне повсеместно технология автоматического пенного пожаротушения имеет массу общеизвестных недостатков, отсутствует реальный опыт успешного тушения пожаров. Тем не менее, поскольку ничего лучшего до сегодняшнего дня не предлагалось, основная масса объектов защищена системами пенного автоматического тушения, представленного на рисунке ниже (Рисунок 8.1).

8.2.4 Основным недостатком пенного пожаротушения является его инертность. Пожар нефтепродукта распространяется стремительно. Скорость распространения пламени по поверхности быстро возрастает (от 0,05 до 0,5 м/с). Уже через 10 секунд всю поверхность продукта охватывает пламя. Через 3-5 минут свободный борт стенки резервуара теряет несущую способность, т.е. появляются визуально определяемые деформации из-за прогрева конструкций. В тоже время минимальная инерционность систем пенного пожаротушения составляет более 3 минут. К моменту начала тушения приходится иметь дело с развитым пожаром, который, в лучшем случае, удастся локализовать в пределах обвалования одного резервуара.



Рисунок 8.1 - Системы пенотушения РВС

8.2.5 Не менее серьезной проблемой является эксплуатация систем пенного тушения в условиях отрицательных температур.

8.2.6 Для тушения резервуара вместимостью 5000 м³ необходим запас пенообразователя массой около 6 тонн, и этот запас нужно полностью заменять раз в 10-15 лет.

8.2.7 Растворы пенообразователя имеют весьма высокую коррозионную активность, что делает системы пенного тушения практически одноразовыми. Затраты на восстановление работоспособности АУПТ после приведения ее в действие сравнимы со стоимостью системы.

8.2.8 В связи с тем, что затраты на приобретение мобильных пеноподъемников и их техническое обслуживание достаточно велики и превосходят стоимость резервуаров и хранящейся в них продукции, «малый» резервуарный парк (от РВС-700 до РВС-3000) практически остается незащищенным от взрывов и пожаров.

8.3 Газопорошковое пожаротушение

8.3.1 Постоянный рост объема производства нефтехимической и родственных ей отраслей промышленности требует увеличения вместимости резервуарного парка и хранилища готовой продукции, что в свою очередь, приводит к необходимости широкого внедрения автоматических установок

пожаротушения нового поколения, более надежных, эффективных, экономичных и экологически чистых.

8.3.2 Настоящая работа имеет своей целью показать существенные отличия технологии газопорошкового пожаротушения от других технологий пожаротушения, и продемонстрировать перспективы применения технологии газопорошкового пожаротушения на основе практики применения и данных натуральных экспериментов.

8.3.3 В качестве базовых компонентов выбраны: огнетушащий порошок «Феникс ABC-70» и углекислота. В результате экспериментов установлено, что зависимость огнетушащей концентрации от соотношения компонентов имеет ярко выраженный экстремальный характер. Огнетушащая концентрация смеси оказалась в 3 – 4 раза меньше, чем огнетушащая концентрация индивидуальных компонентов, входящих в смесь. Таким образом было экспериментально доказано наличие синергетического эффекта при тушении пожара в объеме смесью порошка и газа.

8.3.4 Все, представленные на сегодняшний день на рынке, автоматические средства порошкового пожаротушения можно разделить на 3 класса:

1-й класс - классические средства порошкового пожаротушения:

- емкость с порошком, вытеснение порошка из которой происходит с помощью сжатого газа, либо пиротехнического газогенератора за время от 10 до 30с. Массовая доля газа в составе не превышает 5%;

2-й класс - импульсные средства порошкового пожаротушения:

- емкость с порошком, вытеснение порошка из которой происходит с помощью пиротехнического газогенератора за время менее 1с;

3-й класс - средства газопорошкового пожаротушения:

- средства с раздельным хранением компонентов газопорошкового огнетушащего состава содержат емкость с порошком и емкость с огнетушащим газом.

8.3.5 Классические и импульсные средства порошкового пожаротушения эффективны при тушении возгораний в помещении по открытой площади,

тушат только очаги, находящиеся на полу камеры в зоне, куда непосредственно попадает струя огнетушащего порошка.

8.3.6 Газопорошковые средства пожаротушения лишены этого недостатка, поскольку газопорошковая смесь равномерно заполняет весь защищаемый объем и создает в нем огнетушащую концентрацию на время, многократно превышающее время, необходимое для тушения очагов возгорания. Модули газопорошкового пожаротушения тушат все очаги в защищаемом объеме и даже тушат очаги в условиях 50% затенения.

8.3.7 Таким образом, модули газопорошкового пожаротушения имеют объемный характер пожаротушения чем принципиально отличаются от классических и импульсных модулей порошкового пожаротушения и по характеру тушения близки к газовым и аэрозольным огнетушащим составам. Поэтому технология газопорошкового пожаротушения малочувствительна к степени негерметичности помещения в отличие от газовых и аэрозольных установок и может эффективно применяться для тушения наружных установок.

9 ПРИМЕНЕНИЕ МОДУЛЕЙ ГАЗОПОРОШКОВОГО ТУШЕНИЯ ПОЖАРОВ "BIZONE"

9.1 Модули газопорошкового пожаротушения "BiZone"

9.1.1 На протяжении более чем 10 лет в ООО «Каланча» проводились всесторонние исследования особенностей комбинированного газопорошкового пожаротушения. Результаты этих исследований нашли отражение в патентах и заявках на изобретения, а также в практической работе

9.1.2 Газопорошковый модуль объёмного пожаротушения «BiZone» был награжден серебряной медалью и памятным дипломом в результате проведения конкурса "Лучшее техническое решение в области пожарной безопасности" на выставке "Пожарная безопасность XXI века" (Москва, ВВЦ, 2003).

9.1.3 «Бизон» предназначен для объёмного тушения пожаров классов А, В, С (в

том числе, тлеющих материалов) и электрооборудования, находящегося под напряжением до 1000 В, кроме металлов, сплавов, металлоорганических соединений и веществ, горение которых может происходить без доступа воздуха.

9.1.4. «Бизон» обладает рядом важных преимуществ:

- модуль органично вписывается в любую штатную систему пожарной автоматики и является основным её элементом;
- отсутствие химически активных компонентов позволяют использовать модуль при ликвидации пожаров в картинных галереях, музеях и архивах;
- низкая температура огнетушащей смеси (-70°C) исключает возможность стать источником вторичного возгорания;
- в основе огнетушащей смеси – углекислый газ и минеральные удобрения, что делает это средство пожаротушения экологически безопасным для окружающей среды;
- особенности внутреннего устройства обеспечивают равномерное распределение порошка по всему защищаемому объёму;
- во время монтажа не требует разводки трубопровода: при установке огнетушащего средства в помещении достаточно укрепить его на стене;
- возможность перезарядки делает модуль многоразовым;
- аварийное срабатывание при достижении модулем температуры 80°C .

«Бизон» сочетает в себе все лучшие качества газовых, аэрозольных, порошковых и сплинклерных систем!

9.1.5 Принцип работы модуля основан на распылении под давлением тонкодисперсной газопорошковой смеси в защищаемый объем. Модуль представляют собой две емкости (Рисунок 9.1), в одной из которых содержится углекислый газ (3), а в другой — огнетушащий порошок (2). При поступлении сигнала от прибора управления на электроконтактный узел (14) вскрывается мембрана запорно-пускового устройства (10) на газовом баллоне (3) и газ попадает в емкость с порошком (2), откуда после достижения критического давления газопорошковая смесь истекает через насадок-распылитель (5) в

защищаемый объем.

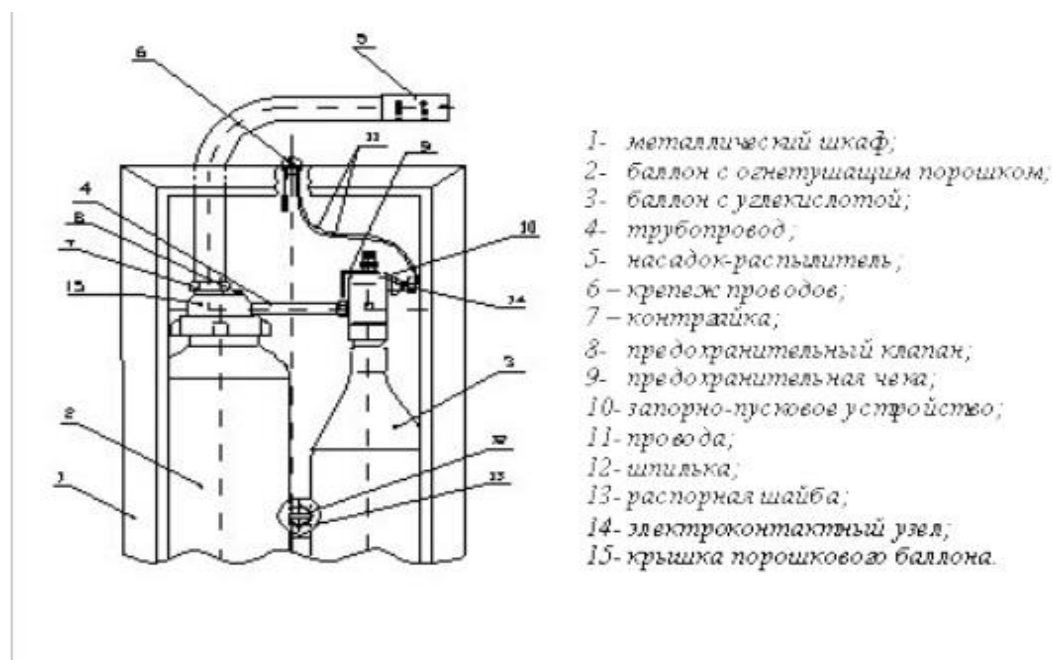


Рисунок 9.1 – Устройство модуля «BiZone»

9.1.6 В модулях «BiZone» газа на единицу массы порошка примерно в 10 раз больше, чем в «Лавине», соответственно углекислый газ служит не только и не столько для вытеснения порошка из емкости, но и принимает активное участие в процессе тушения, что обеспечивает реально объемный характер пожаротушения данным устройствам.

9.1.7 Совместное применение газа и порошка для пожаротушения создает синергетический эффект, т. е. газ и порошок как бы помогают друг другу в тушении.

9.1.8 Огнетушащая концентрация смеси газа с порошком составляет менее 200 г/ м³, в то время как огнетушащая концентрация углекислоты или порошка используемых в чистом виде составляет около 700г/ м³. Такая экономия огнетушащего вещества приводит к значительному снижению стоимости защиты единицы объема помещения по сравнению с классическим порошковым и, тем более, газовым пожаротушением.

9.1.9 Модуль **"BIZONE" МПП (Н)-100-КД-1-БСГ-У2** (Рисунок 9.2) - обеспечивает объемное тушение пожаров классов А, В, С и

электрооборудования под напряжением в помещениях прямоугольной конфигурации с высотой потолка 5-6м, длиной не более 18м, при соотношении ширины и длины от 1:1 до 1:3. В настоящее время модулями «BiZone-100» защищены насосно-перекачивающие станции на многих нефтеперерабатывающих заводах, сливо-наливные железнодорожные эстакады, складские помещения и т.д.

9.1.10 Модуль **"BIZONE" МПП(Н)-8-КД-1-БСГ-УХЛ 3.1** (Рисунок 9.3)- обеспечивает объемное тушение пожаров классов А, В, С и электрооборудования под напряжением в помещениях прямоугольной конфигурации с высотой потолка 2.5-3.5, длиной не более 6м. Данные модули представлены в двух исполнениях: стандартном и взрывозащищенном.



Рисунок 9.2 - Модуль "BIZONE"-100

Рисунок 9.3 - Модуль "BIZONE"-8

9.1.11 Технические характеристики разработанных и производимых ООО «Каланча» модулей газопорошкового пожаротушения «BiZone» (Таблица 6) и системы пожаротушения на их основе[5] открывают большие перспективы в

организации пожаротушения объектов нефтегазовой промышленности.

Таблица 6 - Технические характеристики модулей «ViZone»

Параметр	Тип модуля	
	МПП(Н)-8	МПП(Н)-100
Защищаемый объем помещения, по классу пожара, м^3	90 (А)	900 (А)
	60 (В,С)	600 (В,С)
Защищаемый размер помещения, м^2	17	100
Масса модуля полная/ общий, кг	34,2/36,1	330/345
Диапазон температур эксплуатации, градусов	-20 до +50	-50 до +50
- для срабатывания модуля, сила тока, А	0,5	2x0,5
- для срабатывания модуля, напряжение, В	6-24	6-24
Масса ОПС «Феникс» АВС-70, кг	7,6	80
Масса диоксида углерода, кг	3,45	30
Время работы модуля, сек.	15	10
Рабочее давление в емкости, МПа	1,0-1,6	1,6-2,0
Расход газопорошкового состава, г/ м^3	170-190 (В,С) и 50-80 (А)	
Огнетушащая способность по площади, кг/ м²	0,65- 1,2	

9.1.12 Огнетушащая газопорошковая смесь (соотношение объема газа и объема порошка 600:1) после срабатывания модулей равномерно распределяется по всему защищаемому объему, подобно газовым огнетушащим веществам, и эффективно подавляет очаги загорания в любой точке защищаемого объема, включая труднодоступные места помещения, щелевые проемы и теневые зоны.

9.1.13 Это позволяет модулям «ViZone» составить конкуренцию модулям газового пожаротушения, поскольку стоимость модуля «ViZone» на порядок ниже стоимости последних, а огнетушащая способность в 2-3 раза выше.

9.1.14 При определении огнетушащей способности по площади была замечена весьма характерная особенность, а именно: тушение разливов горючих

жидкостей, производимое круговым многосопловым распылителем из центра разлива (очага) к периферии, в 3-4 раза повышает эффективность тушения.

9.1.15 Установками «ViZone» могут быть оснащены технологические площадки предприятий, помещения насосных установок, сливо-наливные эстакады, склады хранения взрывопожароопасной продукции и т.д.

9.2 Применение установки «ViZone-5000»

9.2.1 В начале августа 2010 г. на полигоне Оренбургского филиала ФГУП ВНИИПО МЧС России состоялись испытания Установки Газопорошкового Пожаротушения (УГППТ) «ViZone-5000», предназначенной для автоматической противопожарной защиты резервуаров с нефтепродуктами [24].

9.2.2 Испытания были организованы компанией ООО «Каланча», чтобы продемонстрировать заинтересованным организациям новейшие достижения в области технологии тушения сложнейших и опаснейших пожаров. На испытаниях присутствовали представители крупнейших Российских нефтяных компаний, таких как: Роснефть, Транснефть, ТНК ВР, Татнефть и др., а так же представители МЧС России и правительства Оренбургской области.

9.2.3 Впервые в мировой практике была продемонстрирована возможность тушения подобных возгораний уже на начальной стадии, 10 – 15с с момента возгорания и за 3- 5с потушить пожар с помощью всего одной тонны огнетушащего вещества (Рисунки 9.4-9.7).



Рисунок 9.4 - Начальная стадия пожара в РВС-5000



Рисунок 9.5 - Срабатывание модуля «ViZone-5000»



Рисунок 9.6 - Завершение подачи ОТВ.



Рисунок 9.7 – Полная ликвидация пожара

9.2.4 Установка представляет собой две батареи, состоящие из 10 модулей «BiZone-100» каждая. Одна батарея из десяти модулей – основная и вторая – резервная. Внутри резервуара смонтирован трубопровод шарнирно соединенный с поплавком и насадком – распылителем .

9.2.5 Благодаря такой конструкции насадок-распылитель всегда находится на заданном расстоянии от поверхности нефтепродукта при любом уровне нефтепродукта в резервуаре (Рисунок 9.8).

9.2.6 При возгорании нефтепродукта срабатывают тепловые датчики, сигнал от них поступает на прибор управления и этот прибор запускает модули «BiZone-100» основной батареи. Огнетушащее вещество из модулей по трубопроводу поступает к насадку - распылителю и истекает из него, распространяясь от центра резервуара к периферии и создавая плотную газопорошковую плену закрывающую поверхность нефтепродукта от теплового излучения пламени и препятствующую поступлению кислорода к поверхности горючей жидкости. Резервная батарея включается вручную в случае повторного воспламенения.

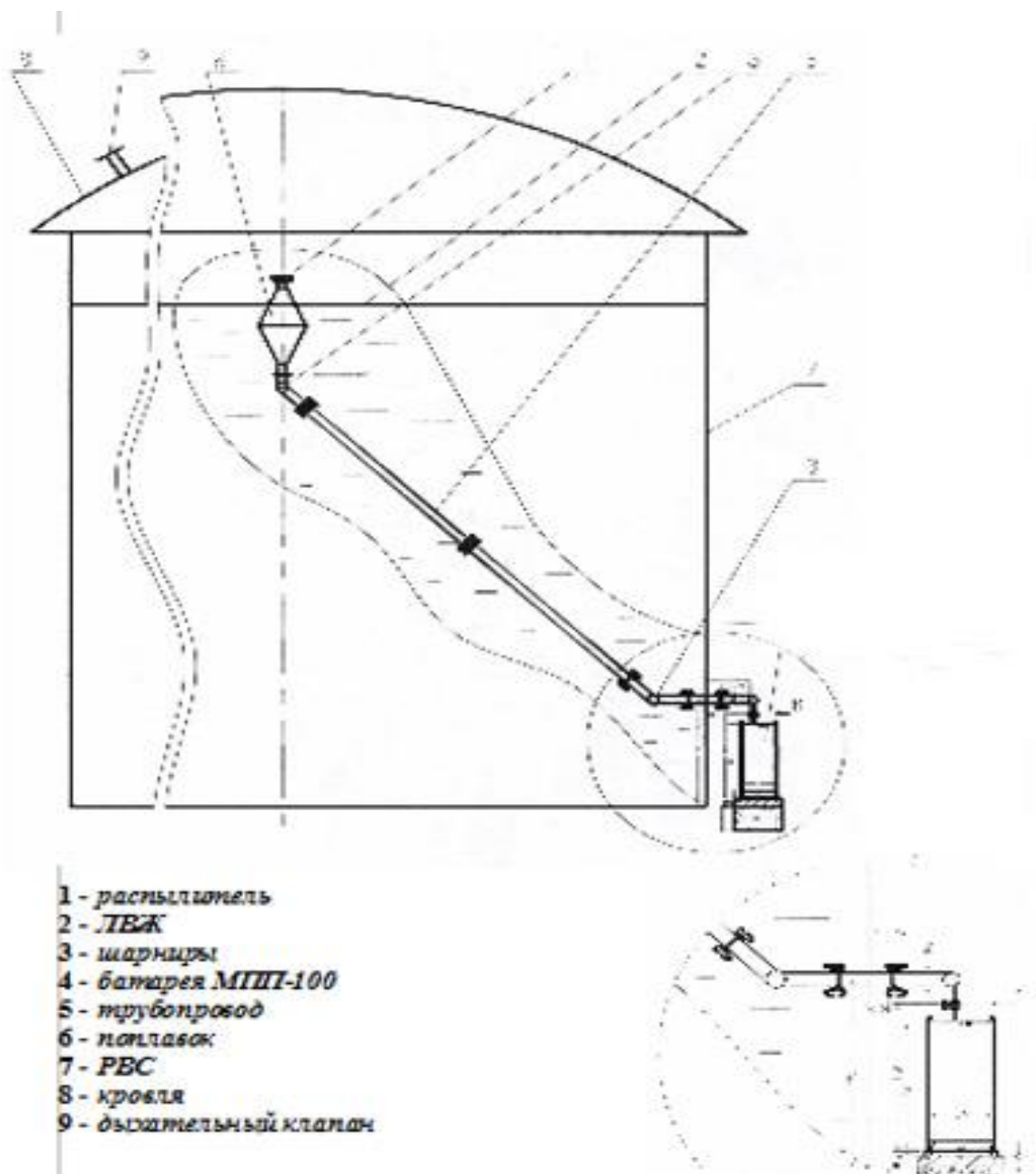


Рисунок 9.8- Оборудование РВС системой АУППТ

9.2.7 Анализ результатов эксперимента и данные по пенной защите РВС-5000, показывают, что если для тушения горячего в резервуаре с помощью пены низкой кратности требуется в среднем 15мин и почти 1-2т пенообразователя, то для газопорошкового поверхностного тушения требуется 3-10с при расходе ОТВ приблизительно 1т. При этом следует учесть, что при пенном тушении необходимы мобильные спецсредства и людские ресурсы.

9.2.8 Разработанные установки пожаротушения УГПП для РВС могут работать в автономном, ручном и автоматическом режимах.

9.2.9 Как показывает анализ результатов испытаний, новый газопорошковый горизонтально-плоскостной способ тушения пожаров резервуаров позволяет снизить, по сравнению с пенным способом тушения, время тушения примерно на 3 порядка, а стоимость затрат на тушение ориентировочно с 300.000 до 1.500 долларов США, т.е. на 2 порядка (в 200 раз).

9.2.10 Кроме того установка характеризуется практически полным отсутствием эксплуатационных расходов, которые сводятся по сути дела к обслуживанию автоматики.

9.2.11 Данная технология является отечественной разработкой и использует только отечественные компоненты и технологии. Все технические решения, используемые в установке, защищены Российскими и международными патентами и не имеют аналогов в мире.

9.3 Варианты использования установок "BiZone"

9.3.1 **Установка с двухуровневым размещением модулей** (Рисунок 9.9) - предназначена для автоматического тушения пожаров в резервуарах вертикальных стальных со стационарной крышей с понтоном (РВСП) и без понтона (РВС).

9.3.2 Состоит из основной и резервной батареи установленных на едином фундаменте и размещаются в два уровня, что позволяет решить проблему дефицита пространства. Установка может размещаться за обвалования.

9.3.3 Предусмотрено подключение передвижной пожарной техники и подача пены через систему трубопровода и насадок распылитель УГПП.

9.3.4 Применяется для защиты как отдельно стоящих, так и группы резервуаров общей вместимостью до 20 000 м³ включительно.

9.3.5 **Установка из стандартных модулей** (Рисунок 9.10) - предназначена для автоматического тушения пожаров в резервуарах вертикальных стальных со стационарной крышей с понтоном (РВСП) и без понтона (РВС).

9.3.6 Установка состоит из основной и резервной батарей, установленных на едином фундаменте, может размещаться за обвалования.

9.3.7 Предусмотрено подключение передвижной пожарной техники с помощью

высоконапорного пеногенератора и подача пены через систему трубопровода и насадок-распылитель УГПП.

9.3.8 Применяется для защиты как отдельно стоящих, так и группы резервуаров общей вместимостью до 5000 м³ включительно.

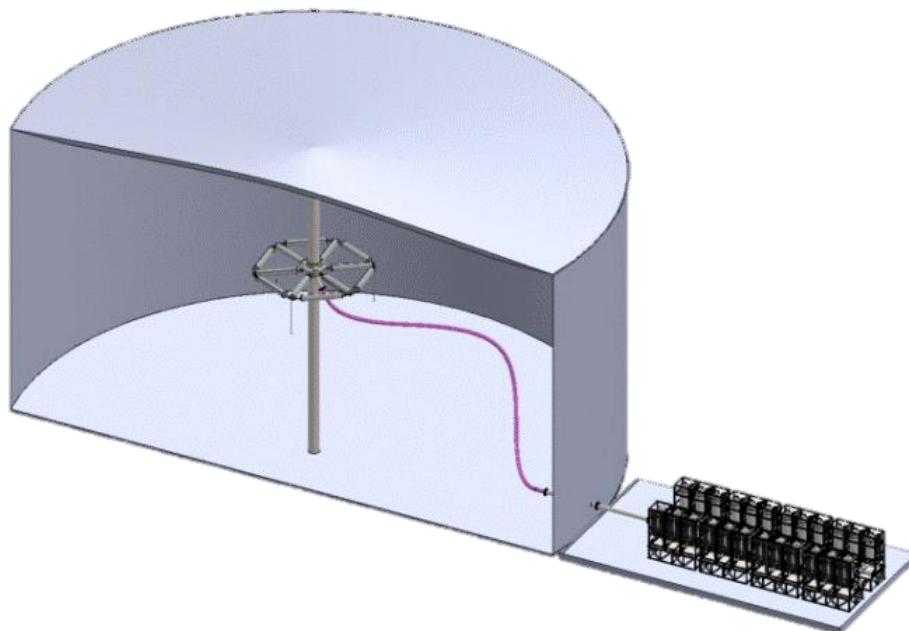


Рисунок 9.9 - Двухуровневый Модуль «ViZone»

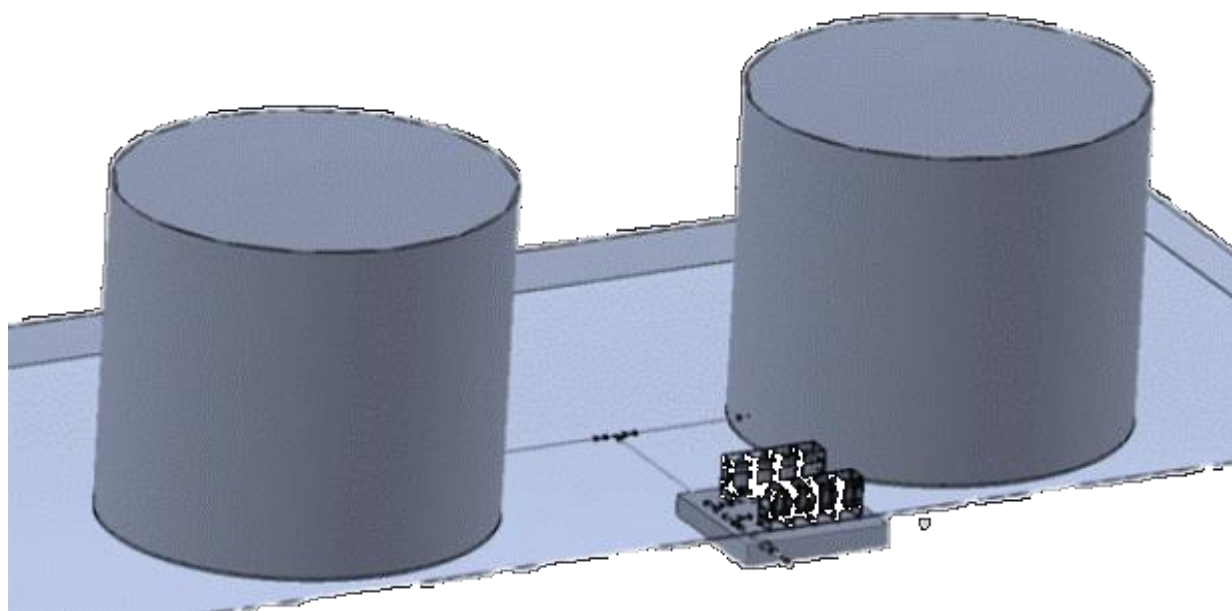


Рисунок 9.10- Применение модуля для защиты нескольких резервуаров

10. «Социальная ответственность»

Введение

В разделе ВКР «Социальная ответственность» рассматриваются вредные и опасные производственные факторы на рабочем месте спасателя, при работе по ликвидации пожаров и аварийных разливов нефти. Данный раздел выполнен на основе Федеральных Законов, ГОСТов, и положений по охране труда и окружающей среды.

Основные факторы, определяющие категорию повышенной опасности объектов нефтегазового комплекса это: недостаточная освещенность рабочей зоны; неудовлетворительные метеорологические условия; повышенный уровень шума; повышенная температура; высокий уровень давления в технологическом оборудовании; поражение электрическим током; загрязнение воздушной среды в рабочей зоне; механические опасности.

10.1 Производственная безопасность

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) Проведение разведки в опасной зоне; 2) Локализация и ликвидация пожаров 3) Локализация и ликвидация разливов нефти; 4) Спасение пострадавших	1. недостаточная освещенность рабочей зоны; 2. неудовлетворительные метеорологические условия; 3. повышенный уровень шума в рабочей зоне; 4. загрязнение воздушной среды в рабочей зоне;	1. высокий уровень давления в технологическом оборудовании. 2. поражение электрическим током 3. механические опасности; 4. термические опасности	ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. (Действующий).[25] ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ Оборудование производственное. Общие требования безопасности (Действующий).[26] ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.[27] ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности (Действующий).[28] ГОСТ 12.1.005-88 «Воздух рабочей зоны» (Действующий).[29] СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. (Действующий)[30]

Таблица 10.1. Опасные и вредные факторы при выполнении .

10.1.1 Вредные факторы

А) вредные производственные факторы, связанные с загрязнением воздушной среды в рабочей зоне.

Нефть и нефтепродукты – это химически сложные смеси углеводородов. В каждом нефтепродукте присутствует растворенный газ, который выделяется при попадании нефтепродукта на открытый воздух. Данные вредные вещества, выделяющиеся в атмосферу, оказывают негативное воздействие на человека и экосистему в целом.

В настоящее время, для всех вредных веществ установлена ПДК, при которой не происходит вредного воздействия на организм человека (ГОСТ 12.1.005-88 «Воздух рабочей зоны» (Действующий)). Для нефти этот показатель равен 10 мг/м^3 . [29]

По степени вредного воздействия на организм человека вещества делятся на:

- токсические; - раздражающие;
- канцерогенные; - мутагенные.

Пары нефти и нефтепродуктов относятся к веществам со слабо выраженным токсическим действием. Данные вещества поражают центральную нервную систему. Явными признаками отравления являются: головокружение, головная боль, тошнота, учащенное сердцебиение, а при больших дозах – остановка дыхания.

Для снижения токсического воздействия паров нефти и нефтепродуктов необходимо:

- применять индивидуальные средства защиты органов дыхания и кожных покровов;
- место дислокации и отдыха устраивать с подветренной стороны;
- чередовать время работы в зоне разлива с отдыхом на чистом воздухе.

Б) вредные производственные факторы, связанные с повышенным уровнем шума в рабочей зоне.

Еще одним вредным фактором, влияющим на работу человека, является шум. Шум возникает от работы различного рода установок, насосов и т.д., он негативно влияет на работоспособность человека, воздействуя на органы слуха, а так же сердечно-сосудистую и нервную системы. На пороге слышимости при среднегеометрической частоте 1 000 Гц уровень звукового давления равен нулю, а на пороге болевого ощущения — 120–130 дБ.

Предельно допустимые уровни шума на рабочих местах регламентированы СН 2.2.4/2.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» (Действующий), СНиП 23-03-03 «Защита от шума» (Действующий).

Одним из способов борьбы с шумом является применение наушников.

В) вредные производственные факторы, связанные со световой средой.

Недостаток освещенности на рабочем месте существенно осложняет проведение аварийно-спасательных работ и отрицательно влияет на состояние спасателей, приводя к усталости глаз и снижению внимания. Аварийное освещение эвакуационных путей с повышенной опасностью = Средняя освещенность $E_{ср}$, лк не менее 15

Для устранения данного негативного фактора необходимо использовать дополнительное освещение (осветительные башни, налобные фонари), согласно СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. (Действующий).[30]

Г) вредные производственные факторы, связанные с неудовлетворительными метеорологическими условиями.

При работе на открытой местности и разное время года спасатель сталкивается с такими проблемами как температура окружающей среды, влажность, скорость воздушного потока. Во избежание переохлаждения работникам не следует во время перерывов в работе находиться на холоде в течение более 10 мин. при температуре воздуха до $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ и не более 5 мин. при температуре воздуха ниже $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$. При температуре воздуха ниже $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ не рекомендуется планировать выполнение физической работы категории выше Па. При температуре воздуха ниже $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ следует предусматривать защиту лица и верхних дыхательных путей. Исходя из этого, спасатель должен иметь несколько комплектов спецодежды, удовлетворяющих любым погодным условиям. Если аварийно-спасательные работы занимают большой промежуток времени, то должны быть предусмотрены места для сушки спецодежды. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы СанПиН 2.2.3.1384-03.[31]

10.1.2 Опасные факторы

К опасным факторам можно отнести такие факторы как:

- механические опасности;
- поражение электрическим током
- термические опасности;
- высокий уровень давления в технологическом оборудовании.

А) Механические опасности.

К механическим опасностям при работе спасателя можно отнести:

- различного рода падения, соскальзывания;
- неаккуратное использование шанцевого инструмента;
- различного рода механизмы;
- движение техники.

Для того чтобы избежать механических травм необходимо:

- знать и соблюдать технику безопасности при работе с инструментом и оборудованием;
- с аккуратностью работать возле машин и аппаратов, следить за наличием защитных кожухов;
- знать маршруты и время движения техники.

Б) поражение электрическим током

Электробезопасность – система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества.

Классификация помещений по опасности поражения электрическим током:

Для учета условий, в которых находится работающий, согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) все производственные помещения по опасности поражения током разделяются на три категории:

- Помещения с повышенной опасностью, характеризующиеся наличием одного

из следующих условий: сырости, когда относительная влажность превышает 75 %; высокой температуры воздуха, длительно превышающей 35°C; токопроводящей пыли (металлической, углеродной и т. д.); токопроводящих полов (металлических, земляных, железобетонных); возможности одновременного прикосновения к имеющим соединение с землей металлическим элементам оборудования или металлоконструкциям здания, с одной стороны, и к металлическим корпусам оборудования с другой.

- Особо опасные помещения, характеризующиеся наличием одного из трех условий: особой сырости, когда относительная влажность воздуха близка к 100 % (стены, пол и потолок покрыты влагой); химически активной среды, которая разрушающе действует на электроизоляцию и токоведущие части оборудования; двух и более признаков одновременно, свойственных помещениям с повышенной опасностью.
- Помещения без повышенной опасности, характеризующиеся отсутствием признаков помещений с повышенной и особой опасностью.

Основными причинами воздействия тока на человека являются:

- случайное прикосновение или приближение на опасное расстояние к токоведущим частям;
- появление напряжения на металлических частях оборудования в результате повреждения изоляции или ошибочных действий персонала;
- шаговое напряжение на поверхности земли в результате замыкания провода на землю;
- появление напряжения на отключенных токоведущих частях, на которых работают люди, вследствие ошибочного включения установки;
- освобождение другого человека, находящегося под напряжением;
- воздействие атмосферного электричества, грозových разрядов

Защита от опасности поражения электрическим током

Для предупреждения электротравматизма во время работ в электроустановках очень важно проводить соответствующие защитные мероприятия.

Организационные мероприятия:

- оформление работы нарядом, устным распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое рабочее место, окончания работы.

технические мероприятия:

- Отключение оборудования на участке, выделенном для производства работ, и принятие мер против ошибочного или самопроизвольного включения

- Ограждение при необходимости рабочих мест и оставшихся под напряжением токоведущих частей
- Вывешивание предупредительных плакатов и знаков безопасности
- Проверка отсутствия напряжения
- Наложение заземления

К основным техническим средствам защиты от опасности прикосновения к токоведущим частям электроустановок относятся:

- электрическая изоляция токоведущих частей;
- ограждение;
- сигнализация и блокировка;
- использование малых напряжений;
- электрическое разделение сети;
- защитное заземление;
- зануление;
- защитное отключение;
- средства индивидуальной защиты;
- плакаты и знаки безопасности.

В) Термические опасности.

Пожаром называют неконтролируемое горение, развивающееся во времени и пространстве, опасное для людей и наносящее материальный ущерб. Пожарная и взрывная безопасность – это система организационных мероприятий и технических средств, направленная на профилактику и ликвидацию пожаров и взрывов.

Категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности

Категория помещения	Характеристика веществ и материалов, находящихся (обращающихся) в помещении
1	2
А взрывопожаро- опасная	Горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа. Вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа
Б взрывопожаро- опасная	Горючие пыли или волокна, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28 °С, горючие жидкости в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные пылевоздушные или паровоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа
В1–В4 пожароопасные	Горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в т. ч. пыли и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они имеются в наличии или обращаются, не относятся к категориям А или Б
Г	Негорючие вещества и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и пламени; горючие газы, жидкости и твердые вещества, которые сжигаются или утилизируются в качестве топлива
Д	Негорючие вещества и материалы в холодном состоянии

К основным причинам пожара и загорания в нефтяной промышленности относятся следующие:

- нарушение технологического процесса и неисправность оборудования;
- неосторожное обращение с огнем и бытовыми электроприборами;
- короткое замыкание электрических проводов и перегрев электрооборудования;
- нарушение правил пожарной безопасности при производстве электрогазосварочных и других огневых работ.

Пожарная профилактика при проектировании и строительстве промышленного предприятия включает решение следующих вопросов:

- повышение огнестойкости зданий и сооружений;
- зонирование территории;
- применение противопожарных разрывов;
- применение противопожарных преград;
- обеспечение безопасной эвакуации людей на случай возникновения пожара;
- обеспечение удаления из помещения дыма при пожаре.

Классификация пожаров

Класс пожара	Характеристики горящих материалов и веществ	Огнетушащие составы
А	Горение твердых горючих материалов, кроме металлов (дерево, уголь, бумага и др.)	Вода и другие средства
В	Горение жидкостей и плавящихся материалов	Распыленная вода, пена, порошки
С	Горение газов	Газовые составы, порошки, вода для охлаждения
Д	Горение металлов и их сплавов (Na, Mg, Al и др.)	Порошки при их спокойной подаче на горящую поверхность
Е	Горение оборудования, находящегося под напряжением	Порошки, углекислый газ, хладоны

Средства тушения пожаров

Для тушения пожара используют следующие методы:

- прекращение доступа в зону горения окислителя (кислорода воздуха) или горючего вещества, а также снижение их поступления до величин, при которых горение прекращается;
- охлаждение очага горения ниже определённой температуры;

- механический срыв пламени струёй жидкости или газа;
- снижение скорости химической реакции, протекающей в пламени;
- создание условий огнепреграждения, при которых пламя распространяется через узкие каналы.

10.2 Экологическая безопасность

Разлившаяся нефть и пожары, зачастую приводит к колоссальным последствиям для окружающей среды, как к немедленным, так и к длительным. Последствия пожаров и разлившейся нефти ощущаются десятилетиями. Пожары уничтожают все живое на своем пути, а места розлившейся нефти требуют долгого восстановления. Для защиты от разлива нефти применяют: планово-предупредительное техническое обслуживание и ремонт технологического оборудования, резервуаров, запорной арматуры; периодический контроль исправности защитных систем; плановая проверка средств пожаротушения и индивидуальных средств защиты; плановый контроль технического состояния резервуаров, в том числе и их днищ, осуществляется в соответствии с действующей на нефтебазе системой планово-предупредительных ремонтов оборудования. При разливе нефтепродуктов после принятия противопожарных мер первоочередными задачами являются:

- обработка разлитого нефтепродукта сорбентами для сдерживания его распространения;

- локализация распространяющегося нефтяного загрязнения с помощью сорбирующих рукавов, путем создания обвалования или траншей.

Механическая преграда устанавливается по границе зоны ЧС в месте прогнозируемого появления нефтепродукта с упреждением;

- установить боновые заграждения (сорбирующие рукава), подпорные стенки или мешки с песком для ограничения площади разлива, изменения направления движения разлива в места аккумуляции.

10.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Развитие нефтяной промышленности и увеличение объемов добычи нефти приводят к различного рода авариям. Наиболее часто встречаются пожары и разливы нефтепродуктов. Пожар — неконтролируемый процесс горения, причиняющий материальный ущерб, опасность жизни и здоровью людей и животных. Разлив нефти – это чрезвычайная ситуация вызванная проникновением нефти в окружающую среду в результате действия человека (разливы на месторождениях, аварии на трубопроводах и т. д.). Более подробно данный вопрос проработан в разделе 6.2.

10.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

10.4.1 Правовые вопросы

Профессия спасатель относится к специальностям 4 степени опасности.

На основании ФЗ №197-ФЗ «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30 декабря 2001 года (ред. от 30.12.2015) спасатель имеет право на:

- оплату труда в повышенном размере;
- режим работы для работников предприятий с вредными условиями труда 4 степени – не более 36 часов в неделю;
- ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск (минимальная продолжительность 7 календарных дней).

Конкретные размеры повышения оплаты труда устанавливаются работодателем.

Пожары и аварийные разливы нефти и нефтепродуктов ликвидируются в соответствии с Законодательством Российской Федерации.

Существует ряд нормативно-правовых документов (Федеральных Законов, ГОСТов, постановлений), регулирующих порядок ликвидации

Основные из них:

1. Федеральный закон «Об основах охраны труда в Российской Федерации» (1999 г.);
2. Трудовой кодекс РФ (2001 г., введен в действие с 1.02.2002 г.).
3. закон РФ «О защите населения и территории от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» (1994 г.);
4. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (1997);
5. «О пожарной безопасности» (1994 г.);
6. ГОСТ Р 22.0.01–94 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения».
7. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
8. ГОСТ 12.2.033-78. Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
9. ГОСТ Р 22.0.01-2016 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения

10.4.2 Режим труда и отдыха при ведении аварийно-спасательных работ

Режим работы спасателя при повседневной деятельности регламентируется внутренним распорядком трудового дня АСФ.

При возникновении ЧС режим работы спасателя меняется:

- в соответствии с условиями ЧС;
- в соответствии с особенностями проведения работ;
- в соответствии с медицинскими рекомендациями.

Режим деятельности спасателей – продолжительность (интенсивность) работы и отдыха, обеспечивающие эффективную и стабильную работоспособность спасателя и сохранение его здоровья.

Во время проведения АСР, рабочая смена спасателя составляет 3-5 часов (зависит от тяжести работы и интенсивности).

Продолжительность рабочей смены спасателя при ведении АСР (с учетом перерывов на отдых) не должна превышать 8 часов и устанавливается в каждом случае индивидуально. При ведении АСР в условиях воздействия ионизирующего излучения и радиоактивных веществ, время работы устанавливается в соответствии с требованиями норм радиационной безопасности.

Периоды выполнения работ (по тяжести):

- работы легкой и средней тяжести / к общему времени работы – 30 мин./ 1 час;
- тяжелые работы/ к общему времени работы – 3-5 мин. / 30мин.

Время отдыха спасателей при ведении АСР должно быть не менее 12 часов в сутки. При этом перерывы в работе устанавливаются: 15 минут после каждых 45 минут работ; 3 часа после окончания смены; микропаузы на 2-3 минуты после проведения одного или нескольких рабочих циклов.

При ведении АСР в условиях отрицательных температур, отдых должен быть организован в теплом помещении, а при высоких температурах – в тени.

11«ФИНАНСОВЫЙМЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

11.1 АНАЛИЗ КОНКУРЕНТНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

Конкуренцию в экономической сфере можно определить так – «соперничество субъектов рыночных отношений за наилучшие условия коммерческой деятельности». Если брать в расчет более глобальные смыслы, можно сформулировать понятие конкуренции как борьбу за покупателя. Поэтому все аспекты конкурентной среды и конкурентные преимущества – это принципиальные показатели, отличающие одну фирму от других и позволяющие обратить на себя внимание клиентов.

В процессе строительства и эксплуатации установки подготовки нефти могут возникнуть ЧС, в результате которых возникает опасность выброса взрывопожароопасного вещества – нефти, а следовательно – возможен пожар. Основное направление работы: предупреждение, локализация и ликвидация последствий аварий, происшествий и инцидентов на ОПО, согласно требований о промышленной безопасности[1,10].

Задачи для достижения указанной цели:

- Изучить нормативные документы, регламентирующей деятельность пожарно-спасательных служб и подразделений пожарной охраны в области организации тушения пожаров и проведения аварийно спасательных работ.
- Изучить требования по обеспечению взрыво-пожаробезопасности на УПН
- Проанализировать возможные аварии на УПН и меры по локализации и ликвидации их последствий
- Оценить эффективность различных автоматических систем пожаротушения на УПН

Западная Сибирь является наиболее продуктивным регионом России с точки зрения нефтедобычи. Добыча нефти в Западной Сибири составляет более 70% от общероссийской. Томская область – вторая по величине нефтеносная

провинция Западной Сибири. На ее территории множество компаний осуществляет свою деятельность по разведке и добыче углеводородного сырья.

Установка подготовки нефти (УПН) предназначена для сбора, подготовки и транспортировки нефти, газа и подтоварной воды, поступающих от скважин кустовых площадок нефтяных и газовых месторождений.

Товарная нефть подается в межпромысловый нефтепровод (МН) до Приемо-сдаточного пункта (ПСП) для сдачи. Очищенный до соответствующих параметров нефтяной газ подается для использования на собственные нужды, а также на факельную систему высокого и низкого давления. Сеноманская и подтоварная вода подается на подготовку в систему поддержания пластового давления (ППД).

Согласно Технологического регламента УПН, технологическая площадка состоит из устройства предварительного отбора газа, сепаратора первой степени сепарации нефти, отстойника нефти, концевой сепаратора, газового сепаратора. Во входной нефтепровод УПН предусмотрен ввод деэмульгатора и ингибитора коррозии, а на выходе нефти с УПН вводится депрессорная присадка[2].

Площадка подготовки нефти обеспечивает непрерывный прием, подготовку и откачку продукции скважин нефтяного месторождения в межпромысловый нефтепровод. В случае остановки объектов приема нефти или межпромыслового нефтепровода предусмотрено хранение нефти в резервуарном парке. Объем резервуарного парка рассчитан на накопление нефти в течение четырех суток. Для этих целей приняты резервуары вертикальные сварные объемом 5000 м³ (РВС-5000). Для защиты РВС используют автоматическую систему пожаротушения

В данной работе рассмотрена возможность замены пенного пожаротушения на газопорошковое в оценочной карте приведены конкурентные характеристики.

Описание:

1. Фторированный пенообразователь FC-206(AFFF) средняя стоимость 140 000 рублей.

- Количество 1 м³
- Плотность при 20 °С, кг×м³, не менее 1.03×10³
- Температура застывания, °С, не ниже -20
- Температура хранения, °С -15...+40
- Концентрация рабочего раствора, % (об.) Зили 6
- Гарантийный срок хранения, лет, более 10 лет
- Биоразлагаемость б/ж (биоразлагаемость не более 40 %)

2. Фторированный пенообразователь «Петро-филм» (FFFP) стоимостью 140 000 рублей,

- Количество 1 м³
- Плотность при 20 °С, кг×м³, не менее 1.13×10³
- Температура застывания, °С, не ниже -40
- Температура хранения, °С -40...+50
- Концентрация рабочего раствора, % (об.) Зили 6
- Гарантийный срок хранения, лет, более 10 лет
- Биоразлагаемость б/м (биоразлагаемость 80 %)

3. Модуль "BIZONE" МПП (Н)-100-КД-1-БСГ-У2.

Стоимость 240000 рублей .

Защищаемый объем помещения, по классу пожара, м ³	900 (А) 600 (В,С)
Защищаемый размер помещения, м ²	100
Масса модуля полная/ общий, кг	330/345
Диапазон температур эксплуатации, градусов	-50 до +50
- для срабатывания модуля, сила тока, А	2х0,5
- для срабатывания модуля, напряжение, В	6-24
Масса ОПС «Феникс» АВС-70, кг	80
Масса диоксида углерода, кг	30
Время работы модуля, сек.	10

Рабочее давление в емкости, МПа	1,6-2,0
Расход газопорошкового состава, г/ м ³	170-190 (В,С) и 50-80 (А)
Огнетушащая способность по площади, кг/ м ²	0,65- 1,2

Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений по средствам пожаротушения.

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		AFFF	FFFP	bizon			
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. масса	0,1	3	3	4	0,3	0,3	0,4
2. экологичность	0,15	2	3	5	0,3	0,45	0,75
3. Надежность	0,15	3	4	5	0,45	0,6	0,75
4. Температурный диапазон	0,2	3	4	5	0,6	0,8	1
Экономические критерии оценки эффективности							
1.Цена	0,3	4	4	4	1,2	1,2	1,2
2. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	4	4	5	0,4	0,4	0,5
Итого	1				3,25	3,75	4,6

Анализ конкурентных технических решений:

$$K = \sum V_i \cdot B_i , \quad (7.1)$$

Где:

K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

V_i– вес показателя (в долях единицы);

B_i– балл i-го показателя.

Вывод: в результате проведенного анализа конкурентных технических решений, мы выяснили, что наиболее конкурентоспособной разработкой на рынке противопожарных установок для резервуарных парков являются модули «Bizon».

11.2 ПЛАНИРОВАНИЕ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ

11.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Таблица 2 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель
	2	Выдача задания по тематике проекта	Научный руководитель
Выбор направления исследований	3	Определение целей и задач проекта	Бакалавр
	4	Определение структуры, этапов и сроков разработки проекта	Бакалавр
	5	Подборка литературы по тематике работы	Бакалавр
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Сбор материалов	Бакалавр
	7	Проведение теоретических обоснований	Бакалавр
	8	Проведение расчетов	Бакалавр
	9	Анализ полученных результатов	Бакалавр
Обобщение и оценка полученных результатов	10	Согласование полученных данных с научным руководителем	Научный руководитель
	11	Доработка (корректировка) проекта с учетом рекомендаций научного руководителя	Бакалавр
	12	Работа над выводами	Бакалавр
	13	Составление пояснительной записки к работе	Бакалавр

11.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

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

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

ожидаемого (среднего) значения трудоемкости используется следующая формула:

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

где $t_{\text{ож}i}$ —ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

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

$t_{\text{max}i}$ —максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости на выполнение 1-ого этапа работы:

$$\frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 1}{5} = 1 \text{ чел.-дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости на выполнение 2-ого этапа работы:

$$\frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 2}{5} = 1,4 \text{ чел.-дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости на выполнение 3-ого этапа работы:

$$\frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 2}{5} = 1,4 \text{ чел.-дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости на выполнение 4-ого этапа работы:

$$\frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 4}{5} = 2,2 \text{ чел.-дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости на выполнение 5-ого этапа работы:

$$\frac{3 \cdot 2 + 2 \cdot 5}{5} = 3,2 \text{ чел.-дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости на выполнение 6-ого этапа работы:

$$\frac{3 \cdot 5 + 2 \cdot 10}{5} = 7 \text{ чел.-дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости на выполнение 7-ого этапа работы:

$$\frac{3 \cdot 5 + 2 \cdot 10}{5} = 7 \text{ чел.-дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости на выполнение 8-ого этапа работы:

$$\frac{3 \cdot 2 + 2 \cdot 5}{5} = 3,2 \text{ чел.-дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости на выполнение 9-ого этапа работы:

$$\frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 3}{5} = 1,8 \text{ чел.-дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости на выполнение 10-ого этапа работы:

$$\frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 2}{5} = 1,4 \text{ чел.-дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости на выполнение 11-ого этапа работы:

$$\frac{3 \cdot 5 + 2 \cdot 10}{5} = 7 \text{ чел.-дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости на выполнение 12-ого этапа работы:

$$\frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 2}{5} = 1,4 \text{ чел.-дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости на выполнение 13-ого этапа работы:

$$\frac{3 \cdot 2 + 2 \cdot 5}{5} = 3,2 \text{ чел.-дн.}$$

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

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

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

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

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

Продолжительность 1-ого этапа:

$$\frac{1}{1} = 1 \text{ раб. дн.};$$

Продолжительность 2-ого этапа:

$$\frac{1,4}{1} = 1,4 \text{ раб. дн.};$$

Продолжительность 3-ого этапа:

$$\frac{1,4}{1} = 1,4 \text{ раб. дн.};$$

Продолжительность 4-ого этапа:

$$\frac{2,2}{1} = 2,2 \text{ раб. дн.};$$

Продолжительность 5-ого этапа:

$$\frac{3,2}{1} = 3,2 \text{ раб. дн.};$$

Продолжительность 6-ого этапа:

$$\frac{7}{1} = 7 \text{ раб. дн.};$$

Продолжительность 7-ого этапа:

$$\frac{7}{1} = 7 \text{ раб. дн.};$$

Продолжительность 8-ого этапа:

$$\frac{3,2}{1} = 3,2 \text{ раб. дн.};$$

Продолжительность 9-ого этапа:

$$\frac{1,8}{1} = 1,8 \text{ раб. дн.};$$

Продолжительность 10-ого этапа:

$$\frac{1,4}{2} = 0,7 \text{ раб. дн.};$$

Продолжительность 11-ого этапа:

$$\frac{7}{2} = 3,5 \text{ раб. дн.};$$

Продолжительность 12-ого этапа:

$$\frac{1,4}{2} = 0,7 \text{ раб. дн.};$$

Продолжительность 13-ого этапа:

$$\frac{3,2}{2} = 1,6 \text{ раб. дн.}$$

11.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

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

$$T_{ки} = T_{рi} \times k_{кал}, \quad (3)$$

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

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

$k_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}}, \quad (4)$$

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

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

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

Коэффициент календарности в 2018 году составил:

$$\frac{365}{365 - 104 - 18} = \frac{365}{243} = 1,5$$

Продолжительность выполнения 1-ого этапа в календарных днях:

$$1 * 1,5 = 1,5 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 2-ого этапа в календарных днях:

$$1,4 * 1,5 = 2,1 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 3-ого этапа в календарных днях:

$$1,4 * 1,5 = 2,1 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 4-ого этапа в календарных днях:

$$2,2 * 1,5 = 3,3 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 5-ого этапа в календарных днях:

$$3,2 * 1,5 = 4,8 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 6-ого этапа в календарных днях:

$$7 * 1,5 = 10,5 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 7-ого этапа в календарных днях:

$$7 * 1,5 = 10,5 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 8-ого этапа в календарных днях:

$$3,2 * 1,5 = 4,8 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 9-ого этапа в календарных днях:

$$1,8 * 1,5 = 2,7 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 10-ого этапа в календарных днях:

$$0,7 * 1,5 = 1,05 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 11-ого этапа в календарных днях:

$$3,5 * 1,5 = 5,25 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 12-ого этапа в календарных днях:

$$0,7 * 1,5 = 1,05 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 13-ого этапа в календарных днях:

$$1,6 * 1,5 = 2,4 \text{ кал. дн.}$$

Полученные значения сведем в таблицу.

Таблица 3 - Временные показатели проведения
научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{mini} , Чел/дни	t_{maxi} , Чел/дни	$t_{ожи}$, Чел/дни			
Составление и утверждение технического задания	1	1	1	Научный руководитель	1	1,5
Выдача задания по тематике проекта	1	2	1,4	Научный руководитель	1,4	2,1
Определение целей и задач проекта	1	2	1,4	Бакалавр	1,4	2,1
Определение структуры, этапов и сроков разработки проекта	1	4	2,2	Бакалавр	2,2	3,3
Подборка литературы по тематике работы	2	5	3,2	Бакалавр	3,2	4,8
Сбор материалов	5	10	7	Бакалавр	7	10,5
Проведение теоретических обоснований	5	10	7	Бакалавр	7	10,5
Проведение расчетов	2	5	3,2	Бакалавр	3,2	4,8
Анализ полученных результатов	1	3	1,8	Бакалавр	1,8	2,7
Согласование полученных данных с научным руководителем	1	2	1,4	Научный руководитель	0,7	1,05

Доработка (корректировка) проекта с учетом рекомендаций научного руководителя	5	10	7	Бакалавр	3,5	5,25
Работа над выводами	1	2	1,4	Бакалавр	0,7	1,05
Составление пояснительной записки к работе	2	5	3,2	Бакалавр	1,6	2,4

На основе таблицы построен календарный план-график. График был построен для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта, на основе таблицы с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования. При этом работы студента выделены желтым, работы руководителя синим цветом.

Таблица 4

Календарный план-график проведения НИОКР по теме

	Вид работ	Исполнители	T_{ki} , кал.дн	одолжительность выполнения работ														
				февраль			март		апрель		май							
				1	2	3	1	2	2	3	1	2	3					
1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель	2	■														
2	Выдача задания по тематике проекта	Научный руководитель	2		■													
3	Определение целей и задач проекта	Бакалавр	2			■												
4	Определение структуры, этапов и сроков разработки проекта	Бакалавр	3			■												
5	Подборка литературы по тематике работы	Бакалавр	5			■	■											
6	Сбор материалов	Бакалавр	11				■	■										
7	Проведение теоретических обоснований	Бакалавр	11				■	■	■									
8	Проведение расчетов	Бакалавр	5					■	■									
9	Анализ полученных результатов	Бакалавр	3						■	■								
10	Согласование полученных данных с научным руководителем	Научный руководитель	1								■							
11	Доработка проекта	Бакалавр	5									■	■					
12	Работа над выводами	Бакалавр	1										■					
13	Составление пояснительной записки к работе	Бакалавр	2											■	■			

11.2.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

11.2.5 Расчет материальных затрат НТИ

Для выполнения данного научного исследования необходимы материалы, которые указаны в таблице.

Таблица

Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (З _м), руб.
Заправка картриджа для принтера	шт.	1	415	415
Бумага для печати формат А4	шт.	2	215	430
Канцтовары	шт.	1	180	180
Итого				1025

11.2.6 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (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.

Все расчеты по приобретению спецоборудования и оборудования, имеющегося в организации, но используемого для каждого исполнения конкретной темы, сводятся в таблицу 6

Таблица 6 - Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

Наименование оборудования	Единица измерения	Цена за ед./руб.	Затраты на материалы $Z_{м.}$ /руб.
Ноутбук «ASUS VivoBook»	1шт.	20999	20999
Принтер «Brother HL»	1шт.	6950	6950
ИТОГО			27949

11.2.7 Основная заработная плата исполнителей темы

Зарботная плата научного руководителя и студента включает основную зарботную плату и дополнительную зарботную плату:

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

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

$Z_{доп}$ – дополнительная зарботная плата (15 % от $Z_{осн}$).

Основная зарботная плата ($Z_{осн}$) научного руководителя и студента рассчитана по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} + T_p, \quad ()$$

где $Z_{осн}$ – основная зарботная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дн.;

$Z_{дн}$ – среднедневная зарботная плата работника, руб.

Среднедневная зарботная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_{м} \times M}{F_{д}}, \quad ()$$

где $Z_{м}$ – 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_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн.

Таблица

Показатели рабочего времени	Баланс рабочего времени	
	Научный руководитель	Бакалавр
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	52	104
- праздничные дни	19	18
Потери рабочего времени		
- отпуск	48	24
- невыходы по болезни	-	-
Действительный годовой фонд рабочего времени	246	219

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{tc} * (1 + k_{пр} + k_{д}) * k_{р}, \quad (?)$$

где Z_{tc} – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент;

$k_{д}$ – коэффициент доплат и надбавок;

$k_{р}$ – районный коэффициент.

Месячный должностной оклад научного руководителя, руб.:

$$27500 * (1 + 0,3 + 0,2) * 1,3 = 53625 \text{ руб.}$$

Месячный должностной оклад бакалавра, руб.:

$$3600 * (1 + 1 + 1) * 1,3 = 14040 \text{ руб.}$$

Среднедневная заработная плата научного руководителя, руб.:

$$\frac{53625 * 10,4}{246} = 2267,07 \text{ руб.}$$

Среднедневная заработная плата бакалавра, руб.:

$$\frac{14040 * 11,2}{219} = 718,03 \text{ руб.}$$

Рассчитаем рабочее время:

Руководитель: $T_r=5$ раб.дней

Студент: $T_r=36$ раб.дней

Основная заработная плата научного руководителя составила:

$$2267,07 * 5 = 11335,35 \text{ руб.}$$

Основная заработная плата бакалавра составила:

$$718,03 * 36 = 25849,08 \text{ руб.}$$

Таблица 7

Расчет основной заработной платы научного руководителя и студента

Исполнители	$Z_{тс}$, руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_r , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Научный руководитель	27500	0,3	0,2	1,3	53625	2267,07	5	11335,35
Бакалавр	3600	1	1	1,3	14040	718,03	36	25849,08
Итого $Z_{осн}$								37184,43

11.2.8 Дополнительная заработная плата научно-производственного персонала

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10-15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$Z_{доп} = k_{доп} \times Z_{осн} ()$$

где $Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{доп}$ – коэффициент дополнительной зарплаты, 0,15;

$Z_{осн}$ – основная заработная плата, руб.

Таблица 8

Дополнительная заработная плата исполнителей НИИ

Заработная плата	Научный руководитель	Бакалавр
Основная зарплата	11335,35	25849,08
Дополнительная зарплата	1360,2	-
Итого, руб.	38544,63	

11.2.9 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \times (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad ()$$

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

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

$$0,271 \times (37184,43 + 1360,24) = 10446 \text{ руб.}$$

11.2.10 Накладные расходы

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

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 - 7) \times k_{\text{нр}}, \quad (?)$$

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

Величину коэффициента накладных расходов примем в размере 16%.

Накладные расходы научного руководителя:

$$16136,59 * 0,16 = 2581,85 \text{ руб.}$$

Накладные расходы бакалавра:

$$69174,18 * 0,16 = 11067,87 \text{ руб.}$$

11.2.11 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанные выше величины затрат научно-исследовательской работы представляет собой основу формирования бюджета затрат проекта. В таблице отражены сводные показатели, которые формируют бюджет затрат ВКР.

Таблица 9

Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб		Примечание
	Научный руководитель	Бакалавр	
1. Материальные затраты НТИ	-	33320,10	Пункт 3.4.1
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	11335,35	25849,08	Пункт 3.4.3
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	1360,2	-	Пункт 3.4.4
4. Отчисления во внебюджетные фонды	3441	7005	Пункт 3.4.5
5. Затраты на научные и производственные командировки	-	3000	Пункт 3.4.6
6. Накладные расходы	2581,85	11067,87	16% от суммы ст. 1-7
7. Бюджет затрат НТИ	18718,44	80242,05	Сумма ст. 1- 8

Для выполнения данной исследовательской работы необходимо провести 13 ключевых этапов, позволяющие построить диаграмму Ганта, которая наглядно отражает продолжительность исследования. Общая продолжительность исследования составила 53 дня. Проведенный расчет стоимости НТИ показал, что общая стоимость составляет 98961 рубль.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Изучив необходимые документы и проанализировав мероприятия пожарной безопасности установки подготовки нефти на опасных производственных объектах в области пожарной безопасности необходимо обязательно на каждом объекте: создавать НАСФ и укомплектовывать их необходимыми средствами; проводить учения с данными формированиями; система связи и оповещения должна быть в исправном состоянии; все средства пожаротушения должны быть исправны и доступны персоналу; по возможности заменить систему пожаротушения на установку «ViZone», так как она наиболее эффективна. Анализ показал что стоимость затрат на тушение РВС 5000 уменьшились в 5 раз, а время тушения резервуара в 60 раз и срок службы модуля составляет 20лет это в 2 раза больше чем пенные огнетушащие средства. Данные мероприятия помогут предупреждать аварии, но и безопасно и в кратчайшие сроки ликвидировать их последствия.

Нефтяные компании, взявшие на вооружение описанную технологию газопорошкового тушения объектов нефтепереработки (резервуары с нефтепродуктами, технологические установки, наливные эстакады и т.д.), смогут в рамках существующего бюджета противопожарных мероприятий существенно повысить уровень пожарной безопасности своих объектов и снизить потери от пожаров, сэкономив впоследствии суммы значительно большие, чем затраты на противопожарные мероприятия.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997г. №116-ФЗ.
2. Технологический регламент установки подготовке нефти.
3. Баширов М.Г., Юмагузин У.Ф., Талаев В.Л. Оценка технического состояния оборудования Предприятий нефтегазовой отрасли на основе применения техноценологического метода. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2012, № 5.
4. А.А.Абросимов. Экология переработки углеводородных систем. Москва, изд. Химия, 2002 г.
5. М. И. Лебедева, А. В. Богданов, Ю. Ю. Колесников. Аналитический обзор статистики по опасным событиям на объектах нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Интернет-журнал "Технологии техносферной безопасности" Выпуск № 4 (50), 2013 г.
6. Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
7. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (утверждены приказом Федерального управления Ростехнадзора от 12.03.2013 №101).
8. Правила устройства электроустановок. Издание-7 (утверждены приказом Минэнерго России от 08.07.2002г. №204).
9. Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности (ППБО-85, утверждены Министерством нефтяной промышленности 25.11.1985 г.).
10. Промышленная безопасность опасных производственных объектов. Сборник нормативных документов. «Урал Юр Издат», 2009г.
11. Постановления Правительства Российской Федерации от 26.08.2013 года №730 «Об утверждении положения о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте».
12. Федеральный закон Российской Федерации от 11 ноября 1994 года № 68-ФЗ

«О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

13. Постановление Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2003 года № 794 «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций».

14. Постановления Правительства Российской Федерации от 4 сентября 2003 года № 547 «О подготовке населения в области защиты от ЧС природного и техногенного характера».

15. Постановления Правительства Российской Федерации от 25.04.2012 г. №390 «Правила противопожарного режима в РФ»

16. Федеральный закон Российской Федерации от 21 декабря 1994 года № 69-ФЗ «О пожарной безопасности».

17. Приказа МЧС России от 23 декабря 2005 года № 999 «Об утверждении порядка создания нештатных аварийно-спасательных формирований».

18. Федеральный закон «О гражданской обороне» от 12.02.1998 г. 28-ФЗ.

19. «Порядок проведения технического расследования причин аварий и инцидентов на объектах, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору», утвержденного Приказом Минприроды России от 30.06.2009г. № 191.

20. СО 153-34.21.122-2003 «Инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных объектов».

21. Руководящие документы (РД) 39-22-113-78 «Временные правила защиты от статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности», утверждены Приказом Министерства нефтяной промышленности СССР от 01.02.1979г.

22. Свод Правил (СП) 155.13130.2014 «Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности». Журнал «Пожарная безопасность». 2014. №2.

23. Тушение пожаров нефти и нефтепродуктов. А.Ф. Шароварников и др. М.Калан, 2002, 437с.

24. В. И. Стенковой, В. И. Селиверстов, И. С. Молчадский, А. Н. Баратов.
Газопорошковое тушение пожаров нефтепродуктов в резервуарах. Журнал
«Пожарная безопасность». 2011. №1.

Приложение №1

Организация _____
 Предприятие _____
 Цех _____

УТВЕРЖДАЮ:

 (руководитель или лицо, ответственное
 за пожарную безопасность, должность, ф.и.о.)

 (подпись)
 " _____ " _____ 20__ г.

НАРЯД-ДОПУСК на выполнение огневых работ

1. Выдан (кому) _____
 (должность руководителя работ, ответственного за проведение работ, ф.и.о., дата)

2. На выполнение работ _____
 (указывается характер и содержание работы)

3. Место проведения работ _____
 (отделение, участок, установка, аппарат, выработка, помещение)

4. Состав исполнителей

N п/п	Ф.И.О. исполнителей	Квалификация (разряд)	Инструктаж о мерах пожарной безопасности получил	
			подпись	дата
1.				
2.				
3.				
4.				
5.				

5. Результаты анализа воздушной среды

Дата и время отбора проб	Место отбора проб	Результаты анализа воздуха	Ф.И.О. и подпись лица, проводившего анализ

6. Планируемое время проведения работ Начало _____ время _____ дата _____
 Окончание _____ время _____ дата _____

7. Меры по обеспечению пожарной безопасности места (мест) проведения работ _____

(указываются организационные и технические меры пожарной безопасности,

осуществляемые при подготовке места проведения работ)

8. **Согласовано**

с пожарной службой: _____
(ф.и.о. представителя пожарной службы, подпись, дата)

со службами: _____
(название службы, ф.и.о. представителя, подпись, дата)

с взаимосвязанными цехами, участками (при необходимости) _____
(цех, участок,

ф.и.о. руководителя, подпись, дата)

9. **Место проведения работ подготовлено**

Ответственный за _____
подготовку места _____
проведения работ _____
(должность, ф.и.о., подпись,

дата, время)

10. **Наряд выдал** _____
(должность руководителя подразделения, ф.и.о., подпись, дата)

11. **Наряд-допуск продлен до** _____
(дата, время, подпись выдавшего наряд,

ф.и.о., должность)

12. **Продление наряда-допуска согласовано (в соответствии с пунктом 8)**

(название службы, должность ответственного, ф.и.о., подпись, дата)

13. **Изменение состава бригады исполнителей**

Введен в состав бригады					Выведен из состава бригады			Руководитель работ (подпись)
ф.и.о.	с условиями работы ознакомлен, проинструктирован (подпись)	квалификация, разряд,	выполняемая функция	дата, время	ф.и.о.	дата, время	выполняемая функция	

14. **Работа выполнена в полном объеме, рабочие места приведены в порядок, инструмент и материалы убраны, люди выведены, наряд-допуск закрыт**

А). _____
(руководитель работ, подпись, дата, время)

Б). _____
(начальник смены (старший по смене) по месту проведения работ,

ф.и.о., подпись, дата, время)

Общество с ограниченной ответственностью

(название организации)

РАСПОРЯЖЕНИЕ

«__» _____ 20__ г.

№__

Название ОПО

О создании добровольной пожарной дружины
на ОПО

В соответствии с требованиями Федерального закона «О добровольной пожарной охране» № 100-ФЗ от 6 мая 2005 года, «Правил пожарной безопасности в нефтяной промышленности» ППБО-85 от 25 ноября 1985года, в целях проведения мероприятий по профилактике и тушению пожаров, а также аварийно-спасательных работ на объектах нефтепромысла и прилегающих к ним лесных массивов.

ОБЯЗЫВАЮ:

1. Создать 5 отделений ДПД исходя из местных особенностей:

Отделение №1- ДПД участка добычи нефти и газа (ДНГ) в составе 9 человек, согласно списка вахт;

Отделение №2- ДПД участка подготовки и транспортировки нефти (УПН) в составе 6 человек, согласно списка вахт;

Отделение №3- ДПД жилого городка в составе 8 человек, согласно списка вахт;

Отделение №4- ДПД участка технического обслуживания и ремонта трубопроводов (УТО и РТ) в составе 4 человек, согласно списка вахт;

Отделение №5- ДПД блочно-кустовой насосной станции (БКНС) в составе 4 человек, согласно списка вахт;

2. Назначить начальников отделений из числа инженерно-технических работников данных подразделений.

3. Начальникам отделений ДПД подготовить Табели боевых расчетов.

4. Во время проведения учебных занятий, пожарных тренировок, доставке огнетушащих средств и пожарно-технического вооружения к месту пожара, аварии и т.д., привлекать технические средства и водителей транспортного участка.

5. Для оказания первой медицинской помощи привлекать сотрудников мед. службы работающих на ОПО.

6. В целях предотвращения проникновения посторонних лиц и техники не участвующих в ликвидации аварии, пожара, а так же для организации сохранения материальных ценностей, задействовать ЧОП.

7. Начальникам отделений каждую вахту проводить занятия на своих объектах, с практической отработкой приемов и навыков.

8. Контроль за исполнением возлагается на начальников ДПД.

Ответственное лицо

_____ (ФИО)

(подпись)

Общество с ограниченной ответственностью

(название организации)

РАСПОРЯЖЕНИЕ

«___» _____ 20__ г.

№ ____

Название ОПО

О создании аварийно-восстановительных бригад
на территории ОПО

На основании Федерального закона от 21.07.1997 N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», требований «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утв. Приказом Федеральной службы Ростехнадзора от 12.03.2013г. №101) и «Правил по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов» РД 39-132-94, в целях ликвидации возможных чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, а также проведения аварийно-спасательных работ на месторождениях

ОБЯЗЫВАЮ:

1. Создать две аварийно-восстановительные бригады (АВБ) в следующем составе:

а) Вахта № 1(пример)

- мастер ДНГ, командир бригады;
- оператор ДНГ;

- оператор ДНГ;
- машинист ППД;
- машинист ППД ;
- оператор ООУ;
- оператор товарный;
- слесарь НПО.
- слесарь НПО.
- Газоэлектросварщик

б) Вахта № 2(пример)

- мастер ДНГ, командир бригады;
- оператор ДНГ;
- оператор ДНГ;
- машинист ППД;
- машинист ППД
- оператор товарный;
- оператор ООУ;
- газоэлектросварщик;
- слесарь НПО.
- слесарь НПО.

2. Командирам аварийно-восстановительных бригад (АВБ) необходимо:

2.1 при заезде на вахту, уточнять списки работников (по-фамильно) назначенных в состав АВБ;

2.2 в период рабочей смены на вахте, проводить проверку наличия и исправность специального инвентаря и инструмента бригад.

3. Старшим механикам транспортного участка:

3.1 предусмотреть выделение автотранспорта, для доставки членов АВБ, специального инвентаря и инструмента к месту аварии;

3.2 обеспечить АВБ необходимым количеством автомобильной и специальной техники для ликвидации последствий аварии.

4. Руководителям подразделений:

4.1 при отсутствии указанных работников на рабочей смене по уважительным причинам (командировка, больничный, отпуск и т.д.), своевременно организовать подмену из числа присутствующих, с проведением инструктажа;

4.2 выделяемый персонал в состав АВБ обеспечивать штатным инструментом и СИЗ, согласно норм положенности.

5. Контроль за исполнением данного распоряжения оставляю за собой.

Ответственное лицо

_____ (ФИО)

(подпись)