



Юргинский технологический институт  
 Направление подготовки: 280700 Техносферная безопасность  
 Профиль: Защита в чрезвычайных ситуациях  
 Кафедра безопасности жизнедеятельности, экологии и физического воспитания

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Оценка техногенного риска на примере нефтеперерабатывающей фабрики ООО «Энергостройснабэкспертиза»</b>

УДК 614.8:665.7

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-17Г11	Дегтярев Иван Витальевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель каф. БЖДЭиФВ	Торосян Е.С.			

#### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент каф. ЭиАСУ	Нестерук Д.Н.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент каф. БЖДЭиФВ	Луговцова Н.Ю.			

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер каф. БЖДЭиФВ	Романенко В.О.	к.т.н.		

#### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
БЖДЭиФВ	Солодский С.А.	к.т.н.		

Юрга – 2016 г.

Планируемые результаты обучения по основной образовательной программе  
направления 280700 – Техносферная безопасность

Код результатов	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять базовые и специальные естественнонаучные и математические знания, достаточные для комплексной инженерной деятельности в области техносферной безопасности.
P2	Применять базовые и специальные знания в области техносферной безопасности для решения инженерных задач.
P3	Ставить и решать задачи комплексного анализа, связанные с организацией защиты человека и природной среды от опасностей техногенного и природного характера, с использованием базовых и специальных знаний, современных аналитических методов и моделей, осуществлять надзорные и контрольные функции в сфере техносферной безопасности.
P4	Проводить теоретические и экспериментальные исследования, включающие поиск и изучение необходимой научно-технической информации, математическое моделирование, проведение эксперимента, анализ и интерпретацию полученных данных, на этой основе разрабатывать технику и технологии защиты человека и природной среды от опасностей техногенного и природного характера в соответствии с техническим заданием и с использованием средств автоматизации проектирования.
P5	Использовать знание организационных основ безопасности различных производственных процессов, знания по охране труда и охране окружающей среды для успешного решения задач обеспечения техносферной безопасности.
P6	Обоснованно выбирать, внедрять, монтировать, эксплуатировать и обслуживать современные системы и методы защиты человека и природной среды от опасностей, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья, безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды.
	<b>Универсальные компетенции</b>
P7	Использовать базовые и специальные знания в области проектного менеджмента для ведения комплексной инженерной деятельности.
P8	Владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты комплексной инженерной деятельности.
P9	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена группы, состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.
P10	Демонстрировать знания правовых, социальных, экономических и культурных аспектов комплексной инженерной деятельности.
P11	Демонстрировать способность к самостоятельной работе и к самостоятельному обучению в течение всей жизни и непрерывному самосовершенствованию в инженерной профессии.



Юргинский технологический институт  
 Направление подготовки: 280700 Техносферная безопасность  
 Профиль: Защита в чрезвычайных ситуациях  
 Кафедра безопасности жизнедеятельности, экологии и физического воспитания

УТВЕРЖДАЮ:  
 Зав. кафедрой БЖДЭиФВ  
 \_\_\_\_\_ С.А. Солодский  
 «\_\_» \_\_\_\_\_ 2016 г.

### ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
3-17Г11	Дегтяреву Ивану Витальевичу

Тема работы:

Оценка техногенного риска на примере нефтеперерабатывающей фабрики ООО «Энергостройснабэкспертиза»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	29.01.2016 г. № 26/с

Срок сдачи студентам выполненной работы:	14.06.2016 г.
--	---------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Нефтеперерабатывающая фабрика ООО «Энергостройснабэкспертиза» является взрывопожароопасным объектом. На объекте производится доставка и переработка нефти и налив нефтепродуктов.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1 Характеристика нефтеперерабатывающей фабрики ООО «Энергостройснабэкспертиза» (приводится та информация об объекте, которая потребуется при оценке и расчете техногенного риска). 2 Оценка риска возникновения аварийных ситуаций на нефтеперерабатывающей фабрике ООО «Энергостройснабэкспертиза».

	3 Разработка рекомендаций (мероприятий) по повышению безопасности на нефтеперерабатывающей фабрике ООО «Энергостройснабэкспертиза».
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Нестерук Дмитрий Николаевич
Социальная ответственность	Луговцова Наталья Юрьевна
Нормоконтроль	Романенко Василий Олегович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2016 г.
--	---------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель каф. БЖДЭиФВ	Торосян Е.С.			10.02.2016

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-17Г11	Дегтярев Иван Витальевич		10.02.2016

## Реферат

Выпускная квалификационная работа 93 с, 15 рисунков, 20 таблиц, 66 формул, 50 источников, 1 приложений.

Ключевые слова: КЛАССИФИКАЦИЯ РИСКА, МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ РИСКА; АВАРИИ, ПРОИЗОШЕДШИЕ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ, АНАЛИЗ СЦЕНАРИЕВ, МЕТОДЫ АНАЛИЗА, ОЦЕНКИ ПОЖАРНЫХ РИСКОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ, ПОЛНАЯ РАЗГЕРМЕТИЗАЦИЯ РЕЗЕРВУАРА С НЕФТЬЮ.

Объектом исследования обеспечение безопасности данной работы является мини нефтеперерабатывающий завод ООО «Энергостройснабэкспертиза».

Цель работы – оценить методы анализа оценки, произвести расчет наиболее опасного сценария развития аварийной ситуации.

В процессе работы были изучены литературные источники на предмет возможных аварийных ситуаций на нефтеперерабатывающих предприятиях и выявлены наиболее частые причины аварий.

В результате исследования было выявлено, что наиболее опасный сценарий (полная разгерметизация резервуара с нефтью) относится ко II категории взрывоопасности, но индивидуальный пожарный риск на территории предприятия не превышает допустимого значения  $10^{-6}$  год<sup>-1</sup>.

Индивидуальный пожарный риск в селитебной зоне не превышает допустимого значения  $10^{-8}$  год<sup>-1</sup>.

Социальный пожарный риск в селитебной зоне не превышает допустимого значения  $10^{-7}$  год<sup>-1</sup>.

## Abstract

Final qualification report 103 pages.12 drawings, 20 tables, 93 formulas, 50 sources, 1 appendixes.

Key words: RISK CLASSIFICATION, METHODS OF RISK DETERMINATION, EMERGENCY CASES OCCURRED AT OIL AND GAS ENTITIES, SCENARIO ANALYSIS, METHODS OF ANALYSIS, WAYS OF FIRE RISKS ASSESSMENT RELATED TO ENTITIES' ACTIVITY, FULL DECOMPRESSION OF AN OIL TANK.

SUBJECT OF THE RESEARCH IN THIS REPORT IS A MINI OIL-REFINING PLANT LLC “Energostroynabexpertiza”.

The purpose of the report is to evaluate the methods of assessment analysis, identify and calculate the most dangerous case of emergency.

During the preparation of this report relevant literature concerning possible emergency cases at oil-refining entities was observed and most common reasons of emergencies were identified.

As a consequence of the research it was identified that the most dangerous scenario (full decompression of an oil tank) belongs to the II category of explosive risk but a separate fire risk at the territory of an entity is not exceeding the accepted value of  $10^{-6} \text{ year}^{-1}$ .

A separate fire risk at a settlement zone is not exceeding the accepted value of  $10^{-8} \text{ year}^{-1}$ .

Social fire risk at a settlement zone is not exceeding the accepted value of  $10^{-7} \text{ year}^{-1}$ .

## Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

### Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

ЧС - Чрезвычайная ситуация;

ПДК - Предельно допустимая концентрация;

МЧС - Министерство по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациями ликвидации последствий стихийных бедствий;

СИЗ – Средство индивидуальной защиты;

ООО - Общество с ограниченной ответственностью.

ПБ 03-517-02. Общие правила промышленной безопасности для организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов.

ГОСТ 12.1.007-76 Вредные вещества. Классификация. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.005 - 88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

ПБ 09-540-03 Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств.

РД 09-398-01. Методические рекомендации по классификации аварий и инцидентов на опасных производственных объектах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности.

РД 03-409-01. Методика оценки последствий аварий взрывов топливно-воздушных смесей.

ГОСТ 12.1.003-83. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.

ГОСТ Р 12.3.047-98 ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.

ГОСТ Р 51901.12-2007 (МЭК 60812:2006) Менеджмент риска. Метод анализа видов и последствий отказов.

ГОСТ Р 51901.13-2005 Менеджмент риска. Анализ дерева неисправностей

ГОСТ 31385-2008. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия.

ГН 2.1.6.1338-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.

ГН 2.2.5.1313-03 предельно допустимые концентрации (пдк) вредных веществ в воздухе рабочей зоны

СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Санитарные нормы

СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы



## Оглавление

		С.
Введение		13
1	Обзор литературы	15
1.1	Понятие риска и виды рисков	15
1.2	Классификация риска по происхождению	17
1.3	Методика определения риска и статистики	20
1.3.1	Методы наблюдения	22
1.3.2	Вспомогательные методы	23
1.3.3	Метод Дельфи	23
1.3.4	Анализ сценариев	23
1.3.5	Функциональный	23
1.3.6	Статистический метод	23
1.4	Нефтеперерабатывающие предприятия - как опасный производственный объект	23
1.5	Статистика аварий и их причины	24
2	Общая характеристика предприятия и методы исследования	27
2.1	Краткое описание предприятия	28
2.2	Основные стадии технологического процесса, сведения об опасных веществах	29
2.2.1	Блок №1 Насосная приема нефти	30
2.2.2	Блок №2 Резервуарный парк сырья	31

	2.2.3	Блок №3 Насосная подачи нефти на НПУ	32
	2.2.4	4 Блок №4 Установка НПУ-8.02П.	33
	2.2.5	Блок №5 Резервуарный парк светлых нефтепродуктов	37
	2.2.6	Блок №6 Резервуарный парк мазута	38
	2.2.7	Блок №7 Площадка налива светлых нефтепродуктов	39
	2.2.8	Блок №8 Насосная налива мазута	40
	2.2.9	Блок №9 Технологический трубопровод	41
	2.3	Методы анализа оценки пожарных рисков деятельности предприятия	43
	2.4	Методика расчета пожарного риска	43
3		Оценка риска возникновения аварийных ситуаций на нефтеперерабатывающем МиниНПЗООО«Энергостройснабэкспертиза».	47
	3.1	Анализ опасности объекта	47
	3.2	Возможные причины аварийных ситуаций.	47
	3.2.1	технические аварии	47
	3.2.2	Техногенных аварии	48
	3.2.3	Человеческий фактор	49
	3.2.4	Внешние воздействия природного характера	49
	3.3	. Определение значений энергетических показателей взрывоопасности технологического блока	49
	3.3.1	Физико-химическая характеристика и фракционный состав нефти	49
	3.3.2	Энергетический потенциал взрывоопасности	52
	3.3.3	Значение коэффициента	56

	3.3.4	Расчет относительных энергетических потенциалов блоков	58
	3.3.5	Определение показателей взрывоопасности технологических блоков	59
	3.4	Аварий на территории объекта	59
	3.4.1	Определение показателей взрывоопасности технологических блоков	60
	3.4.2	Расчет относительных энергетических потенциалов блоков	62
	3,5	Оценка последствий воздействий опасного фактора пожара(ОФП) на людей и расчет пожарного риска	66
	3.5.1	Сценарий 2 Полная разгерметизация резервуара с нефтью на территории резервуарного парка сырья.	67
	3.5.2	Расчет количество опасных веществ	67
	3.5.3	Показатели категорий взрывоопасности технологических блоков	68
4		Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	71
	4.1	Оценка экономического ущерба при возникновении чрезвычайной ситуации на ООО «Энергостройснабэкспертиза» .Расчет затрат на локализацию аварии и ликвидацию ее последствий	71
	4.1.1	Затраты на питание ликвидаторов аварии	72
	4.1.2	Расчет затрат на заработную плату Расчет затрат на оплату труда ликвидаторов аварии	73
	4.1.3	Расчет затрат на организацию стационарного и амбулаторного лечения пострадавших	74
	4.1.4	Расчет затрат на топливо и горюче-смазочные материалы	76

	4.1.5	Расчет затрат на амортизацию используемого оборудования и технических средств	77
	4.2	Расчет величины социального ущерба	78
	4.3	Определение величины экономического ущерба	78
5	Социальная ответственность		81
	5.1	Описание технологического процесса работы Нефтеперерабатывающего Мини-НПЗ «Энергостройснабэкспертиза»на предмет возникновения вредных проявлений факторов окружающей среды	81
	5.2	Анализ выявленных вредных факторов	83
	5.2.1	Шум	85
	5.2.2	Вибрация	86
	5.3	Анализ выявленных опасных факторов	87
	5.4	Охрана окружающей среды	88
	5.5	Защита в чрезвычайных ситуациях	88
	5.6	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	92
Заключение			93
Список публикаций			
Список используемых источников			
Приложение			

## Введение

Современное предприятие нефтепереработки представляет собой сложный комплекс, состоящий из технологических установок, предназначенных для выполнения конкретных технологических операций. На них перерабатывается углеводородное сырье различных видов и производится большое количество товарных нефтепродуктов. В качестве сырья, продуктов и полуфабрикатов установок нефтепереработки выступают смеси углеводородов, которые обладают взрывопожароопасными свойствами. Взрывоопасность установок нефтепереработки определяется не только физико-химическими свойствами углеводородов и их смесей, но также параметрами технологического процесса.

Аварии на нефтеперерабатывающем предприятии является опасным объектом характеризуются большим радиусом поражения и тяжестью своих последствий. По статистике аварии на нефтеперерабатывающем предприятии чаще всего происходят по таким причинам как:

- ошибочными действиями персонала (38 %);
- разгерметизация (разрыв) хранилища(37 %);
- отказами (неполадками) оборудования (21 %);
- внешними воздействиями природного и техногенного характера (4 %).

Предотвращение пожаров и взрывов является важнейшей составной частью общей проблемы обеспечения пожаровзрывобезопасности различных объектов, и поэтому ей уделяется первостепенное внимание при решении вопросов защиты объектов при аварии. Решение которых в свою очередь предусматривает оценку пожаровзрывоопасных производств и назначение различных мероприятий организационного и технического характера, которые регламентируются различными нормативными документами

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

1) Проанализировать литературные источники на предмет возможных аварийных ситуаций на нефтеперерабатывающих предприятиях для оценки и статистики их потенциальной опасности.

2) Рассмотрели технологические процессы работы на Мини нефтеперерабатывающем заводе ООО «Энергостройснабэкспертиза».

3) Провели анализ и расчет аварийных ситуаций в чрезвычайных ситуациях на Мини нефтеперерабатывающем заводе ООО «Энергостройснабэкспертиза».

4) Произвели расчет экономического ущерба при возникновении чрезвычайной ситуации на мини нефтеперерабатывающем заводе.

5) Произвести анализ вредных и опасных факторов и защита от них на Мини нефтеперерабатывающем заводе

## 1 Обзор литературы

### 1.1 Понятие риска и виды рисков

Риском называют неопределенная ситуация, в которой одно или несколько последствий нежелательных [1].

На данный момент наиболее распространенным понятием риска является как вероятности потерь, связанных с разновидностью тех или иных видов деятельности человеческого общества и явлений природы [2].

Наиболее часто под опасностью понимают реально существующую возможность отрицательного воздействия на личность, природную среду, общество, в результате которого им может быть нанесен какой-либо ущерб, вред, ухудшающий состояние, придающий их развитию нежелательные динамику или параметры.

Техногенный риск [3].

Опасность техногенного риска представляет собой состояние, внутренне присущее технической системе, промышленному или транспортному объекту, представляющее собой ряд поражающих воздействий источника техногенной чрезвычайной ситуации на человека и окружающую среду при его возникновении, либо реализуемое в виде прямого или косвенного ущерба для человека и окружающей среды в ходе эксплуатации этих объектов, осуществляемой в соответствии с технологическими и бытовыми условиями, предусмотренными при проектировании.

В ходе техногенных аварий, возникает пожарный риск.

По определению пожарный риск - это мера возможности реализации пожарной опасности объекта защиты и ее последствий для людей и материальных ценностей[4].

Также риск представляет собой вероятность возникновения негативного воздействия на здоровье и жизнь человека, группы людей или населения при наличии какой-либо опасности. Количественно риск можно выразить

величинами от нуля до единицы. Оценивая вредное воздействие, при величине риска равной нулю вред не будет нанесён, что означает полное отсутствие риска, а при риске равном единице вред будет нанесён, вне всякого сомнения [5].

В настоящее время перед специалистами ставится задача не исключить возможность опасности до нуля, что в принципе невозможно, а минимизировать ее и в результате достигнуть заранее заданной величины риска реализации опасности, при этом соотнося затраты и полученную от снижения риска выгоду.

В теории статистических решений риск рассматривается как математическое ожидание функции потерь, т.е.

$$R(Q, d) = M_Q(L \setminus Q, d(x)), \quad (1)$$

где  $R(Q, d)$  – функция риска;

$Q$  – параметры оценки;

$d = d(x)$  – функция статистического решения;

$x = (x_1, x_2, \dots, x_n)$  – результаты наблюдения;

$M_Q$  – математическое ожидание;

$(L \setminus Q, d(x))$  – функция потерь;

$x$  – истинное распределение измеряемых величин, которое практически может быть представлено вероятностью случайных событий (параметров), т.е.  $x = P_Q$ .

$P_Q$  – вероятность определенного семейства факторов зависящих от параметра  $Q$ .

Данная формула является универсальной для решения многовариантных задач статистического оценивания (точечного и интервального), последовательного статистического анализа, планирования экспериментов, прогнозирования и др. Однако для условий небольших количеств показателей статистических решений данная зависимость может быть упрощена и представлена в виде:



$$R(Q,d)=M_Q(X)=\sum_{n=1}^{\infty} x_n P_n, \quad (2)$$

где  $M_Q$  – математическое ожидание вероятностей случайных величин  $x$ , принимающих последовательность значений  $x_1, x_2, \dots, x_n$  с вероятностями равными соответственно  $P_1, P_2, \dots, P_n$ .

Если случайная величина  $x$  имеет непрерывное распределение, имеющая плотность вероятности  $P(x)$ , тогда  $M_Q(x)$  можно представить:

$$M_Q(X)=\int_{-x}^x xP(x)dx. \quad (3)$$

Здесь функция  $P(x) \geq 0$ , что выполняет условие

$$\int_{-\infty}^{\infty} P(x)dx = 1 \text{ т. е. } M(x)=x P(x) dx.. \quad (4)$$

Предлагаемое математическое описание определения риска через математическое ожидание потерь (ущерба) позволяет оценить опасность техногенного и природного происхождения в широком диапазоне факторов воздействия. Факторы воздействия могут характеризоваться: временем, масштабом, величиной воздействия, происхождением.

## 1.2 Классификация риска по происхождению:

Первый класс риска – риск природного происхождения или природный риск. Причинами природного риска могут быть геологические, гидрологические, метеорологические, космические и комплексные явления, которые в свою очередь могут быть вызваны землетрясением, оползнем, селом, лавиной, цунами, наводнением, ураганом, градом, ливнем, падением метеоритов [6].

Второй класс риска – риск техногенный, который возникает в результате технических отказов, аварий, пожаров, взрывов, выбросов и загрязнений токсичными и радиоактивными веществами и другими опасными воздействиями в различных отраслях народного хозяйства (горнодобывающий,

металлургической, машиностроительной, автомобильной, дорожно-транспортной, авиационной, морской и др.). Также техногенный риск может возникнуть в результате воздействия техноприродных факторов, например при переработке берегов водохранилищ, затоплении территорий, усилении сейсмической активности, связанной с инженерной деятельностью человека, землетрясениях, техногенных оползнях, опустынивании, в ходе обезлесения, деградации почвы и т.д.

Третий класс риска - социальный риск, который обусловлен влиянием на социальную среду техногенных и природных факторов и явлений.

Социальный риск характеризует масштаб потенциального последствия воздействия негативного события на население и обуславливается как отношение числа пострадавших людей (частоты возникновения событий) к общему числу людей подвергаемых этому воздействию. Социальный риск может быть выражен в виде стачек, забастовок, военных и этнических конфликтов, диверсии, миграции населения из зон конфликтов опасных техногенных и природных явлений.

Кроме того риск может характеризоваться:

- формой проявления (прямой, косвенный, глобальный);
- масштабом (локальный, региональный, национальный или федеральный, глобальный);
- характером воздействия (одномоментный, перманентный и постоянный);
- формой оценки (индивидуальный, экономический, социальный, экологический);
- формой учета (частный от одного фактора, суммарный от нескольких факторов);
- формой ущерба (предотвращенный, частично предотвращенный, непредотвращенный);
- формой выражения (событийный, стоимостный, комбинированный);
- уровнем индивидуального риска, чел\год:

- а) малый – менее  $2.7 \cdot 10^{-7}$  или менее 40 чел. в РФ.
- б) средний –  $3.3 \cdot 10^{-7} - 1 \cdot 10^{-6}$  или 50 – 149 чел. в РФ
- в) большой –  $1 \cdot 10^{-6} - 1 \cdot 10^{-5}$  или 150 – 1499 чел. в РФ
- г) очень большой –  $1 \cdot 10^{-5} - 1 \cdot 10^{-4}$  или 1500 – 14999 чел. в РФ
- е) исключительно большой – более  $1 \cdot 10^{-4}$  или более 15000 чел. в РФ);

Локальный риск характеризуется тем, что дает оценку события в пределах отдельных зданий, сооружений, производств и на небольших площадях. Он является следствием одной или двух опасностей, вероятная зона развития которых картируется, как правило, в масштабе 1:10000 и меньше.

Региональный риск оценивает несколько опасностей, сконцентрированных в пределах сельского, горнодобывающего и промышленного района, города или области (края). Он картируется в пределах 1:2500000–1:5000000.

Национальный риск может оцениваться для небольших государств в масштабе регионального риска.

Глобальный риск смыкается с риском для России и отражается на карте масштаба 1:10000000 и меньше. Наиболее приемлемым масштабом при анализа риска в пределах России является масштаб 1:2500000 – 1:5000000.

Индивидуальный риск показывает возможность поражения конкретного или типичного индивида в определенной точке пространства, при определенном воздействии. Он определяется как произведение частоты данного события со смертельным исходом или другим ущербом на показатель присутствия (занятости), т.е. времени нахождения индивида в зоне воздействия в долях к единице измерения.

Ежегодные среднемноголетние потери России от опасных природных и техногенных процессов за последние два-три десятилетия составляли не менее 60 – 130 человек [6].

В масштабе всех стран мира этот показатель характеризуется  $R_{инд} = 3,4 \cdot 10^{-5}$  чел. год.

В европейских странах предельно – допустимый риск установлен:

$R_{\text{инд}} \leq 10^{-6}$  чел\год, там же для небольших предприятий  $R_{\text{инд}} \leq 10^{-5}$  чел\год.

В России по ГОСТ 12.1.010-76 и ГОСТ 12.1.004-85 по взрыво- и пожаробезопасности  $R = 10^{-6}$  чел/год.

Допустимый индивидуальный риск от ОПТП в любой точке России  $R_{\text{инд}} = 3.3 \cdot 10^{-7} - 1 \cdot 10^{-6}$  чел.\Год, при условии, что фактор занятости = 1. [7]

### 1.3 Методика определения риска и статистики

событийный риск

$$R'(N) = P(N), \quad (5)$$

стоимостный риск

$$R''(N) = Y(N), \quad (6)$$

где  $P(N)$  – частота или вероятность появления события  $N$ .

$Y(N)$  – стоимость ущерба от события  $N$ .

Риск негативного события  $A$  есть средний ущерб от его проявления  $Y(N)$  с учетом повторяемости данного события  $P(N)$ .

Эта зависимость может быть представлена в выражении:

$$R(N) = P(A) \cdot Y(X), \quad (7)$$

где  $P(A)$  – среднестатистическая вероятность события  $A$  или его повторяемость и выражается числом негативного события за единицу времени (отказов/мес., аварий/год, оползней/год и т. д.);

$Y(A)$  – возможный ущерб от события  $A$ , имеющий размерность потерь: смерти, руб./га и т.д.

При определении риска в социальной, экономической и экологической сферах необходимо учитывать различные факторы уязвимости объекта, масштаба проявления события и другим признакам. Так, социальный риск для определенной группы людей зависит от вероятности ее нахождения в зоне поражения. Для этого варианта формула риска примет вид:

$$R_c(N) = P(N) \cdot P(Z) \cdot C_y(N) \cdot Z, \quad (8)$$

где  $P(Z)$ - вероятность нахождения людей в зоне поражения;  
 $C_y(N)$ - степень социальной уязвимости определенной группы людей;  
 $Z$ – численность всех людей в зоне поражения.

При решении народнохозяйственных задач могут выдвигаться задачи снижения фактора проявления риска, тогда в результате проведенных защитных мероприятий по снижению потерь от негативных процессов риск может рассматриваться как: предотвращенный, частично-предотвращенный и непредотвращенный.

Предотвращенный риск

$$R_p = R_c - R_o, \quad (9)$$

где  $R_c$  - риск до осуществления мероприятий снижения ущерба;  
 $R_o$  - остаточный непредотвращенный ущерб, после осуществления мероприятий.

Частичный предотвращенный риск можно выразить через коэффициент предотвращенности риска ( $K_p$ ):

$$K_p = R_o / R_c, \quad (10)$$

Средний риск или риск от события  $N$  за время  $R_\tau(N)$ , принято рассматривать как ущерб, который может возникнуть в результате факторов воздействия события  $N$  и представлять собой зависимость:

$$R_\tau(N) = P_\tau(N) \cdot Y(N), \quad (11)$$

где  $P_\tau(N)$  - повторяемость событий  $N$ , где  $N$  число этих событий за время  $\tau$  (аварии в год, гибель людей в год (месяц, день), отказов в месяц и т. д.);

$Y(N)$  - средний одномоментный ущерб от события  $N$  (смерть, руб., руб./га, разрушенные здания, га плодородных земель и т. д.).

Математическая величина  $P(N)$  - есть статистическая вероятность характеризующая повторяемость события  $N$  за единицу времени  $\tau$ , а  $Y(N)$  - показатель величины (стоимости) единичной вероятности события  $N$ . Тогда риск( $R(N)$ ) - есть величина вероятностная и к ней (и) или ее компонентам применимы основные теоремы теории вероятностей.[9]

Оценка риска процесс, объединяющий идентификацию, анализ и сравнительную оценку риска.

Риск может быть оценен для всей организации, ее подразделений, отдельных проектов, деятельности или конкретного опасного события. Поэтому в для каждой конкретной ситуации необходимо использовать различные индивидуальные методы оценки риска, подходящие к данной ситуации.

Оценка риска обозначает возможность возникновения конкретных опасных событий, причин их возникновения и последствий, вероятности их повторения и принятие решений:

- о необходимости предпринимать соответствующие действия;
- о способах максимальной реализации всех возможностей снижения риска;
- о необходимости обработки риска;
- о выборе между различными видами риска;
- о приоритетности действий по обработке риска;
- о выборе стратегии обработки риска, позволяющей снизить риск до приемлемого уровня.

Существует ряд методик оценки риска, которые представлены в подразделе 3.5 Международного стандарта ИСО/МЭК 31010:2009 Менеджмент риска. Методы оценки риска. Все методы разбиты по 5 блокам:

1.3.1 Методы наблюдения (контрольные листы, предварительный анализ опасностей)

1.3.2 Вспомогательные методы (структурированное интервью и мозговой штурм,

1.3.3 метод Дельфи, структурированный анализ, анализ влияния человеческого фактора (HRA))

1.3.4 Анализ сценариев (анализ первопричины, анализ сценариев, оценка токсикологического риска, анализ воздействия на Бизнес, анализ дерева неисправностей, анализ дерева событий, анализ причин и последствий, причинно-следственный анализ)

1.3.5 Функциональный анализ (анализ видов и последствий отказов (FMEA) и анализ критичности видов и последствий отказов (FMESCA), техническое обслуживание, направленное на обеспечение надежности анализ скрытых дефектов (анализ паразитных цепей), исследование опасности и работоспособности (HAZOP), анализ опасности и критических контрольных точек (НАССР), анализ уровней защиты (LOPA), анализ «галстукбабочка»)

1.3.6 Статистические методы (марковский анализ, моделирование методом Монте-Карло, байесовский анализ) [10].

1.4 Нефтеперерабатывающие предприятия - как опасный производственный объект

Опасный производственным объектом (далее - ОПО) называется тот объект, в ходе эксплуатации которого существует риск возникновения аварии либо инцидента.

Авария - разрушение сооружения и/или технических устройств, применяемых на производственном объекте, с выбросом горючих веществ.[11]

Возникновение аварийной ситуации на производстве могут приводить к неблагоприятным последствиям для населения и организаций, находящихся в пределах аварийной зоны, жизни и здоровью персонала, имуществу предприятия, а также нанести вред экологии.

В России понятие опасного производственного объекта, их классификация, перечень объектов, минимальные лимиты ответственности и средние ставки страховой премии регламентируются в Федеральном законе от N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» Опасные производственные объекты нефтеперерабатывающей промышленности – предприятия, основной функцией которых является переработка нефти в бензин, авиационный керосин, мазут, дизельное топливо, смазочные масла, смазки, битумы, нефтяной кокс, сырьё для нефтехимии.

При рассмотрении нефтеперерабатывающих предприятий, как опасных производственных объектов их можно градировать по наименованию объекта, на котором в результате анализа признаков опасности выявляется тот, который наиболее характеризует деятельность на объекте и на основании чего объект можно отнести к соответствующему разделу ОПО [12].

### 1.5 Статистика аварий и их причины

Аварии произошедшие на объектах нефтехимических предприятиях С2011 по 2015г.

Анализ статистических данных показывает, что наибольшее количество аварий произошедших на объектах нефтехимических предприятиях приходится на 2012 годы, что соответствует 40 % (рисунок №1).от общего количества техногенных аварий нефтеперерабатывающей отрасли [13].

В 2011показывает 10 % (рисунок №1).от общего объема потому что очень много было не зарегистрировано аварий.

К 2015 году наблюдается существенный спад, и доля аварий в общем объеме составляет 9 %, (рисунок №1).так как на предприятиях стали больше



соблюдать правила техники безопасности, соблюдения правил технологического регламента из за хорошего контроля Ростехнадзора.

Таблица№1 - общее количество аварий на нефтеперерабатывающих предприятиях за период с 2011 по 2015 г составило 114.

Год	Количество аварий
2011	11
2012	46
2013	21
2014	26
2015	10
Итого кол-во аварий:	114

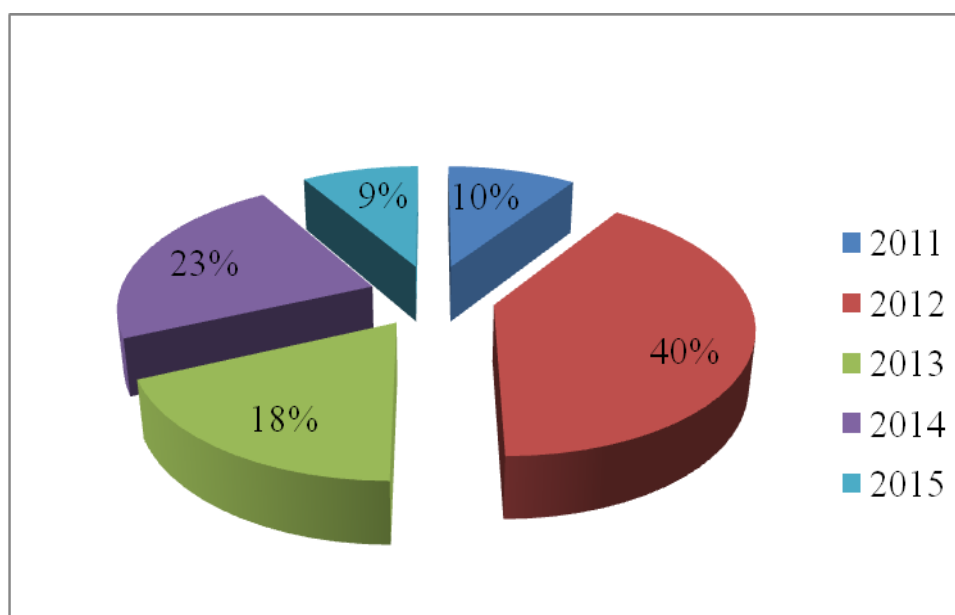


рисунок 1 - общее количество аварий

Крупные аварии и сопровождающие их пожары и взрывы на нефтеперерабатывающих производствах в большинстве случаев происходят из-за: утечек горючей жидкости или углеводородного газа возникающих в основном по следующим причинам:[14]

,показаны в таблице 2 и в рисунке 2

Таблица 2 - Причины аварии на нефтеперерабатывающих предприятиях.

Причины	Количество в процентах
Нарушение правил техники безопасности	33%
Некачественный монтаж и ремонт оборудования	22%
Некачественная молниезащита	13%
Нарушение правил технологического регламента	11%
Износ оборудования	8%
Недостаточно качественные сальниковые уплотнения и фланцевые соединения	11%
Прочие	2%

Рисунок 2 - Причины аварии на нефтеперерабатывающих предприятиях



Наибольшее количество людей за период с 2011 по 2015 пострадали в 2012 и 2014 годах, а наименьшее количество было зарегистрировано в 2015 году.

За период с 2011 по 2015 большое количество людей пострадали и погибли из за взрывной волны и термического воздействие,(показаны в таблице 3 и рисунке 2 [15–17]).

Таблица 3 - Травмирующие факторы

Травмирующие факторы	Число несчастных случаев				
	2011г	2012г	2013г	2014г	2015г
Термическое воздействие	7	13	12	12	6
Токсичные вещества	1	15	0	0	0
Взрывная волна	2	26	10	27	5
Разрушение технического устройства	5	1	0	6	0
Поражение электрическим током	0	1	1	0	0
Итого кол-во людей:	15	56	23	45	11

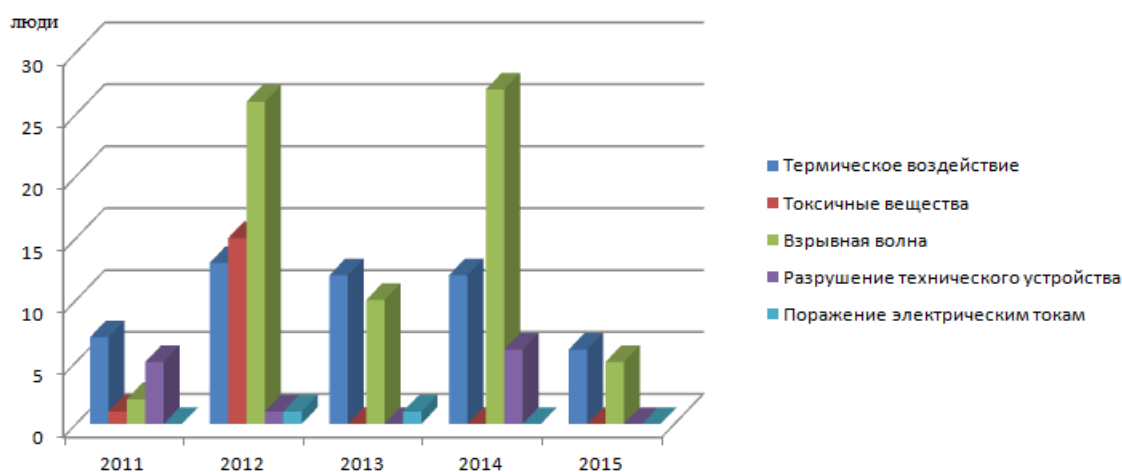


Рисунок 3 - Травмирующие факторы

## 2. Общая характеристика предприятия и методы исследования

На рисунке 4 изображена нефтеперерабатывающая фабрика ооо «энергостройснабэкспертиза».



Рисунок 4 – Общее расположение предприятия и методы исследования

## 2.1 Краткое описание предприятий

Площадка установки по переработке нефти и база товарно-сырьевая ООО «Энергостройснабэкспертиза» является взрывопожароопасным объектом. [18]

На объекте производится доставка и переработка нефти и налив нефтепродуктов.

Площадка установки по переработке нефти предназначена для размещения комплектной нефтеперегонной установки НПУ-8.02П. Нефтеперегонная установка предназначена для первичной атмосферной перегонки нефти с целью получения следующих нефтепродуктов:

- бензин стабильный газовый;
- судовое топливо;
- различные марки мазутов.

База товарно-сырьевая предназначена для приема, хранения нефти и нефтепродуктов, а также отпуска нефтепродуктов потребителям.

Численность персонала в смену:

1 смена (8:00-20:00) - 1 машинист насосных установок, 1 мастер смены, 3 человека –управление, 2 контролера КПП;

2 смена (20:00-8:00) -1 машинист насосных установок, 1 мастер смены, 2 контролера КПП.

2.2. Основные стадии технологического процесса, сведения об опасных вещества [19].

Объект включает в себя следующие сооружения:

Здание 1. Производственное здание, в котором размещается нефтеперегонная установка НПУ-8.02П и операторная для управления; Блок№4

Сооружение 2. Резервуарный парк нефти, предназначенный для хранения сырья 2 рез. РВС-700;Блок№2

Сооружение 3. Резервуарный парк продукции, предназначенный для хранения нефтепродуктов 4 рез. РГС-70;Блок№5

Сооружение 4. Площадка слива-налива а/цистерн, предназначенная для приема нефти и выдачи товарных нефтепродуктов;Блок№7

Сооружение 5. Технологическая эстакада, предназначенная для соединения нефтеперегонной установки и товарно - сырьевого парка продуктопроводами; Блок№6

Сооружение 7. Насосная подачи нефти, предназначенная для подачи нефти из резервуара хранения на нефтеперегонную установку; Блок №3

Сооружение 9. Технологическая эстакада, предназначенная для соединения нефтеперегонной установки и товарно - сырьевого парка продуктопроводами; Блок№8

Сооружение 10. Насосная приема нефти, предназначенная для приема нефти; Блок №1

Сооружение 11. Сборник загрязненных стоков  $V=25$  м<sup>3</sup>, предназначенный для сбора аварийных проливов и дренажных стоков;

Автоматическая система пожаротушения, предназначенная для сигнализации и автоматического тушения очагов возгорания.

## 2.2.1 Блок №1 Насосная приема нефти

Принципиальная технологическая схема блока

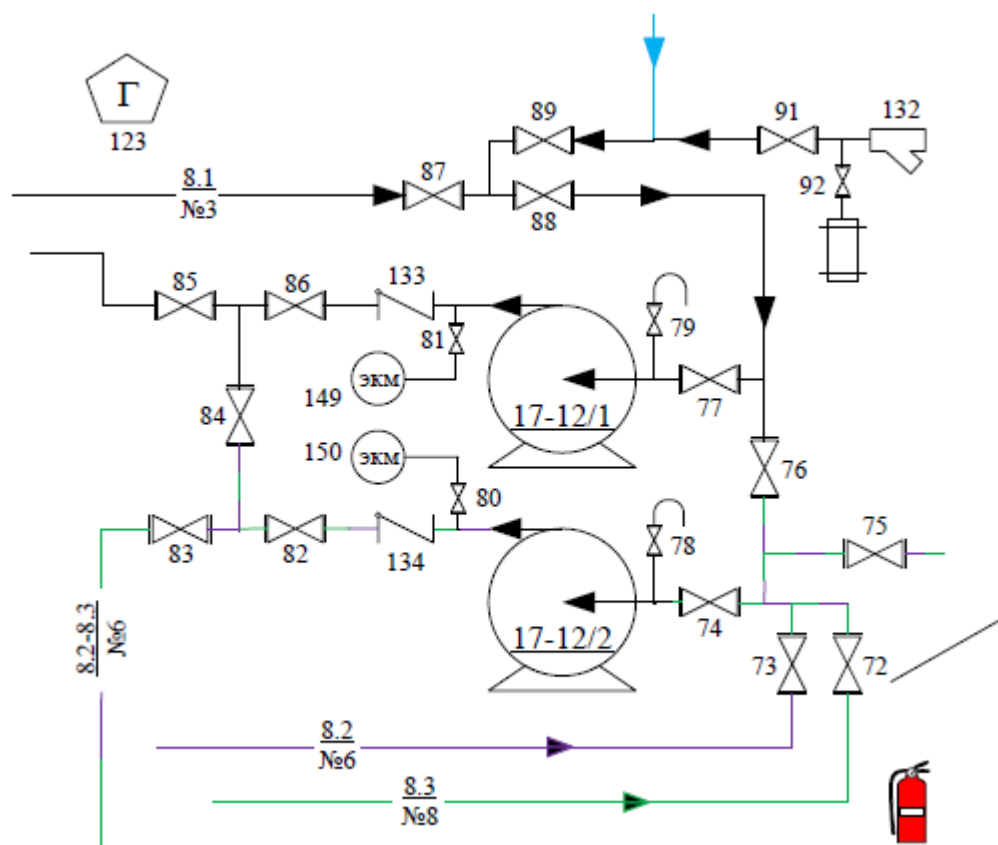


Рисунок 5 – Насосная приема нефти

Насос подачи нефти в резервуарный парк 2ЦГ 25/50-5,5-1

Насосная приема нефти предназначена для:

1. Подачи сырья в один из резервуаров (поз. 17-5/1, поз. 17-5/2) резервуарного парка сырья (блок № 2);
2. Оперативного перекачивания нефтепродуктов из резервуарного парка светлых нефтепродуктов (поз. 17-6, поз. 17-7) в аварийные резервуары поз. 17-8, поз. 17-9;

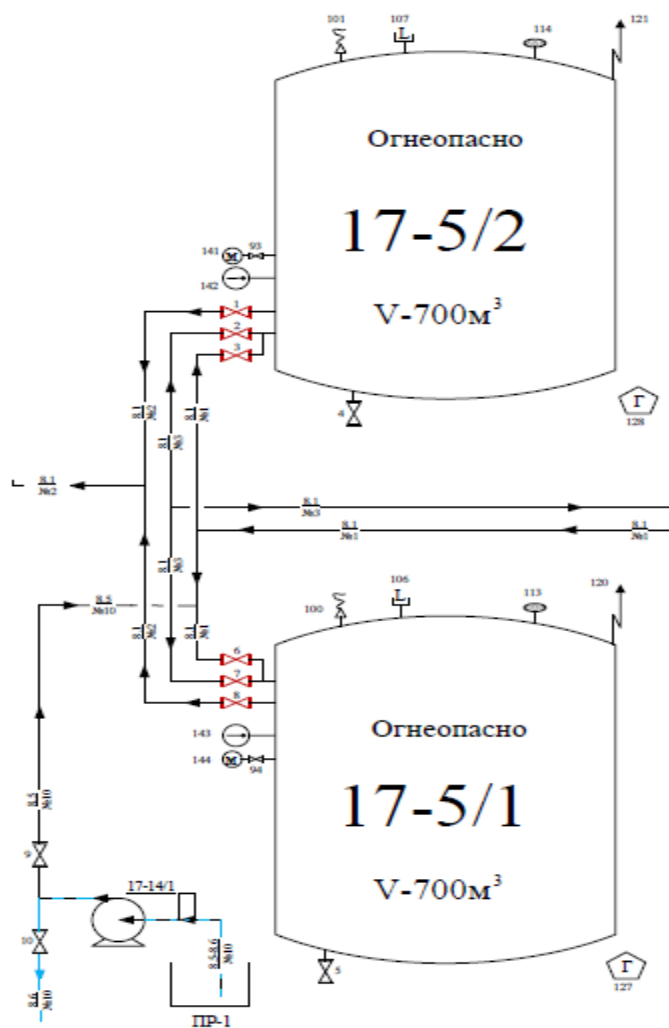
3. Оперативного перекачивания нефтепродуктов из резервуарного парка светлых нефтепродуктов (поз. 17-6, поз. 17-7, поз. 17-8, поз. 17-9) в один из резервуаров парка сырья (поз.17-5/1, поз. 17-5/2);

4. Оперативного перекачивания сырья из одного резервуара в другой (поз. 17-5/1, поз. 17-5/2).

Насосная приема нефти состоит из двух насосов марки 2ЦГ 25/50-5,5-1 (поз. 17-12/1, поз. 17-12/2).

## 2.2.2 Блок №2 Резервуарный парк сырья

Принципиальная технологическая схема блока  
Рисунок 6 - Резервуарный парк сырья



Описание технологического процесса и аппаратное оформление блока

Резервуарный парк сырья служит для приема, хранения и подачи сырья на переработку. Парк сырья состоит из двух резервуаров РВС-700 (резервуар вертикальный стальной, объемом семьсот кубических метров), один резервуар рабочий, второй аварийный (резервный).

Трубопроводная обвязка резервуаров выполнена таким образом, что любой резервуар может быть и рабочим, и аварийным (резервным).

На резервуарах установлены измерители уровня, измерители температуры, дыхательные клапана.

С южной стороны резервуара 17-5/1 имеется приямок (ПР-1), предназначенный для аварийного сбора пролива нефти и сбора дождевых стоков с периметра обвалования.

Приямок (ПР-1) монолитный, железобетонный, размерами 1,9х1,9м, глубиной 1,5м. Стенки толщиной 200мм.

Приямок оборудован измерителем уровня, погружным насосом.

Состав резервуарного парка сырья входят:

Резервуар хранения сырья РВС-700

Насос откачки приямка АХПЕ65-50-160А-2,0-55

### 2.2.3 Блок №3 Насосная подачи нефти на НПУ

Принципиальная технологическая схема блока

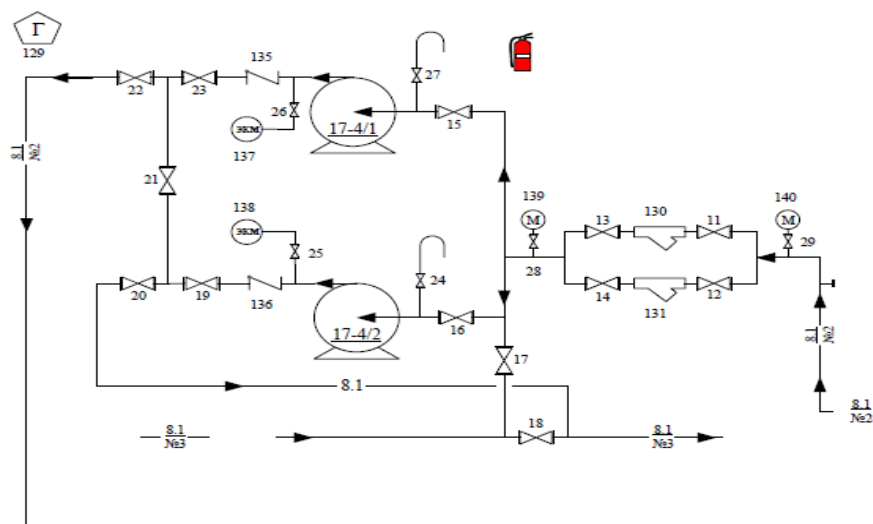


Рисунок 7–Насосная подачи нефти на НПУ





Описание технологического процесса и аппаратурное оформление блока

Переработка сырья с получением целевых продуктов производится на нефтеперегонной установке НПУ-8.02П,

Операторная управления всеми объектами Кемеровского Мини-НПЗ, размещена в здании 1.

Здание оборудовано приточно-вытяжной и аварийной вытяжной вентиляцией, срабатывающей как в ручном, так и в автоматическом режиме (от датчиков до взрывных концентраций).

По периметру нефтеперегонной установки установлены четыре датчика до взрывных концентраций:

1. В районе пробоотборников ТБ и мазута поз. ПоТБ и поз. ПоМ, соответственно;
2. В районе подогревателя нефти поз. П-2 и топочной камерой поз. Т-1;
3. В районе сепаратора поз. С-1 и топочной камеры поз. Т-1;
4. В районе расходных емкостей поз. Е-1 и поз. Е-2.

В здании 1 из циркуляционного трубопровода насосом поз. Н-1/1, Н-1/2 с расходом

1000 кг/ч, через расходомер «Взлет», нефть подается в трубное пространство кожухотрубного подогревателя поз. П-1.

Расход нефти, подаваемой на нефтеперегонную установку, регулируется за счет: 1. Изменения частоты тока, подаваемого на электродвигатели насосов поз. Н-1/1, Н-1/2 с импульсного частотного преобразователя. Управление частотой тока происходит с панели управления контроллера; В межтрубное пространство подогревателя поз. П-1 из колонны поз. К-2 подаются пары (БГС) бензина газового стабильного при температуре 65-75°C.

Подогретая нефть подается последовательно в трубное пространство кожух отрубных подогревателей поз. П-2, П-3, П-4. В межтрубное пространство подогревателей поз. П-3 и П-2 последовательно из колонны поз. К-1 подается ТДГО. В межтрубное пространство подогревателя поз. П-4 из колонны поз. К-1 подается мазут.

Далее нефть проходит через (печь) нагреватель углеводородов поз. НУ-1, где нагревается до температуры 310-360°C и поступает в колонну поз. К-1. В колонне поз. К-1 происходит тепло-массообменный процесс, в результате которого пары светлых углеводородов разделяются на жидкую фазу фракции ТДТО, забираемую с полуглухой тарелки и паровую фракцию поступающую из верхней части колонны поз. К-1 в колонну поз. К-2.

Судовое топливо после теплообменников поз. П-3, П-2 дополнительно охлаждается в воздушном холодильнике поз. ХВ-2 и поступает в рабочую емкость поз. Е1. Уровень в емкости контролируется и регулируется периодической откачкой на склад предприятия насосами поз. Н-2/1,2.

Мазут охлажденный в теплообменнике поз. П-4 дополнительно охлаждается в воздушном холодильнике поз. ХВ-3 и поступает в рабочую емкость поз. Е-2. Уровень в емкости контролируется и регулируется периодической откачкой на склад предприятия насосами поз. Н-3/1,2.

Часть мазута перетекает в рабочую емкость поз. Е-3. Емкость поз. Е-3 предназначена для хранения мазута как топлива для горелки поз. Г-1.

Нормальному протеканию процесса тепломассообмена в укрепляющей секции колонны поз. К-1, способствует постоянная циркуляция теплоносителя (обессоленная вода).

Из расходной емкости поз. Е-4, насосом поз. Н-6, теплоноситель подается в межтрубное пространство укрепляющей секции колонны поз. К-1, на распределительную тарелку. С распределительной тарелки теплоноситель равномерно стекает по всем трубкам укрепляющей части колонны К-1.

За счет теплообмена между внешней (омываемой теплоносителем) и внутренней (по которой движется восходящий поток светлых углеводородов) поверхностями трубок, часть теплоносителя испаряется. Паровая фракция теплоносителя отводится из верхней части

План мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий площадки установки по переработке нефти и базы товарно-сырьевой ООО «Энергостройснабэкспертиза»

19 межтрубного пространства укрепляющей секции колонны поз. К-1 в конденсатор-холодильник поз.КХ-1. Из нижней части межтрубного пространства укрепляющей секции колонны поз. К-1, жидкая фракция теплоносителя, нагретая до температуры 90-100°С, отводится в конденсатор-холодильник поз. КХ-1. В конденсаторе-холодильнике теплоноситель конденсируется, охлаждается и отводится в расходную емкость поз. Е-4.

Регулирование температуры охлаждения теплоносителя в конденсаторе-холодильнике производится за счет:

1. Изменения частоты тока, подаваемого на электродвигатель вентилятора конденсатора холодильника КХ-1, с импульсного частотного преобразователя;

2. Изменения расхода теплоносителя, подаваемого насосом поз. Н-6 на распределительную тарелку укрепляющей секции колонны поз. К-1. Увеличение расхода, при прочих постоянных значениях температурного режима, приводит к увеличению температуры теплоносителя после конденсатора-холодильника поз. КХ-1, а уменьшение, соответственно, к уменьшению температуры теплоносителя после конденсатора-холодильника поз. КХ-1;

В трубном пространстве укрепляющей секции колонны поз. К-1 фракция ТДТО, как более тяжелый компонент, конденсируется на внутренней поверхности трубок, а смесь БГС с ТР, как более легкий компонент, отводится из трубного пространства укрепляющей секции колонны, в виде паров. Из нижней части укрепляющей секции колонны поз. К-1 ТДТО

самотеком отводится в отборную тарелку, откуда самотеком отводится в межтрубное пространство «отпарной» секции колонны К-1.

В межтрубном пространстве «отпарной» секции, под действием тепла восходящего по трубному пространству потока паров светлых углеводородов, из жидкой фракции ТБ выпариваются легкие компоненты, которые в виде паровой фракции подаются под отборную тарелку при температуре 240°С.

Пары углеводородов нефти из колонны поз К-1 поступают в среднюю часть колонны поз. К-2. Колонна поз. К-2 - насадочная, диаметром 500мм и высотой 4 метра. Из верхней части колонны поз. К-2 пары (БГС) бензина газового стабильного последовательно проходят через подогреватель поз. П-1 и конденсатор холодильник поз. КХ-2, где конденсируются и охлаждаются.

После конденсатора-холодильника поз. КХ-2 БГС поступают в сепаратор поз. С-1. Сепаратор поз. С-1 представляет собой горизонтальный резервуар разделенный перегородками на 3-и секции.

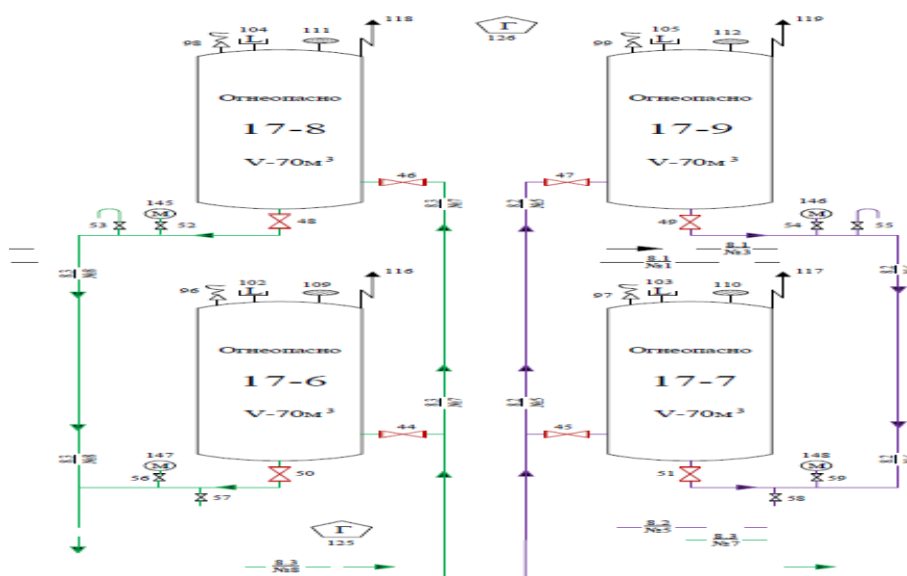
В первой секции происходит отстаивание воды, из второй секции БГС насосами поз. Н-8/1,2 подается на систему улавливания горючих газов и в качестве орошения в колонну поз. К-2. Из 3-ей секции сепаратора поз. С-1 БГС периодически насосами поз. Н-4/1,2 откачивается на склад предприятия. В каждой секции сепаратора поз. С-1 контролируется уровень жидкости.

Из нижней части колонны поз. К-2 забирается (ТР) топливо резервное. ТР охлаждается в воздушном холодильнике поз. ХВ-1 и поступает в рабочую ёмкость поз. Е-7. Уровень в емкости контролируется и регулируется периодической откачкой на склад предприятия насосами поз. Н- 9/1,2.

Темные углеводороды нефти – мазут отводится из нижней части колонны поз. К-1.

## 2.2.5 Блок №5 Резервуарный парк светлых нефтепродуктов

Принципиальная технологическая схема блока



## Рисунок 9 - Резервуарный парк светлых нефтепродуктов

### Описание технологического процесса и аппаратное оформление блока

Резервуарный парк светлых нефтепродуктов служит для приема, хранения и отгрузки продуктов, получаемых в процессе ректификации на нефтеперегонной установке НПУ.

Парк продукции состоит из четырех резервуаров РВС-70 (резервуар вертикальный стальной, объемом семьдесят кубических метров), два резервуара являются рабочими, два аварийных резервуара (резервные).

Трубопроводная обвязка резервуаров выполнена таким образом, что из любого рабочего резервуара (поз. 17-6, поз. 17-7) нефтепродукт может быть оперативно перекачен в аварийный (резервный) резервуар (поз. 17-8, поз. 17-9). Кроме того, трубопроводная обвязка резервуаров поз. 17-6, поз. 17-7, поз. 17-8, поз. 17-9 позволяет оперативно перекачать нефтепродукты в резервуарный парк сырья (блок № 2).

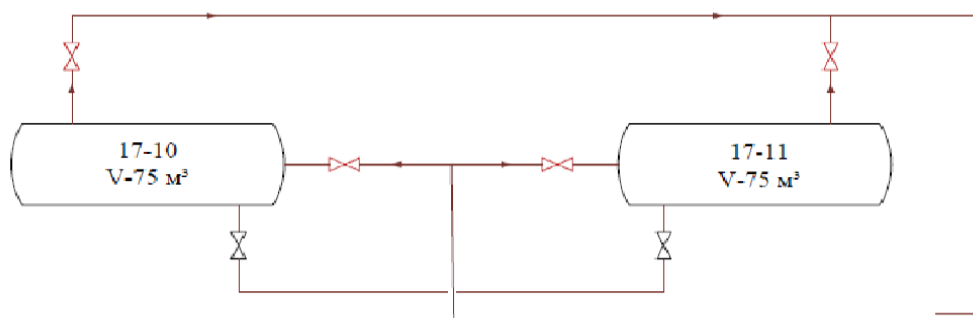
На резервуарах установлены измерители уровня, дыхательные клапана, смонтированы газоуровнительные линии.

### Состав резервуарного парка светлых нефтепродуктов

- Резервуар хранения судового топлива РВС-70
- Резервуар хранения бензина стабильного газового РВС-70
- Резервуар аварийный РВС-70
- Резервуар аварийный РВС-70

### 2.2.6 Блок №6 Резервуарный парк мазута

#### Принципиальная технологическая схема блока



## Рисунок 10 - Резервуарный парк мазута

Описание технологического процесса и аппаратное оформление блока

Резервуарный парк мазута служит для приема, хранения и отгрузки мазута, получаемого в процессе ректификации на нефтеперегонной установке НПУ. Парк мазута состоит из двух резервуаров РГС-75 (резервуар горизонтальный стальной, объемом семьдесят пять кубических метров), один резервуар является рабочим, другой резервуар является аварийным (резервным). Трубопроводная обвязка резервуаров выполнена таким образом, что из рабочего резервуара (поз. 17-10) мазут может быть оперативно перекачен в аварийный (резервный) резервуар поз. 17-11. Кроме того, трубопроводная обвязка резервуаров поз. 17-10, поз. 17-11 позволяет слить мазут в сборник загрязненных стоков (сооружение 11). На резервуарах установлены измерители уровня, дыхательные клапана.

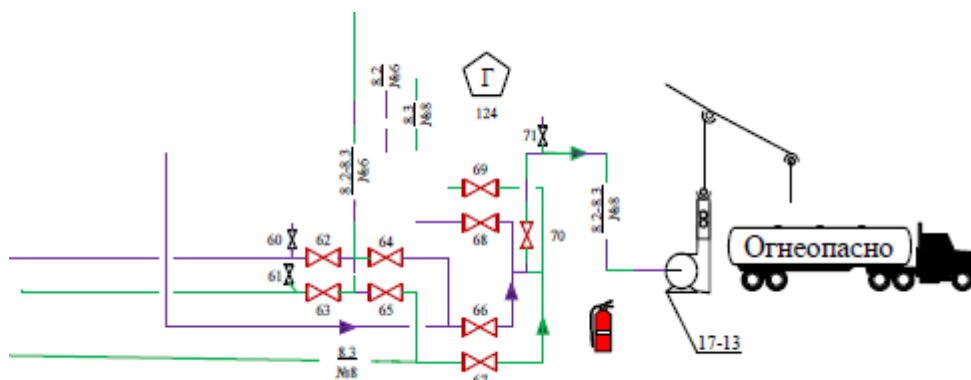
Состав резервуарного парка мазута (блок № 6) входят

Резервуар хранения мазута РГС-751 17-10 75

Резервуар аварийный РГС-75

### 2.2.7 Блок №7 Площадка налива светлых нефтепродуктов

Принципиальная технологическая схема блока



## Рисунок 11 Площадка налива светлых нефтепродуктов

Описание технологического процесса и аппаратное оформление блока

Площадка для налива светлых нефтепродуктов предназначена для налива АЦ светлыми нефтепродуктами. Площадка оборудована

автоматизированной системой налива светлых нефтепродуктов АСН-5М «Дельта» производительностью 100м<sup>3</sup>/ч [20]

### 2.2.8 Блок №8 Насосная налива мазута

Принципиальная технологическая схема блока

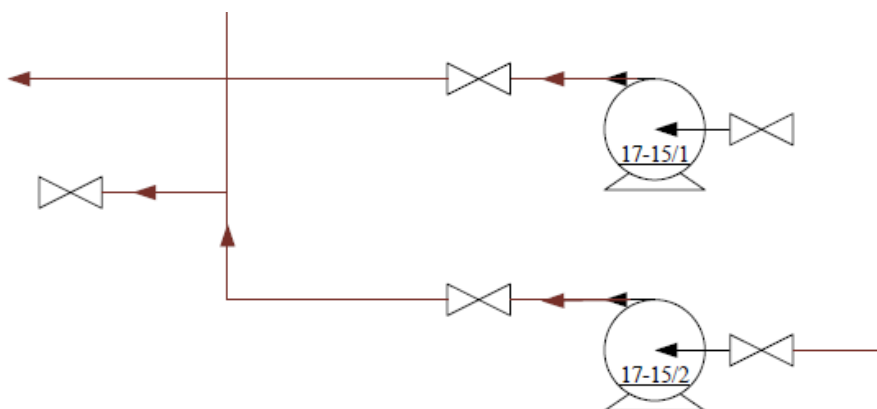


Рисунок 12 - Насосная налива мазута

Описание технологического процесса и аппаратное оформление блока

Насосная налива мазута предназначена для:

1. Отпуска мазута в автоцистерны;
2. Оперативного перекачивания мазута из одного резервуара в другой (поз. 17-10, поз. 17-11).

Насосная налива мазута состоит из двух насосов марки УОДН 120-100-65-К-3-М (поз. 17-15/1, поз. 17-15/2).

Состав входят:

- Насос налива мазута УОДН 120-100-65- К-3-М шт. 2
- Один рабочий,
- один резервный

### 2.2.9 Блок №9 Технологический трубопровод

Принципиальная технологическая схема блока



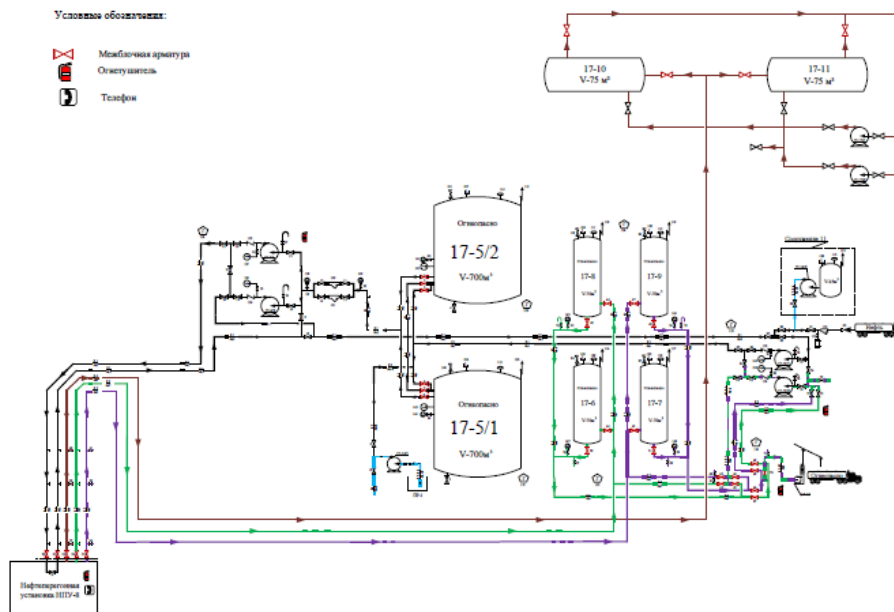


Рисунок 13 - Технологический трубопровод

Описание технологического процесса и аппаратное оформление блока

Технологические трубопроводы нефти:

1. Прием нефти в резервуары хранения поз. 17-5/1, поз. 17-5/2  $Dy=80$  мм,  $L=85$  м.;
2. Подача нефти из резервуаров хранения поз. 17-5/1, поз. 17-5/2 на нефтеперегонную установку  $Dy=80$  мм,  $L=265$  м.;
3. Обратная подача нефти с нефтеперегонной установки в резервуары хранения поз.17-5/1, поз. 17-5/2  $Dy=80$  мм,  $L=275$  м.;
4. Трубопровод аварийного перекачивания нефти из резервуара хранения поз. 17-5/1 в резервуар поз. 17-5/2 (и наоборот)  $Dy=80$  мм,  $L=85$  м.

Технологические трубопроводы бензина газового стабильного:

1. Подача БСГ с нефтеперегонной установки в резервуары хранения поз. 17-7, поз 17-9  $Dy=80$  мм,  $L=300$  м.;
2. Отгрузка БСГ из резервуаров хранения поз. 17-7, поз. 17-9  $Dy=80$  мм,  $L=60$  м.

Технологические трубопроводы судового топлива:

1. Подача СТ с нефтеперегонной установки в резервуары хранения поз. 17-6, поз 17-8  $Dy=80$  мм,  $L=300$  м.;

2. Отгрузка СТ из резервуаров хранения поз. 16-7, поз. 17-8 Ду=80 мм, L=60 м.

Технологические трубопроводы мазута:

1. Подача мазута с нефтеперегонной установки в резервуары хранения поз. 17-10, поз 17-11 Ду=80 мм, L=360 м.;

2. Трубопровод аварийного перекачивания мазута из резервуара хранения поз. 17-10 в резервуар поз. 17-11 (и наоборот) Ду=80 мм, L= м.;

3. Трубопровод аварийного опорожнения резервуаров поз. 17-10, поз. 17-11 в сборник загрязненных стоков (сооружение 11) Ду=80 мм, L= м.;

4. Отгрузка мазута из резервуаров хранения поз. 17-10, поз. 17-11 Ду=80 мм, L= м. ПБ 09-540-03[20]

Таблица 4 - Физико-химическая характеристика и фракционный состав нефти

Показатель свойств	Значение параметра
Плотность, кг /м <sup>3</sup>	836,8
Молекулярная масса	193
Вязкость, $\nu_{20}$ , сСт	5,14
Температура застывания, °С	-28
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	-60
Коксуемость, %	3,2
Содержание, % масс :	
Парафина	1,3
Сера	0,58
Ванадий	0,0005
Газовая часть (C <sub>1</sub> – C <sub>4</sub> ), % масс.	1,88
Углеводороды (C <sub>1</sub> – C <sub>5</sub> ), % масс.	3,84

Продолжение таблицы 4

Светлых (до 350 °С)	61,09
в том числе:	
Бензина (НК – 180 °С)	26,25
Дизельных фракций (180 – 350 °С)	32,96
Мазут (остаток >350 °С)	38,91

### 2.3. Методы анализа оценки пожарных рисков деятельности предприятия

Анализ дерева событий является индуктивной процедурой, предназначенной для моделирования возможных выходов, являющихся следствием реализации данного инициирующего события и состояний факторов защиты, а также определения оценок частоты или вероятности возможных выходов данного инициирующего события.

### 2.4 Методика расчета пожарного риска

Расчет значений индивидуального и социального пожарных рисков проводится с использованием в качестве промежуточной величины значения соответствующего потенциального Пожарного риска. [21]

Величина потенциального пожарного риска  $P(a)$  ( $\text{год}^{-1}$ ) (далее - потенциальный риск) в определенной точке (a) как на территории объекта и в селитебной зоне вблизи объекта определяется по формуле:

$$P(a) = \sum_{j=1}^J Q_{dj}(a) \cdot Q_j, \quad (2.1)$$

где  $J$  - число сценариев развития пожароопасных ситуаций (пожаров, ветвей логического дерева событий);

$Q_{dj}(a)$  - условная вероятность поражения человека в определенной точке территории ( $a$ ) в результате реализации  $j$ -го сценария развития пожароопасных ситуаций, отвечающего определенному инициирующему аварии событию;

$Q_j$  - частота реализации в течение года  $j$ -го сценария развития пожароопасных ситуаций,  $\text{год}^{-1}$ .

Условные вероятности поражения человека

$Q_{dj}(a)$  определяются по значениям пробит-функций.

При расчете риска рассматриваются различные метеорологические условия с типичными направлениями ветров и ожидаемой частотой их возникновения.

При проведении расчета риска предусматривается рассмотрение различных пожароопасных ситуаций, определение зон поражения опасными факторами пожара, взрыва и частот реализации указанных пожароопасных ситуаций. Для удобства расчетов территорию местности может разделяться на зоны, внутри которых величины  $P(a)$  полагаются одинаковыми.

В необходимых случаях оценка условной вероятности поражения человека проводится с учетом совместного воздействия более чем одного опасного фактора. Так, например, для расчета условной вероятности поражения человека при реализации сценария, связанного со взрывом резервуара с легковоспламеняющейся жидкостью (далее - ЛВЖ) под давлением, находящегося в очаге пожара, необходимо учитывать, кроме теплового излучения огненного шара, воздействие волны давления.

Условная вероятность поражения человека  $Q_{dj}(a)$  от совместного независимого воздействия несколькими опасными факторами в результате реализации  $j$ -го сценария развития пожароопасных ситуаций определяется по формуле:

$$Q_{dj}(a) = 1 - \prod_{k=1}^h (1 - Q_k \cdot Q_{djk}(a)), \quad (2.2)$$

где  $h$  - число рассматриваемых опасных факторов;

$Q_k$  - вероятность реализации  $k$ -го опасного фактора;

$Q_{djk}(a)$  - условная вероятность поражения  $k$ -ым опасным фактором.

Индивидуальный пожарный риск (далее - индивидуальный риск) для работников объекта оценивается частотой поражения определенного работника объекта опасными факторами пожара, взрыва в течение года.

Области, на которые разбита территория объекта, нумеруются:

$i = 1, \dots, I.$

Работники объекта нумеруются:

$m = 1, \dots, M.$

Номер работника  $m$ , однозначно определяет наименование должности работника, его категорию и другие особенности его профессиональной деятельности, необходимой для оценки пожарной безопасности. Допускается проводить расчет индивидуального риска для работника объекта, относя его к одной категории наиболее опасной профессии.

Величина индивидуального риска  $R_m$  ( $\text{год}^{-1}$ ) для работника  $m$  объекта при его нахождении на территории объекта определяется по формуле:

$$R_m = \sum_{i=1}^I q_{im} \cdot P(i), \quad (2.3)$$

где  $P(i)$  - величина потенциального риска в  $i$ -ой области территории объекта,  $\text{год}^{-1}$ ;

$q_{im}$  - вероятность присутствия работника  $m$  в  $i$ -ой области территории объекта.

Для людей, находящихся в селитебной зоне вблизи объекта, индивидуальный пожарный риск (далее - индивидуальный риск) принимается равным величинам потенциального риска в этой зоне, определенным по формуле:

$$P(a) = \sum_{j=1}^J Q_{dj}(a) \cdot Q_j \quad (2.4)$$

Для объекта социальный пожарный риск (далее - социальный риск) принимается равным частоте возникновения событий, ведущих к гибели 10 и более человек.

Для людей, находящихся в селитебной зоне вблизи объекта, социальный риск  $S$  ( $\text{год}^{-1}$ ) определяется по формуле:

$$S = \sum_{j=1}^L Q_j, \quad (2.5)$$

где  $L$  - число сценариев развития пожароопасных ситуаций (пожаров), для которых выполняется условие  $N_i \geq 10$ ;

$N_i$  - среднее число погибших людей в селитебной зоне вблизи объекта в результате реализации  $j$ -го сценария в результате воздействия опасных факторов пожара, взрыва.

Величина  $N_i$  определяется по формуле:

$$N_i = \sum_{j=1}^I Q_{dij} \cdot n_i, \quad (2.6)$$

где  $I$  - количество областей, на которые разделена территория, прилегающая к объекту ( $i$  - номер области);

$Q_{dij}$  - условная вероятность поражения человека, находящегося в  $i$ -ой области, опасными факторами при реализации  $j$ -го сценария;

$n_i$  - среднее число людей, находящихся в  $i$ -ой области..



Рисунок 14—«Дерево развития аварии на установке первичной переработки нефти [22].

### 3. Оценка риска возникновения аварийных ситуаций на нефтеперерабатывающем МиниППЗООО «Энергостройснабэкспертиза».

#### 3.1 Анализ опасности объекта

Рассмотрим сооружение 2. Резервуарный парк нефти, предназначенный для хранения сырья 2 рез. РВС-700, Блока №2

Возможные причины и факторы, способствующие возникновению аварийных ситуаций

Основные факторы, способствующие возникновению и развитию аварийных ситуаций:

- наличие взрывоопасного и пожароопасных веществ;
- возможность аварийного выброса опасного вещества при разгерметизации оборудования;
- наличие большого количества оборудования, повышает вероятность аварийной разгерметизации оборудования.

#### 3.2 Возможные причины аварийных ситуаций.

Исходя из условий хранения опасных веществ на филиал, можно выделить следующие причины возникновения аварийной ситуации.

Причины, определяющие возникновение и развитие аварийных ситуаций:

- технические неполадки;
- события, связанные с человеческим фактором;
- техногенные воздействия.

##### 3.2.1 технические аварии

К техническим неполадкам относятся следующие причины:

- разрывы трубопроводов, гибких шлангов вследствие коррозии,

механических повреждений, повышения давления сверх расчетного, износ оборудования и т.п.;

- разгерметизация сальниковых и торцовых уплотнений насосов, компрессоров, задвижек, вентилях и т.п.;
- разрушение емкостей, баллонов вследствие механических повреждений, коррозии, термического воздействия и т.п.;
- неплотно закрытые вентили, задвижки, краны;
- различные поломки на емкостях (дренажных вентилях, уровнемеров, предохранительных клапанов отсекателей и т.п.);
- выполнение маневровых работ и продвижение цистерн по путям эстакады во время сливноналивных операций или ремонтных работ

### 3.2.2 Техногенных аварии

Причины возникновения аварий, связанные с появлением источника зажигания достаточного для воспламенения паровоздушной смеси:

- электрическая искра (дуга) при коротком замыкании электропроводки, разряд статического электричества при сливо-наливных операциях, искрение электрооборудования, несоответствующего по исполнению категории и группе горючей среды;
- открытое пламя и искры при газосварочных и других огневых работах;
- несоблюдение режима курения;
- отсутствие или неисправность искрогасителей на двигателях внутреннего сгорания;
- нагрев отдельных узлов и поверхностей технологического оборудования выше допустимой температуры при перегрузке электросети и оборудования;
- разряды атмосферного электричества при неисправности, неправильном конструктивном исполнении или отказе защищающего молниеотвода;
- тепловое самовозгорание при экзотермическом окислении или



разложении вещества;

- несоблюдение правил пожарной безопасности по совместному хранению веществ, материалов, отходов производства.

### 3.2.3 Человеческий фактор[23]

К человеческому фактору относятся:

- неправильные действия, т.е. ошибки персонала при выполнении различных операций, особенно при сливе-наливе нефтепродукта и выполнении ремонтных работ, технической неосторожности, усталости;
- акты диверсий или терроризма, т.е. злоумышленные действия.

### 3.2.4 Внешние воздействия природного характера

К внешним воздействиям природного характера относятся:

Ураганы, лесные и степные пожары, землетрясения, наводнения, поднятие грунтовых вод, пучение или просадка грунтов, молнии и т.д.

## 3.3. Определение значений энергетических показателей взрывоопасности технологического блока

### 3.3.1 Физико-химическая характеристика и фракционный состав нефти

Таблица №5 - 1 Физико-химическая характеристика

Показатель свойств	Значение параметра
Плотность, кг /м <sup>3</sup>	836,8
Молекулярная масса	193
Вязкость, $\nu_{20}$ , сСт	5,14
Температура застывания, °С	-28
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	-60
Коксуемость, %	3,2
Содержание, % масс :	

Продолжение таблицы 5

Парафина	1,3
Сера	0,58
Ванадий	0,0005
Газовая часть (C <sub>1</sub> –C <sub>4</sub> ), % масс.	1,88
Углеводороды (C <sub>1</sub> –C <sub>5</sub> ), % масс.	3,84
Светлых (до 350 °С)	61,09
в том числе:	
Бензина (НК – 180 °С)	26,25
Дизельных фракций (180 – 350 °С)	32,96
Мазут (остаток >350 °С)	38,91

Принятые обозначения

$E$  - общий энергетический потенциал взрывоопасности (полная энергия сгорания ПГФ, поступившей в окружающую среду при АРБ, плюс энергия адиабатического расширения ПГФ, находящейся в блоке);

$E_n$  - полная энергия, выделяемая при сгорании не испарившейся при АРБ массы ЖФ;

$E_i'$  - энергия сгорания при АРБ ПГФ, непосредственно имеющейся в блоке и поступающей в него от смежных аппаратов и трубопроводов;

$E_i''$  - энергия сгорания ПГФ, образующейся при АРБ из ЖФ, имеющейся в блоке и поступающей в него от смежных аппаратов и трубопроводов;

$A, A_i$  - энергия сжатой ПГФ, содержащейся непосредственно в блоке и поступающей от смежных блоков, рассматриваемая как работа ее адиабатического расширения при АРБ;

$V', V''$  - соответственно геометрические объемы ПГФ и ЖФ в системе, блоке;

$V_0'$  - объем ПГФ, приведенный к нормальным условиям ( $T_0 = 293$  К,  $P_0 = 0,1$  МПа);

$P, P_0$  - соответственно регламентированное абсолютное и атмосферное (0,1 МПа) давления в блоке;

$\nu_i'$  - удельный объем ПГФ (в реальных условиях);

$G_1', G_1''$  - масса ПГФ и ЖФ, имеющих непосредственно в блоке и поступивших в него при АРБ от смежных объектов;

$G_2''$  - масса ЖФ, испарившейся за счет энергии перегрева и поступившей в окружающую среду при АРБ;

$q', q''$  - удельная теплота сгорания соответственно ПГФ и ЖФ;

$q_{P_i}$  - суммарный тепловой эффект химической реакции;

$T$  - абсолютная температура среды: ПГФ или ЖФ;

$T_0, T_1$  - абсолютная нормальная и регламентированная температуры ПГФ

или ЖФ блока, К ( $T_0 = 293 \text{ K}$ );

$t, t_0$  - регламентированная и нормальная температуры ПГФ и ЖФ блока ( $t_0 = 20^\circ\text{C}$ );

$T_K', t_K''$  - температура кипения горючей жидкости (К или  $^\circ\text{C}$ );

$w_i', w_i''$  - скорость истечения ПГФ и ЖФ в рассматриваемый блок из смежных блоков;

$S_i$  - площадь сечения, через которое возможно истечение ПГФ или ЖФ при АРБ;

$P_P$  - скорость теплопритока к ГЖ за счет суммарного теплового эффекта экзотермической реакции;

$P_{T_i}$  - скорость теплопритока к ЖФ от внешних теплоносителей;

$K$  - коэффициент теплопередачи от теплоносителя к горючей жидкости;

$F$  - площадь поверхности теплообмена;

$\Delta t$  - разность температур теплоносителей в процессе теплопередачи (через стенку);

$r$  - удельная теплота парообразования горючей жидкости;

$c''$  - удельная теплоемкость жидкой фазы;

$\beta_1, \beta_2$  - безразмерные коэффициенты, учитывающие давление ( $P$ ) и показатель адиабаты ( $k$ ) ПГФ блока;

$\mu$  - безразмерный коэффициент, учитывающий гидродинамику потока;

$\rho, \rho_i$  - плотность ПГФ или ЖФ при нормальных условиях ( $P = 0,1 \text{ МПа}$  и  $t_0 = 20^\circ\text{C}$ ) в среднем по блоку и по  $i$ -м потокам, поступающим в него при АРБ;

$\tau_i$  - время с момента АРБ до полного срабатывания отключающей аварийный блок арматуры;

$\tau_P$  - время с момента АРБ до полного прекращения экзотермических процессов;

$\tau_{T_i}$  - время с момента АРБ до полного прекращения подачи теплоносителя к аварийному блоку (прекращение теплообменного процесса);

$\Theta_K$  - разность температур ЖФ при регламентированном режиме и ее кипении при атмосферном давлении;

$G_4''$  - масса ЖФ, испарившейся за счет теплопритока от твердой поверхности (пола, поддона, обвалования и т.п.);

$G_5''$  - масса ЖФ, испарившейся за счет теплопередачи от окружающего воздуха к пролитой жидкости (по зеркалу испарения);

$G_\Sigma''$  - суммарная масса ЖФ, испарившейся за счет теплопритока из окружающей среды;

$F_{ж}$  - площадь поверхности зеркала жидкости;

$F_{п}$  - площадь контакта жидкости с твердой поверхностью разлива (площадь теплообмена между пролитой жидкостью и твердой поверхностью);

$\varepsilon$  - коэффициент тепловой активности поверхности (поддона);

$\lambda$  - коэффициент теплопроводности материала твердой поверхности (пола, поддона, земли и т.п.);

$c_T$  - удельная теплоемкость материала твердой поверхности;

$\rho_T$  - плотность материала твердой поверхности;

$m_{и}$  - интенсивность испарения;

$M$  - молекулярная масса;

$R$  - газовая постоянная ПГФ;

$\eta$  - безразмерный коэффициент;

$P_{н}$  - давление насыщенного пара при расчетной температуре;

$\tau_{и}$  - время контакта жидкости с поверхностью пролива, принимаемое в расчет.

### 3.3.2 Энергетический потенциал взрывоопасности

. Энергетический потенциал взрывоопасности  $E$  (кДж) блока определяется полной энергией сгорания парогазовой фазы, находящейся в блоке, с учетом величины работы ее адиабатического расширения, а также величины энергии полного сгорания испарившейся жидкости с максимально возможной площади ее пролива, при этом считается:

- при аварийной разгерметизации аппарата происходит его полное раскрытие (разрушение);

- площадь пролива жидкости определяется исходя из конструктивных решений зданий или площадки наружной установки;

- время испарения (время контакта жидкости с поверхностью пролива, принимаемое в расчет) принимается не более 1 ч:

$$E = E'_1 + E'_2 + E''_1 + E''_2 + E''_3 + E''_4 \quad (3.1)$$

$E'_1$  - сумма энергий адиабатического расширения  $A$  (кДж) и сгорания ПГФ, находящейся в блоке, кДж:

$$E'_1 = G'_1 q' + A; \quad (3.2)$$

$$A = \frac{1}{k-1} PV' \left[ 1 - \left( \frac{P_0}{P} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right] \quad (3.3)$$

Для практического определения энергии адиабатического расширения ПГФ можно воспользоваться формулой:

$$A = \beta_1 PV', \quad (3.4)$$

где

$$\beta_1 = \frac{1}{k-1} \left[ 1 - \left( \frac{P_0}{P} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right] \quad (3.5)$$

$$G_1' = V_0' \rho_0', \quad (3.6)$$

где

$$V_0' = \frac{P}{P_0} \frac{V'}{T'} T; \quad (3.7)$$

$$T = T_1 \left( \frac{P_0}{P} \right)^{\frac{k-1}{k}}; \quad (3.8)$$

$$\rho_0' = \rho \left( \frac{P_0}{P} \right)^{\frac{1}{k}} \quad (3.9)$$

При избыточных значениях  $P < 0,07$  МПа и  $PV' < 0,02$  МПа·м<sup>3</sup> энергию адиабатического расширения ПГФ (А) ввиду малых ее значений в расчет можно не принимать.

Для многокомпонентных сред значения массы и объема определяются с учетом процентного содержания и физических свойств составляющих эту смесь продуктов или по одному компоненту, составляющему наибольшую долю в ней.

$E_2'$  - энергия сгорания ПГФ, поступившей к разгерметизированному участку от смежных объектов (блоков), кДж:

$$E_2' = \sum_{i=1}^n G_i' q_i' \quad (3.10)$$

Для  $i$ -го потока

$$G_i' = \rho_i' w_i' S_i' \tau_i, \quad (3.11)$$

где

$$w_i' = \sqrt{\frac{2kP_i'v_i'}{k+1}}, \quad (3.12)$$

при избыточном  $P \leq 0,07$  МПа

$$w_i' = \sqrt{\frac{2k}{k-1} P_i v_i' \left[ 1 - \left( \frac{P_0}{P} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right]} \quad (3.13)$$

$E_1''$  - энергия сгорания ПГФ, образующейся за счет энергии перегретой ЖФ рассматриваемого блока и поступившей от смежных объектов за время  $\tau_i$ , кДж:

$$E_1'' = G_1'' \left[ 1 - \exp(-c_1'' \theta_{K1} / r) \right] q' + \sum_{i=1}^n G_i'' \left[ 1 - \exp(-c_1'' \theta_{Ki} / r_i) \right] q_i'' \quad (3.14)$$

Количество ЖФ, поступившей от смежных блоков:

$$G_i'' = \rho_i'' w_i'' S_i'' \tau_i, \quad (3.15)$$

где

$$w_i'' = \mu \sqrt{\frac{2\Delta P}{\rho_i''}} \quad (3.16)$$

$\mu$  - в зависимости от реальных свойств ЖФ и гидравлических условий принимается в пределах 0,4 - 0,8;

$\Delta P$  - избыточное давление истечения ЖФ.

Примечание. При расчетах скоростей истечения ПГФ и ЖФ из смежных систем к аварийному блоку можно использовать и другие расчетные формулы, учитывающие фактические условия действующего производства, в том числе гидравлическое сопротивление систем, из которых возможно истечение.

$E_2''$  - энергия сгорания ПГФ, образующейся из ЖФ за счет тепла экзотермических реакций, не прекращающихся при разгерметизации, кДж:

$$E_2'' = \frac{q}{r} \sum_{i=1}^n \Pi_{P_i} \tau_{P_i}, \quad (3.17)$$

где  $\tau_{P_i}$  - принимается для каждого случая исходя из конкретных регламентированных условий проведения процесса и времени срабатывания отсечной арматуры и средств ПАЗ, с.

$E_3''$  - энергия сгорания ПГФ, образующейся из ЖФ за счет теплопритока от внешних теплоносителей, кДж:

$$E_3'' = \frac{q}{r} \sum_{i=1}^n \Pi_{T_i} \tau_{T_i} \quad (3.18)$$

Значение  $\Pi_{T_i}$  (кДж/с) может определяться с учетом конкретного теплообменного оборудования и основных закономерностей процессов теплообмена ( $\Pi_{T_i} = K_i F_i \Delta t_i$ ) по разности теплосодержания теплоносителя на входе в теплообменный элемент (аппарат) и выходе из него:

$$\Pi_{T_i} = W_{T_i} c_i (t_2' - t_1') \text{ или } \Pi_{T_i} = W_{T_i} r_{T_i}, \quad (3.19)$$

где  $W_{T_i}$  - секундный расход греющего теплоносителя;

$r_{T_i}$  - удельная теплота парообразования теплоносителя, а также другими существующими способами.

$E_4''$  - энергия сгорания ПГФ, образующейся из пролитой на твердую поверхность (пол, поддон, грунт и т.п.) ЖФ за счет тепло- и массообмена с окружающей средой (с подстилающей поверхностью и воздухом), кДж:

$$E_4'' = G_{\Sigma}'' q', \quad (3.20)$$

где

$$G_{\Sigma}'' = G_4'' + G_5'' \quad (3.21)$$

$$G_4'' = 2 \frac{T_0 - T_k}{r} \frac{\varepsilon}{\sqrt{\pi}} F_{\Pi} \sqrt{\tau_{\Pi}} \quad (3.22)$$

здесь  $T_0$  - температура подстилающей поверхности (пола, поддона, грунта и т.п.), К;  
 $\pi = 3,14$

$$\varepsilon = \sqrt{\lambda \rho c} \quad (3.23)$$

$$G_5'' = m_{\Pi} F_{\text{ж}} \tau_{\Pi} \quad (3.24)$$

$$m_{\Pi} = 10^{-6} \eta P_{\text{H}} \sqrt{M}, \quad (3.25)$$

где

$$P_{\text{H}} = P_o \exp \left[ \frac{r}{R} \left( \frac{1}{T_k} - \frac{1}{T_p} \right) \right], \quad (3.26)$$

где  $P_{\text{H}}$  - давление насыщенного пара при расчетной температуре  $T_p$ , в

качестве которой принимается максимальная из двух температур - температуры воздуха и температуры жидкости в проливе, кПа.

Значение безразмерного коэффициента  $\eta$ , учитывающего влияние скорости и температуры воздушного потока над поверхностью (зеркало испарения) жидкости, принимается по таблице № 6

### 3.3.3 Значение коэффициента $\eta$

Таблица 6 - Значение коэффициента  $\eta$

Скорость воздушного потока над Зеркалом испарения, м/с	Значение коэффициента $\eta$ при температуре воздуха $t$ , °C				
	10	15	20	30	35
0,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
0,1	3,0	2,6	2,4	1,8	1,6
0,2	4,6	3,8	3,5	2,4	2,3
0,5	6,6	5,7	5,4	3,6	3,2
1,0	10,0	8,7	7,7	5,6	4,6

Примечание: для скоростей ветра более 1 м/с величина  $\eta$  берется равной при 1 м/с, при температуре воздуха  $t_{oc}$  над зеркалом испарения более 35 °C величина  $\eta$  берется равной при  $t_{oc} = 35$  °C, при температуре воздуха  $t_{oc}$  над зеркалом испарения менее 10 °C величина  $\eta$  берется равной при  $t_{oc} = 10$  °C.

Время испарения (время контакта жидкости с поверхностью пролива, принимаемое в расчет)  $\tau_u$  рассчитывается по формуле:

$$\tau_u = \max \left( \frac{L_{0,5\text{НКПР}}}{U_{\text{ветра}}} \cdot \left( \frac{3 \cdot (T_0 - T_K)}{r \cdot \sqrt{\pi}} \cdot \varepsilon \cdot \frac{F_n}{F_{жс} \cdot \sqrt{\tau}} \cdot \frac{1}{m_u} \right)^2 \right), \quad (3.27)$$

Где  $L_{0,5\text{НКПР}}$  - расстояние, на котором ПГФ, дрейфующая от пролива площадью  $F_{ж}$  и скоростью эмиссии  $m_u$  (рассчитанной по (14)), рассеивается до концентрации 0,5 НКПР, отсчитывается от наветренной стороны), м;

$U_{\text{ветра}}$  - скорость воздушного потока над зеркалом испарения, м/с.

Ориентировочно значение  $G_{\Sigma}''$  может определяться по таблице № 7.

Зависимость массы ПГФ пролитой жидкости от температуры её кипения при  $\tau = 180$  с



Таблица № 7

Значение температуры кипения жидкой фазы $t_k$ , °C	Масса парогазовой фазы $G_\Sigma$ , кг (при $F_n = 50 \text{ м}^2$ )
Выше 60	<10
От 60 до 40	10 - 40
От 40 до 25	40 - 85
От 25 до 10	85 - 135
От 10 до -5	135 - 185
От -5 до -20	185 - 235
От -20 до -35	235 - 285
От -35 до -55	285 - 350
От -55 до -80	350 - 425
Ниже - 80	>425

Для конкретных условий, когда площадь твердой поверхности пролива жидкости окажется больше или меньше  $50 \text{ м}^2$  ( $F_n \neq 50$ ), производится пересчет массы испарившейся жидкости по формуле

$$G_\Sigma'' = G_\Sigma \cdot \frac{F_n}{50} \cdot \frac{\tau_u}{180} \quad (3.28)$$

По значениям общих энергетических потенциалов взрывоопасности  $E$  определяются величины приведенной массы и относительного энергетического потенциала, характеризующих взрывоопасность технологических блоков.

Общая масса горючих паров (газов) взрывоопасного парогазового облака  $m$ , приведенная к единой удельной энергии сгорания, равной  $46\,000 \text{ кДж/кг}$ :

$$m = \frac{E}{4,6 \cdot 10^4} \quad (3.29)$$

Относительный энергетический потенциал взрывоопасности  $Q_b$  технологического блока находится расчетным методом по формуле

$$Q_b = \frac{1}{16,534} \sqrt[3]{E} \quad (3.30)$$

По значениям относительных энергетических потенциалов  $Q_b$  и приведенной массе парогазовой среды  $m$  устанавливаются категории взрывоопасности технологических блоков.

Показатели категорий приведены в таблице № 8

### 3.3.4 Расчет относительных энергетических потенциалов блоков

Резервуарный парк нефти

Расчетная авария – разгерметизация резервуара РВС-700 с нефтью.

$$E = E1' + E2' + E1'' + E2'' + E3'' + E4''$$

$$E1' = 0, E2' = 0, E1'' = 0, E2'' = 0, E3'' = 0$$

Определяем  $E4''$

Объем пролитой нефти

По постановлению Правительства РФ от 21 августа 2000г. №613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов» объем разлитого нефтепродукта равен 100% объема резервуара то есть  $700\text{м}^3$ .

Масса пролитой нефти

$$700 \times 0,84 = 588\text{т}$$

Площадь пролива согласно методике «Рекомендации по обеспечению пожарной безопасности объектов нефтепродуктообеспечения, расположенных на селитебной территории (рекомендации разработаны специалистами Московского института пожарной безопасности МВД России и Госгортехнадзором России, утверждены и введенные в действие приказом Минтопэнерго России от 23.02.97 г. №66)» для уклона менее будет равна площади обвалования резервуаров -  $860\text{м}^2$ .

Интенсивность испарения

$$m_i = 10^{-6} \times 2,4 \times 40 \times 193^{-2} = 1,33 \times 10^{-3}$$

Масса ЖФ, испарившейся за счет теплопритока от твердой поверхности (пола, поддона, обвалования и т.п.), так как температура кипения нефти составляет выше  $200^\circ\text{C}$ ,  $G4''$  будет с отрицательным знаком, берем значение  $G4'' = 0\text{кг}$ .

Масса ЖФ, испарившейся за счет теплопередачи от окружающего воздуха к пролитой жидкости (по зеркалу испарения) за 1 ч

$$G5'' = 0,00133 \times 860 \times 3600 = 4117,68\text{кг}$$

Суммарная масса ЖФ, испарившейся за счет теплопритока из окружающей среды

$$G_{\Sigma} = 0 + 4117,68 = 4117,68\text{кг}$$

Энергия сгорания ПГФ, образующейся из пролитой на твердую поверхность (пол, поддон, грунт и т.п.) ЖФ за счет тепло- и массообмена с окружающей средой (с подстилающей поверхностью и воздухом)

$$E4'' = 4117,68 \times 41000 = 168824880\text{кДж}$$

Полная энергия, выделяемая при сгорании не испарившейся при АРБ массы ЖФ

$$E = 0 + 0 + 0 + 0 + 168824880 = 168824880\text{кДж}$$

Приведенная масса

$$m = 168824880 / 46000 = 3670,1\text{кг}$$

Относительный энергетический потенциал  
 $Q_v = 168824880^{-3}/16,534 = 33,43$

### 3.3.5 Определение показателей взрывоопасности технологических блоков

Таблица №8

№ блока	Относительный энергетический потенциал $Q_v$	Категория блока в соотв. С табл. №8
2	33,43	II

### 3.3.6 Показатели категорий взрывоопасности технологических блоков

Категория взрывоопасности	$Q_v$	m, кг
I	$> 37$	$> 5000$
II	27 - 37	2000 - 5000
III	$< 27$	$< 2000$

В соответствии с расчетами и таблицей №8 определяем категорию взрывоопасности технологических блоков

### 3.4 Аварий на территории объекта

Таблица 9 .Частоты реализации инициирующих пожароопасные ситуации событий

для некоторых типов оборудования объектов

Наименование оборудования	Иницирующее аварийю событие	Диаметр отверстия истечения, мм	Частота разгерметизации, год <sup>-1</sup>
Резервуары для хранения ЛВЖ и	Разгерметизация с последующим	25	$8,8 \cdot 10^{-5}$
		100	$1,2 \cdot 10^{-5}$

Наименование оборудования	Иницилирующее аварийю событие	Диаметр отверстия истечения, мм	Частота разгерметизации, год <sup>-1</sup>
горючих жидкостей (далее - ГЖ) при давлении, близком к атмосферному	истечением жидкости в обвалование	Полное разрушение	$5,0 \cdot 10^{-6}$

Примечание: здесь и далее под полным разрушением подразумевается утечка с диаметром истечения, соответствующим максимальному диаметру подводящего или отводящего трубопровода, или разрушения резервуара, емкости, сосуда или аппарата.

При определении частоты разгерметизации фильтров и кожухотрубных теплообменников указанное оборудование допускается рассматривать как аппараты под давлением.

Аппараты воздушного охлаждения допускается рассматривать как участки технологических трубопроводов, длина которых соответствует суммарной длине труб в пучках теплообменника.

Частота реализации сценариев, связанных с образованием огненного шара на емкостном оборудовании со сжиженными газами и ЛВЖ вследствие внешнего воздействия очага пожара определяется на основе процедуры построения логических деревьев событий, приведенной в приложении № 2 к настоящей Методике. При отсутствии необходимых данных допускается принимать частоту внешнего воздействия, приводящего к реализации огненного шара, равной  $2,5 \cdot 10^{-5}$  год<sup>-1</sup> на один аппарат (резервуар).

#### 3.4.1 Частоты утечек из технологических трубопроводов

Таблица 10 - Частоты утечек из технологических трубопроводов

Диаметр	Частота утечек, (м <sup>-1</sup> · год <sup>-1</sup> )
---------	--

<b>р трубопр овода, мм</b>	<b>Малая (диаметр отверстия 12,5 мм)</b>	<b>Средняя (диаметр отверстия 25 мм)</b>	<b>Значительн ая (диаметр отверстия 50 мм)</b>	<b>Большая (диаметр отверсти я 100 мм)</b>	<b>Разрыв</b>
50	$5,7 \cdot 10^{-6}$	$2,4 \cdot 10^{-6}$	-	-	$1,4 \cdot 10^{-6}$
100	$2,8 \cdot 10^{-6}$	$1,2 \cdot 10^{-6}$	$4,7 \cdot 10^{-7}$	-	$2,4 \cdot 10^{-7}$
150	$1,9 \cdot 10^{-6}$	$7,9 \cdot 10^{-7}$	$3,1 \cdot 10^{-7}$	$1,3 \cdot 10^{-7}$	$2,5 \cdot 10^{-8}$
250	$1,1 \cdot 10^{-6}$	$4,7 \cdot 10^{-7}$	$1,9 \cdot 10^{-7}$	$7,8 \cdot 10^{-8}$	$1,5 \cdot 10^{-8}$
600	$4,7 \cdot 10^{-7}$	$2,0 \cdot 10^{-7}$	$7,9 \cdot 10^{-8}$	$3,4 \cdot 10^{-8}$	$6,4 \cdot 10^{-9}$
900	$3,1 \cdot 10^{-7}$	$1,3 \cdot 10^{-7}$	$5,2 \cdot 10^{-8}$	$2,2 \cdot 10^{-8}$	$4,2 \cdot 10^{-9}$
1200	$2,4 \cdot 10^{-7}$	$9,8 \cdot 10^{-8}$	$3,9 \cdot 10^{-8}$	$1,7 \cdot 10^{-8}$	$3,2 \cdot 10^{-9}$

#### Определение количества опасных веществ, участвующих в аварии

Количество поступивших в окружающее пространство горючих веществ, которые могут образовать взрывоопасные газопаровоздушные смеси или проливы горючих сжиженных газов, легковоспламеняющихся и горючих жидкостей на подстилающей поверхности, определяется, исходя из следующих предпосылок:

а) происходит расчетная авария одного из резервуаров (аппаратов) или трубопровода;

б) все содержимое резервуара (аппарата, трубопровода) или часть продукта (при соответствующем обосновании) поступает в окружающее пространство. При этом в случае наличия на объекте нескольких аппаратов (резервуаров) расчет следует проводить для каждого резервуара (аппарата);

в) при разгерметизации резервуара (аппарата) происходит одновременно утечка веществ из трубопроводов, питающих резервуар по прямому и обратному потоку в течение времени, необходимого для отключения трубопроводов. Расчетное время отключения трубопроводов определяется в

каждом конкретном случае, исходя из реальной обстановки, и должно быть минимальным с учетом паспортных данных на запорные устройства и их надежности, характера технологического процесса и вида расчетной аварии.

При отсутствии данных допускается расчетное время отключения технологических трубопроводов принимать равным:

времени срабатывания системы автоматики отключения трубопроводов согласно паспортным данным установки, если вероятность отказа системы автоматики не превышает 0,000001 в год или обеспечено резервирование ее элементов;

120 с, если вероятность отказа системы автоматики превышает 0,000001 в год и не обеспечено резервирование ее элементов;

300 с при ручном отключении;

г) в качестве расчетной температуры при пожароопасной ситуации с наземно расположенным оборудованием допускается принимать максимально возможную температуру воздуха в соответствующей климатической зоне, а при пожароопасной ситуации с подземно расположенным оборудованием - температуру грунта, условно равную максимальной среднемесячной температуре окружающего воздуха в наиболее теплое время года;

е) длительность испарения жидкости с поверхности пролива принимается равной времени ее полного испарения, но не более 3600 с. Для проливов жидкости до 20 кг время испарения допускается принимать равным 900 с.

Допускается использование показателей пожаровзрывоопасности для смесей веществ и материалов по наиболее опасному компоненту.

Масса жидкости, поступившей в окружающее пространство при разгерметизации резервуара, определяется по формуле:

$$m_a = \rho_L \cdot V_R, \quad (3.31)$$

где  $m_a$  - масса жидкости, кг;

$\rho_L$  - плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

$V_R$  - объем жидкости в резервуаре, м<sup>3</sup>.

Масса жидкости, поступившей самотеком при полном разрушении наземного или надземного трубопровода, выходящего из резервуара, определяется по формулам:

$$m_a = G_L \cdot \tau + \frac{\pi}{4} \cdot d_p^2 \cdot \left( \sum_{i=1}^n L_i \right) \cdot \rho_L, \quad (3.32)$$

где

$$G_L = \mu \cdot \frac{\pi}{4} \cdot d_p^2 \cdot \sqrt{2 \cdot \rho_L \cdot \Delta P_R}, \quad (3.33)$$

где

$$\Delta P_R = h_L \cdot \rho_L \cdot g, \quad (3.34)$$

где  $G_L$  - начальный расход жидкости, истекающей из резервуара через разгерметизированный трубопровод, кг/с;

$\mu$  - коэффициент истечения;

$\tau$  - расчетное время отключения трубопроводов, связанных с местом разгерметизации, с;

$d_p$  - диаметр трубопроводов, м (в случае различных диаметров трубопроводов, связанных с местом разгерметизации, объем выходящей жидкости рассчитывается для каждого трубопровода в отдельности);

$L_i$  - длина  $i$ -го участка трубопровода от запорного устройства до места разгерметизации, м;

$n$  - число участков трубопроводов, связанных с местом разгерметизации;

$\Delta P_R$  - напор столба жидкости в резервуаре, Па;

$h_L$  - высота столба жидкости (от верхнего уровня жидкости в резервуаре до уровня места разгерметизации), м;

$g$  - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup> ( $g = 9,81$ ).

При проливе на неограниченную поверхность площадь пролива  $F_{ПП}$  (м<sup>2</sup>) жидкости определяется по формуле:

$$F_{ПП} = f_P V_{Ж}, \quad (3.35)$$

где  $f_p$  - коэффициент разлития,  $m^{-1}$  (при отсутствии данных допускается принимать равным  $20 m^{-1}$  при проливе на грунтовое покрытие,  $150 m^{-1}$  при проливе на бетонное или асфальтовое покрытие);

$V_{ж}$  - объем жидкости, поступившей в окружающее пространство при разгерметизации резервуара,  $m^3$ .

Интенсивность испарения  $W$  ( $кг/(m^2 \cdot c)$ ) для ненагретых жидкостей с определяется по формуле:

$$W = 10^{-6} \cdot \eta \cdot \sqrt{M} \cdot P_H, \quad (3.36)$$

где  $\eta$  - коэффициент, принимаемый для помещений по таблице 11 в зависимости от скорости и температуры воздушного потока над поверхностью испарения. При проливе жидкости вне помещения допускается принимать

$\eta = 1$ ;

$M$  - молярная масса жидкости,  $кг/кмоль$ ;

$P_H$  - давление насыщенного пара при расчетной температуре жидкости,

Таблица 11

Скорость воздушного потока, м/с	Значение коэффициента $\eta$ при температуре $t$ ( $^{\circ}C$ ) воздуха				
	10	15	20	30	35
0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
0,1	3,0	2,6	2,4	1,8	1,6
0,2	4,6	3,8	3,5	2,4	2,3
0,5	6,6	5,7	5,4	3,6	3,2
1,0	10,0	8,7	7,7	5,6	4,6

Масса паров ЛВЖ при испарении со свободной поверхности определяется по формуле:

$$m_v = G_v \cdot \tau, \quad (3.37)$$

где  $G_v$  - расход паров ЛВЖ,  $кг/с$ , который определяется по формуле:

$$G_v = F \cdot W, \quad (3.38)$$

где  $\tau$  - время поступления паров, принимается  $3600с$ ;



$F$  - максимальная площадь поверхности испарения ЛВЖ, м<sup>2</sup>;

$W$  - интенсивность испарения ЛВЖ, кг/(м<sup>2</sup>·с).

### 3.4.2 Расчет количество опасных веществ

Рассчитанное количество опасных веществ сводим в таблицу 12

Таблица 12

№ сценария	Последствия	Основной поражающий фактор	Количество опасного вещества, т	
			участвующего в аварии	участвующего в создании поражающих факторов
С1	Взрыв облака ТВС	Ударная волна	1,8	0,05
	Пожар	Тепловое излучение	1,8	1,8
	Огненный шар	Тепловое излучение	1,8	0,05
С2	Взрыв облака ТВС	Ударная волна	588	4,1
	Пожар	Тепловое излучение	588	588
	Огненный шар	Тепловое излучение	588	4,1
С3	Взрыв облака ТВС	Ударная волна	0,44	0,012
	Пожар	Тепловое излучение	0,44	0,44
	Огненный шар	Тепловое излучение	0,44	0,012
С4	Взрыв облака ТВС	Ударная волна	58,5	1,65
	Пожар	Тепловое излучение	58,5	58,5
	Огненный шар	Тепловое излучение	58,5	1,65
С5	Взрыв облака ТВС	Ударная волна	12,1	0,187
	Пожар	Тепловое	12,1	12,1

		излучение		
	Огненный шар	Тепловое излучение	12,1	0,187
С6	Взрыв облака ТВС	Ударная волна	12,1	0,187
	Пожар	Тепловое излучение	12,1	12,1
	Огненный шар	Тепловое излучение	12,1	0,187

Количество опасных веществ участвующих в аварии

### 3.5 Оценка последствий воздействий опасного фактора пожара(ОФП) на людей и расчет пожарного риска

Оценка опасных факторов пожара проводится с помощью методов, приведенных в приложении №3 к Методике. Вероятностные критерии оценки поражающего действия волны давления и теплового излучения на людей приведены в приложении №4 Методики.

#### 3.5.1 Сценарий 2 Полная разгерметизация резервуара с нефтью на территории резервуарного парка сырья.

Определение зон опасных факторов пожара

Исходные данные:

Молярная масса бензина - 193кг/моль;

Количество разлившегося топлива - 700м<sup>3</sup> (588т);

Количество испарившегося топлива, за 1 час – 4,1т;

Расчетная температура топлива - 20°С;

Площадь разлива нефтепродуктов - 860м<sup>3</sup>.

Результаты расчетов зон опасных факторов пожара, приведены в таблице 13

3.5 Результаты определения зон опасных факторов пожара при реализации сценария 2 .

Таблица 13 опасные факторы пожаров

Объем вышедшей нефти, м <sup>3</sup>	Площадь разлива, м <sup>2</sup>	Радиус воздействия, м	Избыточное давление, кПа	Доза теплового излучения «огненного шара», Дж/м <sup>2</sup>	Интенсивность теплового излучения горения пролива, кВт/м <sup>2</sup>
700 (100 %)	860	20	467,8	$11,7 \cdot 10^5$	5,64
		40	102,8	$9,2 \cdot 10^5$	1,15
		60	48,1	$6,5 \cdot 10^5$	0,17
		80	29,7	$4,5 \cdot 10^5$	0,1
		100	21,0	$3,1 \cdot 10^5$	0,05
		120	16,0	$2,1 \cdot 10^5$	0,03
		140	12,9	$1,5 \cdot 10^5$	0,02
		160	10,8	$1,1 \cdot 10^5$	0,01
		180	9,2	$0,8 \cdot 10^5$	0,01
		200	8,0	$0,6 \cdot 10^5$	0

3.5.3 Определение зон потенциального пожарного риска

Частота инициирующего события  $5,0 \cdot 10^{-6}$  1/год (п.п. 2.4).

Логическая схема развития аварии сценария 2 показана на рисунке 14.

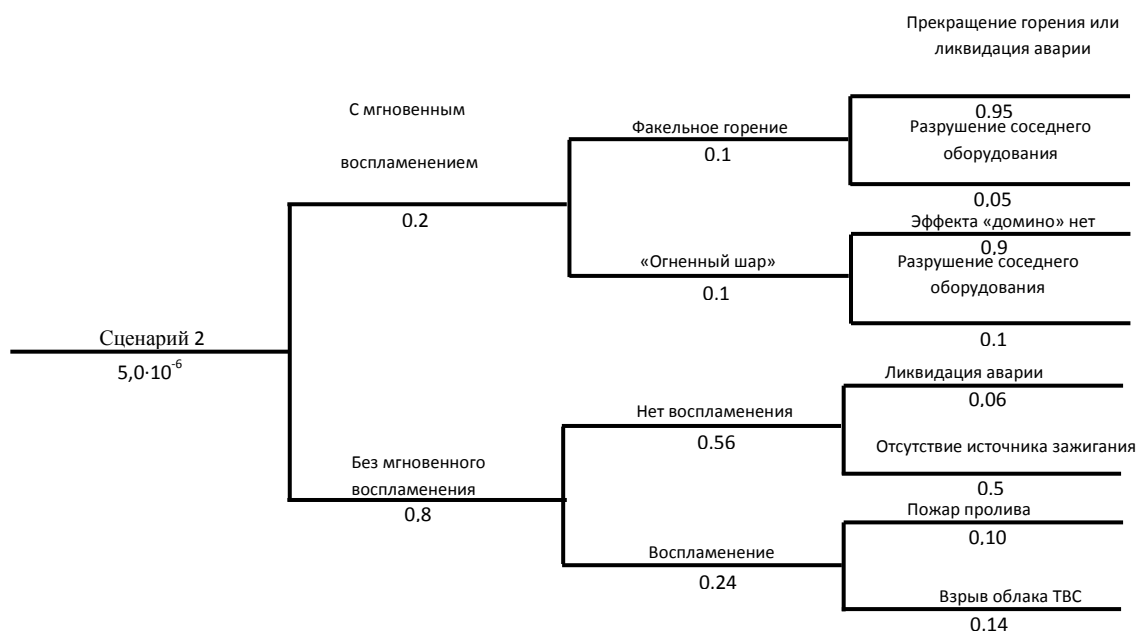


Рисунок 15

Вероятность сгорания паровоздушной смеси в открытом пространстве с образованием волны избыточного давления:  $Q_{с.д.} = 5,0 \cdot 10^{-6} \cdot 0,8 \cdot 0,24 \cdot 0,14 = 1,3 \cdot 10^{-7}$  1/год.

Вероятность образования «огненного шара»:  $Q_{о.ш.} = 5,0 \cdot 10^{-6} \cdot 0,2 \cdot 0,1 \cdot 0,1 = 1,0 \cdot 10^{-8}$  1/год.

Вероятность пожара пролива  $Q_{п.} = 5,0 \cdot 10^{-6} \cdot 0,8 \cdot 0,24 \cdot 0,1 = 9,6 \cdot 10^{-8}$  1/год.

Вероятности развития аварии в остальных случаях принимаем равными 0.

Результаты расчетов приведены в таблице 14

Радиус воздействия, м	20	40	60	80	100	120	140	160	180	200
Условная вероятность поражения избыточным давлением, $Q_{п}^{с.д.}$	1	1	0,99	0,87	0,65	0,42	0,25	0,14	0,08	0,04
Условная вероятность поражения интенсивность ю теплового излучения «огненного шара», $Q_{п}^{о.ш.}$	1	1	0,99	0,82	0,36	0,05	0	0	0	0
Условная вероятность поражения интенсивность ю теплового излучения горения пролива, $Q_{п}^{п}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Потенциаль ный пожарный риск, 1/год</b>	<b><math>1,4 \cdot 10^{-7}</math></b>	<b><math>1,4 \cdot 10^{-7}</math></b>	<b><math>1,4 \cdot 10^{-7}</math></b>	<b><math>1,2 \cdot 10^{-7}</math></b>	<b><math>8,8 \cdot 10^{-8}</math></b>	<b><math>5,5 \cdot 10^{-8}</math></b>	<b><math>1,8 \cdot 10^{-8}</math></b>	<b><math>1,0 \cdot 10^{-8}</math></b>	<b><math>7 \cdot 10^{-9}</math></b>	<b><math>5,1 \cdot 10^{-9}</math></b>

### 3.5.4 Определение показателей риска при сценарии 2.

Величина индивидуального пожарного риска

Величина индивидуального риска  $R_m$  (год<sup>-1</sup>) для работника  $m$  объекта при его нахождении на территории объекта определяется по формуле:

$$R_m = \sum_{i=1}^I q_{im} \cdot P(i), \quad (3.39)$$

где  $P(i)$  - величина потенциального риска в  $i$ -ой области территории объекта, год<sup>-1</sup>;

$q_{im}$  - вероятность присутствия работника  $m$  в  $i$ -ой области территории объекта.

Индивидуальный пожарный риск :

$$R_m = 1,66 \cdot 10^{-7} (\text{год}^{-1})$$

**Индивидуальный пожарный риск для людей, находящихся в селитебной зоне вокруг объекта:**

**Жилые постройки находятся на расстоянии:**

1000 м на юго-запад от предприятия. Индивидуальный пожарный риск равен 0 год<sup>-1</sup>.

**Социальный риск, для людей находящихся в селитебной зоне вблизи объекта:**

$$R_m = 0 (\text{год}^{-1}).$$

Вывод

Индивидуальный пожарный риск на территории предприятия не превышает допустимого значения  $10^{-6}$  год<sup>-1</sup>;

Индивидуальный пожарный риск в селитебной зоне не превышает допустимых значений  $10^{-8}$  год<sup>-1</sup>.

Социальный пожарный риск в селитебной зоне не превышает допустимых значений  $10^{-7}$  год<sup>-1</sup>.

В России по ГОСТ 12.1.010-76 и ГОСТ 12.1.004-85 по взрыво- и пожаробезопасности  $R = 10^{-6}$  чел/год.

На ООО «Энергостройснабэкспертиза» возникла чрезвычайная ситуация связанная с разгерметизацией насоса с бензином на установке НПУ-8.02П с последующим истечением жидкости, которая влечет за собой ущерб здоровью и жизни людей, окружающей природной среде, потери материальных ценностей и затраты на проведение аварийно-спасательных и восстановительных работ. Последствия аварийной ситуации имеют стоимостное выражение, характеризующее масштаб ЧС и воздействие опасности на людей, окружающую среду, материальные ценности.

Экономический ущерб от аварии складывается из затрат на локализацию и ликвидацию последствий аварии, а также возмещения ущерба пострадавшим людям и экономике предприятия.

В результате чрезвычайной ситуации безвозвратные потери среди персонала составят 3 человека, количество людей получивших травмы различной степени тяжести составляют 3 человек.

Поскольку рассматриваемая в дипломном проекте ЧС носит локальный (объектовый характер), затраты на материально-техническое обеспечение рассчитываются только для спасательных формирований и на эвакуацию персонала с территории предприятия домой и в медицинские учреждения.

4.1 Оценка экономического ущерба при возникновении чрезвычайной ситуации на ООО «Энергостройснабэкспертиза» .Расчет затрат на локализацию аварии и ликвидацию ее последствий

К основным показателям, составляющим затраты на ликвидацию чрезвычайной ситуации на ООО «Энергостройснабэкспертиза», относятся:

- а) затраты на питание ликвидаторов аварии;

- б) затраты на оплату труда ликвидаторов аварии;
- в) затраты на единовременную и ежемесячные выплаты семьям погибших в результате ЧС;
- г) затраты на организацию стационарного и амбулаторного лечения пострадавших;
- д) затраты на топливо и горюче-смазочные материалы;
- е) затраты на восстановление разрушенных объектов;
- и) амортизацию используемого оборудования, технических средств, аварийно-спасательного инструмента.

#### 4.1.1 Затраты на питание ликвидаторов аварии

Затраты на питание рассчитывают, исходя из суточных норм обеспечения питанием спасателей, в соответствии с режимом проведения работ:

$$Z_{\text{Псут}} = \sum (Z_{\text{Псут } i} \times \text{Ч}_i), \quad (4.1)$$

где  $Z_{\text{Псут}}$  – затраты на питание личного состава формирований в сутки;

$Z_{\text{Псут } i}$  – суточная норма обеспечения питанием, руб/(сут. на чел.);

$I$  – число групп спасателей, проводящих работы различной степени тяжести;

$\text{Ч}_i$  – численность личного состава формирований, проводящих работы по ликвидации последствий ЧС.

Тогда, общие затраты на питание составят:

$$Z_{\text{п}} = (Z_{\text{Псут. спас.}} \cdot \text{Ч}_{\text{спас}} + Z_{\text{Псут. др.ликв.}}) \cdot D_{\text{н}}, \quad (4.2)$$

где  $D_{\text{н}}$  – продолжительность ликвидации аварии, дней, в данном случае 1 день.

К работе в зоне ЧС привлекается 83 человек из них 60 человек выполняют тяжелую работу, а остальные 23 человек – работу средней и легкой тяжести.



Таблица 15 – Затраты на питание личного состава формирований, выполняющих работы различной степени тяжести,[24]

Наименование продукта	Работы средней тяжести		Тяжелые работы	
	Суточная норма, г/(чел.×сут.)	Суточная норма, руб/(чел.×сут.)	Суточная норма, г/(чел.×сут.)	Суточная норма, руб/(чел.×сут.)
Хлеб белый	300	7,5	600	15
Крупа разная	80	45,6	100	57
Макаронные изделия	30	393,3	50	171
Молоко и молокопродукты	300	15	500	25
Мясо	80	200	100	25
Рыба	40	5,2	60	7,8
Жиры	40	4,4	50	5,5
Сахар	60	3	70	3,5
Картофель	400	8	500	10
Овощи	150	4,65	180	5,58
Соль	25	0,225	30	0,27
Чай	1,5	0,135	2	0,18
Итого	-	718,31	-	325,83

По формуле (2) рассчитываем, что затраты на питание личного состава формирований составят:

$$Z_{\text{п}} = (718,31 \cdot 23 + 325,83 \cdot 60) \cdot 1 = 36070,93 \text{ рублей.}$$

Общие затраты на обеспечение питанием спасательных формирований составят 36070,93 рублей.

Обеспечение питанием формирований РСЧС осуществляется в столовых и за счет средств ООО «Энергостройснабэкспертиза», на территории которого произошла ЧС.

#### 4.1.2 Расчет затрат на оплату труда ликвидаторов аварии

Расчет затрат на оплату труда проводят дифференцированно для каждой из групп участников ликвидации последствий ЧС в зависимости от величины их заработной платы и количества отработанных дней.

Расчет суточной заработной платы участников ликвидации ЧС проводят по формуле:

$$\text{ФЗП}_{\text{сут}i} = (\text{мес. оклад} / 30) \cdot 1,15 \cdot \text{Ч}_i, \quad (4.3)$$

где  $\text{Ч}_i$  – количество участников ликвидации ЧС  $i$ -ой группы.

Время ликвидации аварии составляет одни сутки для пожарных подразделений и трое суток для всех остальных формирований.

Таким образом, суммарные затраты на оплату труда всем группам участникам ликвидации последствий ЧС составят (таблица )16:

$$\text{ФЗП} = \sum \text{ФЗП}_i = 8050 + 5727 + 15008 + 9824 + 7665 + 460 + 3696 = 50430 \text{рублей.}$$

Таблица – 16 Затраты на оплату труда участников ликвидации последствий ЧС связанных с разгерметизацией насоса с бензином на установке НПУ-8.02П

Наименование групп участников ликвидации	Заработная плата, руб./месяц	Численность, чел	ФЗП <sub>сут</sub> , руб./чел.	ФЗП за период проведения работ для $i$ -ой группы, руб.
Пожарные подразделения	25000	23	833,33	19166,59
Отряд механизированной группы	25000	13	833,33	10833,33
Отряд ручной разработки завалов	20000	20	666,66	13333,2
Караул охраны предприятия	18000	8	600	4800
Медицинская служба	15700	3	523,33	1569,99
Водители, осуществляющие эвакуацию	20000	2	400	800
	25000	14	833,33	11666,06
ИТОГО				62169,73

В результате проведенных расчетов получим, что фонд заработной платы на оплату труда личного состава формирований РСЧС при проведении работ по ликвидации ЧС на территории ООО «Энергостройснабэкспертиза» с учетом периода проведения работ составит 62169,73 рублей.

#### 4.1.3 Расчет затрат на организацию стационарного и амбулаторного лечения пострадавших

В результате возникновения ЧС на ООО «Энергостройснабэкспертиза» величина санитарных потерь составляет 3 человек.

Суммарные затраты на лечение пострадавших складываются из затрат на реанимационное, стационарное и амбулаторное лечение, исходя из стоимости одного койко-дня и продолжительности лечения рассчитываются по следующей формуле:

$$Z_{л} = \sum C_{к-д.i} \cdot D_{н}, \text{ руб.}, \quad (4.4)$$

где  $C_{к-д.i}$  – стоимость одного койко-дня при соответствующем виде лечения, руб;

$D_{н}$  – продолжительность лечения, дней.

Расчет затрат на пребывание пострадавших в реанимационном отделении проводят по формуле:

$$Z_{л}^p = C_{к-д.p} \cdot Ч_p, \quad (4.5)$$

где  $Ч_p$  – численность пострадавших, проходящих лечение в реанимационном отделении.

Расчет затрат на пребывание пострадавших в терапевтическом отделении проводят по формуле (таблица 3):

$$Z_{л}^t = C_{к-д.t} \cdot Ч_t, \quad (4.6)$$

где  $Ч_t$  – численность пострадавших, проходящих лечение в терапевтическом отделении.

Расчет затрат на пребывание пострадавших на амбулаторном лечении проводят по формуле:

$$Z_{л}^a = C_{к-д.a} \cdot D_{н} \cdot Ч_a, \quad (4.7)$$

где  $Ч_a$  – численность пострадавших, проходящих амбулаторное лечение в стационаре.

$$Z_{л}^a = 40,50 \cdot 3 \cdot (73 + 25 + 3) = 12271,5 \text{ рублей.}$$

Таблица 3 – Затраты на лечение пострадавших

Вид лечения	Стоимость одного дня/случая, руб.	Средняя продолжительность лечения, дней	Численность пострадавших, чел.	Суммарные затраты, руб.
Амбулаторное	1126	3	1	3378
Терапевтическое	1865,06	21	1	39166,26
Реанимационное	61411,75	5	1	307058,75
<b>ИТОГО:</b>				<b>349603,01</b>

Суммарные затраты на лечение пострадавшего при ЧС персонала предприятия составляют 349603,01 рубля.

#### 4.1.4 Расчет затрат на топливо и горюче-смазочные материалы

Затраты на горючие и смазочные материалы определяется по формуле:

$$Z_{ГСМ} = V_{бенз} \cdot C_{бенз} + V_{диз. т.} \cdot C_{диз. т.} + V_{мот. м.} \cdot C_{мот. м.} + V_{транс. м.} \cdot C_{транс. м.} + V_{спец. м.} \cdot C_{спец. м.} + V_{пласт. см.} \cdot C_{пласт. м.}, \quad (4.8)$$

где  $V_{бенз}$ ,  $V_{диз. т.}$ ,  $V_{мот. м.}$ ,  $V_{транс. м.}$ ,  $V_{спец. м.}$ ,  $V_{пласт. см.}$  – количество использованного бензина, дизельного топлива, моторного масла, трансмиссионного масла, специальных масел, пластичных смазок соответственно, л;

$C_{бенз}$ ,  $C_{диз. т.}$ ,  $C_{мот. м.}$ ,  $C_{транс. м.}$ ,  $C_{спец. м.}$ ,  $C_{пласт. м.}$  – стоимость бензина, дизельного топлива, моторного масла, трансмиссионного масла, специальных масел, пластичных смазок соответственно, л/руб.

Ниже приведены цены (за 1л) на топливо и горюче-смазочные материалы:

- 1) Бензин – 36,41 руб.;
- 2) Дизельное топливо – 34,59 руб.;
- 3) Моторное масло – 210 руб.;
- 4) Трансмиссионное масло – 239 руб.;
- 5) Специальное масло – 46 руб.;
- 6) Пластичные смазки – 58 руб.

В таблице 17 приведен перечень транспортных средств, используемых при ведении АСДНР на территории ООО «Энергостройснабэкспертиза» и нормы расхода горюче-смазочных материалов приведенной техники.

Таблица 17 – Техника и нормы расхода горюче-смазочных материалов

Тип автомобиля	Кол-во	Расход бензина, л	Расход дизельного топлива, л	Расход моторного/транс-го/спец-го масел, л	Расход смазки, кг
Пожарная автоцистерна	6	2136	-	2,2/0,3/0,1	0,2
Пожарный автомобиль	1	-	354		
Автомобиль связи и оповещения	1	24	-	2,1/0,3/0,1	0,25
Автотопливозаправщик	2	386	-	2,1/0,3/0,1	0,2
Автобус	6	-	406	2,1/0,3/0,1	0,3
ИТОГО		2546	760	8,5/1,2/0,4	0,95

Общие затраты на ГСМ составят:

$$Z_{\text{ГСМ}} = 2546 \cdot 36,41 + 760 \cdot 34,59 + 8,5 \cdot 210 + 1,2 \cdot 239 + 0,4 \cdot 46 + 0,95 \cdot 58 = 121133,56 \text{ руб.}$$

На обеспечение техники горюче-смазочными материалами потребуется 121133,56рублей.

#### 4.1.5 Расчет затрат на амортизацию используемого оборудования и технических средств

Величина амортизации используемого оборудования, технических средств определяется, исходя из их стоимости, нормы амортизации и количества дней, в течение которых это оборудование используется, по следующей формуле:

$$A = [(N_a \cdot C_{\text{ст}} / 100) / 360] \cdot D_n, \quad (4.9)$$

где  $N_a$  – годовая норма амортизации данного вида основных производственных фондов (ОПФ), %;

$C_{\text{ст}}$  – стоимость ОПФ, руб.;

$D_n$  – количество отработанных дней.

Таблица 18 – Расчет величины амортизационных отчислений для используемой техники

Наименование использованной техники	Стоимость, руб.	Кол-во, ед.	Кол-во отработанных дней	Годовая норма амортизации, %	Аморт. отчисления, руб.
Пожарная автоцистерна	1200000	7	1	10	333,33
Автомобиль связи и оповещения	500000	1	1	10	138,89
Автобус	425000	2	1	10	118,06
<b>ИТОГО</b>					<b>590,82</b>

Результаты расчетов (таблица 5) затрат за использование оборудования и технических средств, необходимых для локализации и ликвидации ЧС составляют 590,82рублей.

#### 4.2 Расчет величины социального ущерба

Исходя из значений экономического эквивалента стоимости жизни человека, проведем расчет ущерба от гибели 30 человек.

Результаты расчета приведены в таблице 6.

Таблица 19 Расчет величины социального ущерба

Возрастная группа	Экономический эквивалент стоимости жизни человека, тыс. руб.	Количество человек, чел.	Потери общества от преждевременной гибели людей, тыс. руб.
18-60	195,2	3	585,6
<b>Итого</b>			<b>585,6</b>

Социальный ущерб от чрезвычайной ситуации на ООО «Энергостройснабэкспертиза» составит 585600 тыс. руб.

#### 4.3 Определение величины экономического ущерба

Экономический ущерб от разгерметизацией насоса с бензином на установке НПУ-8.02П с последующим истечением жидкости, оценка балансовой стоимости ,разрушение оборудования и стоимостью потерянного или пришедшего в негодность готовой продукции.

Таблица 20-Перечень технологического оборудование, поврежденного в результате аварии на ООО «Энергостройснабэкспертиза»

Наименование оборудования	Стоимость Оборудования, в руб.	Оценочная Стоимость Оборудования в руб.	Степень Разрушения %	Остаточная стоимость в руб.
Насос подачи нефти на установку НПУ-8.02П	200000	60000	100	60000
Трубопровод приема продуктов к насосам	50000	23000	60	13800
Трубопровод откачки Продукта на установку НПУ-8.02П	60000	33000	20	6600
Регистратор технологических параметров	55547	14998	100	14998
установка НПУ-8.02П	2500000	1200000	100	1200000
Итого				1295398

В результате аварии на ООО «Энергостройснабэкспертиза» разрушатся частично или полностью технологические аппараты, оборудование, здания получат различную степень разрушения.

Оценочную стоимость производственных фондов определяют по формуле:

$$\text{Ософ} = F - F \cdot Z\%, \text{ рублей} \quad (4.10)$$

Где  $F$  – восстановительная стоимость оборудования основных фондов

$Z$  – процесс износа ОФ за период эксплуатации.

Следовательно, оценочная стоимость для каждого оборудования рассчитывается исходя из срока введения его в эксплуатацию.

После окончания работ по ликвидации последствий аварии, экспертная группа проводит оценку степени разрушения техногенного оборудования, зданий и сооружений.

На основании экспертных оценок производится расчет стоимости поврежденного оборудования.

Остаточную стоимость технологического оборудования рассчитывают по формуле:

$$C_{\text{ост}} = O_{\text{соф}} \cdot k, \text{рублей} \quad (4.11)$$

Где  $k$  – степень разрушения технологического оборудования.

По приведенным расчетам видно, что экономический ущерб от чрезвычайной ситуации составляет:

$$U^{\text{общ}} = 36070,93 + 62169,73 + 349603,01 + 121133,56 + 590,82 + 585600 + 1295398 = 2135926,05 \text{ руб.}$$

#### **Вывод:**

Анализируя результаты, приведенные в разделе, можно сделать вывод о том, что аварии на нефтеперерабатывающих предприятиях влекут за собой не большой материальный ущерб и приводят к не значительным затратам при восстановлении производства. Фактически потери для предприятиях не превышают убытки стоимость проектно-восстановительных работ.



## 5 Социальная ответственность

### 5.1 Описание технологического процесса работы

нефтеперерабатывающего Мини-НПЗ «Энергостройснабэкспертиза» на предмет возникновения вредных проявлений факторов окружающей среды.

ООО «Энергостройснабэкспертиза» является взрывопожароопасным объектом.

На объекте производится доставка хранение и налив автоцистерн нефтепродуктами[25] .

Площадка установки по переработке нефти предназначена для размещения комплектной нефтеперегонной установки НПУ-8.02П.

Нефтеперегонная установка предназначена для первичной атмосферной перегонки нефти с целью получения следующих нефтепродуктов:

- бензин стабильный газовый;

- судовое топливо;

- различные марки мазутов.

-База товарно-сырьевая предназначена для приема, хранения нефти и нефтепродуктов, а также отпуска нефтепродуктов потребителям.

Объект включает в себя следующие сооружения:

Здание 1. Производственное здание, в котором размещается нефтеперегонная установка НПУ-8.02П и операторная для управления;

Сооружение 2. Резервуарный парк нефти, предназначенный для хранения сырья 2 рез. РВС-700;

Сооружение 3. Резервуарный парк продукции, предназначенный для хранения нефтепродуктов 4 рез. РГС-70;

Сооружение 4. Площадка слива-налива а/цистерн, предназначенная для приема нефти и выдачи товарных нефтепродуктов;

Сооружение 5. Технологическая эстакада, предназначенная для соединения

нефтеперегонной установки и товарно - сырьевого парка продуктопроводами;

Сооружение 7. Насосная подачи нефти, предназначенная для подачи нефти из резервуара хранения на нефтеперегонную установку;

Сооружение 9. Технологическая эстакада, предназначенная для соединения

нефтеперегонной установки и товарно - сырьевого парка продуктопроводами;

Сооружение 10. Насосная приема нефти, предназначенная для приема нефти;

Сооружение 11. Сборник загрязненных стоков  $V=25$  м<sup>3</sup>, предназначенный для сбора аварийных проливов и дренажных стоков;

Автоматическая система пожаротушения, предназначенная для сигнализации автоматического тушения очагов возгорания.

1 смена (8:00-20:00) - 1 машинист насосных установок, 1 мастер смены, 3 человека –управление, 2 контролера КПП;

2 смена (20:00-8:00) -1 машинист насосных установок, 1 мастер смены, 2 контролера КПП.

В районе расположения Мини-НПЗ

Средняя температура наружного воздуха в самый холодный месяц – минус 18,8<sup>0</sup>С.

Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года – плюс 25,1<sup>0</sup>С.

К вредным факторам на нефтеперерабатывающем Мини-НПЗ можно отнести:[26]

- шум;

- вибрацию;

К опасным фактором относится:

- электроопасность;
- механические опасности.
- термической опасности.

## 5.2. Анализ выявленных вредных факторов

### 5.2.1 Шум

Под шумом мы понимаем совокупность звуков, оказывающих негативное воздействие на организм человека и воздействующих на организм человека и препятствующих его работе и отдыху.

В качестве источников звука выступают упругие колебания материальных частиц и тел, которые транслируются в твердой, жидкой и газообразной среде.

Скорость распространения упругих волн в воздухе при температуре равной  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$  составляет  $331\text{ м/с}$ .

Звуки можно разделить на: слышимые (с частотой от  $16\text{ Гц}$  до  $20\text{ кГц}$ ), инфразвук (с частотой менее  $16\text{ Гц}$ ) и ультразвук (частотой более  $20\text{ кГц}$ ).

Звуковое поле - область пространства, в котором распространяются звуковые волны, т.е. в нем наблюдаются звуковые колебания, заполняющие эту область. Основные характеристики звукового поля: интенсивность звука, звуковое давление, скоростью распространения звука.

Порогом болевого ощущения называют такую величину звукового давления, при которой в ухе появляются болезненные ощущения, для синусоидальных сигналов он составляет  $2 \cdot 10^{-2}\text{ Па}$ , а для шумов со сплошным спектром равняется  $120\text{ дБ}$ .

Между порогом слышимости и порогом болевого ощущения лежит область слухового восприятия.

Производственный шум возникает при работе производственного оборудования, в случае его превышения, как по эквивалентному, так и по

максимальному уровню установленных нормативных значений он оказывает негативное воздействие на центральную и вегетативную нервную систему человека, органы слуха.

Основное физиологическое воздействие, которое может оказать шум на человека в том, что он может нанести вред внутреннему уху, привести к изменениям электрической проводимости кожи, биоэлектрической активности головного мозга, оказать влияние на сердце, скорость дыхания, общую двигательную активность, эндокринную систему организма, кровяное давление, сужению кровеносных сосудов, расширению зрачков глаз. При работе на производстве, в обстановке продолжительного шумового воздействия человек ощущает раздражительность, головную боль, головокружение, снижение памяти, повышенную утомляемость, понижение аппетита, нарушение сна. В обстановке постоянного или периодического шума ухудшается общение людей, что приводит к возникновению чувства одиночества и неудовлетворенности.

При продолжительной работе в условиях воздействия шума, превышающего уровень допустимых значений человек может заболеть нейросенсорной тугоухостью. Нейросенсорная тугоухость – шумовая болезнь, характеризующаяся потерей слуха, вследствие поражения структур внутреннего уха или центральных отделов слухового анализатора.

Нормируемые допустимые параметры шума установлены и прописаны в ГОСТ 12.1.003-83 Шум.

Общие требования безопасности и санитарные нормы определяются в СН 2.2.4/2.1.8.562-96.

В стандарте дана классификация шума. Его основные характеристики установлены допустимые уровни шума и общие требования к защите от шума на рабочих местах, прописаны шумовые характеристики оборудования, машин, механизмов, аппаратов, транспортных средств и т.п.

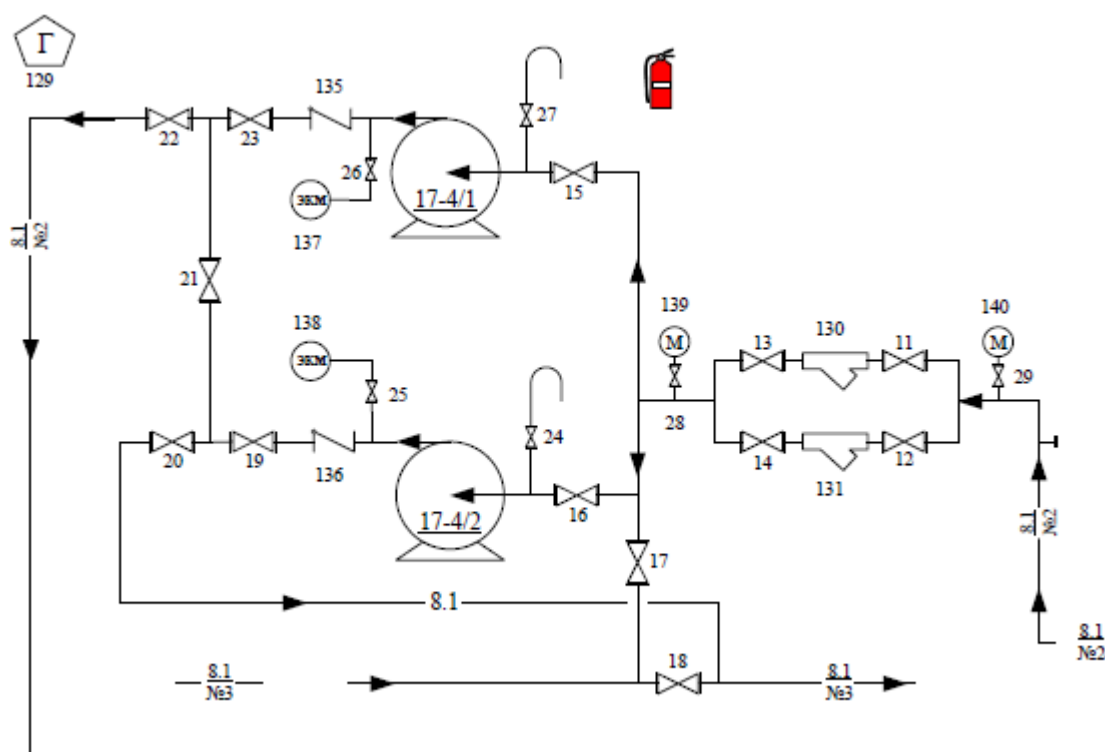
Шум на рабочих местах, помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.

Источниками шума на предприятиях является насосные установки: насосы позиции 17-4/1, 17-4/2 (рис.1).

Допустимый уровень шума не должен превышать 80 дБ, при выполнении технологического процесса – 95 дБ.

Фактический уровень шума составляет 80 дБ, что является пограничным для предельно – допустимого уровня.

Рисонок 7- насосы перекачки нефти.



Мероприятия по защите от шума.

Для защиты от шума разрабатывается и применяется шумобезопасная техника, средства и методы коллективной и индивидуальной защиты.

Для снижения шума в источнике используются шумоизолирующие покрытия входной двери, а также стен.

В случае если шум сильно высокий необходимо пользоваться средствами индивидуальной защиты (СИЗ) такими как:

- противозумные вкладыши, выполненными из ультратонкого волокна, «Беруши» (эбонитовые, резиновые, из пенопласта) в форме конуса, грибка,

лепестка , предназначенные для одноразового использования при средних и высоких частотах равных 10-15 дБ.

- наушники, применяемые для снижения уровня звукового давления на 7-38 дБ в диапазоне частот 125-8000Гц.

### 5.2.2 Вибрация

Вибрация – это механические колебания машин и механизмов, характеризующиеся параметрами частоты, амплитуды, колебательной скоростью, колебательным ускорением. Она возникает при работе машин, которые, в свою очередь, производят неуравновешенные силовые воздействия.

Воздействие таких внешних колебаний на организм человека приводит к резонансным явлениям во внутренних органах, следствием которых могут стать различные травмы, разрыв артерий и даже смерть. Для человека индивидуальные частоты колебаний тела в лежачем положении составляют 3-6 Гц, стоя 5-12 Гц, колебания грудной клетки 5-8 Гц. При оказании воздействия на человека вибраций таких частот происходит угнетение центральной нервной системы, что вызывает чувство тревожности и страха.

При оказании воздействия производственной вибрации на человека в организме происходят изменения физиологического и функционального состояния. Изменения в функциональном состоянии организма проявляются в повышенной утомляемости, увеличенном времени двигательной и зрительной реакции, нарушениях вестибулярных реакций и координации движений. Это приводит к снижению производительности труда.

Нормативные характеристики вибрации определены документами общегосударственного значения СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в жилых помещениях и общественных зданий, ГОСТ 12.1.012.-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Источником вибраций являются насосы нефти и бензина.

Заболевания вызывает вибрация амплитудой колебания частотой 50-150 Гц. Вибрация в блоке № 3 находится в пределах 40-45 Гц. Таким образом, негативного влияния на рабочие места персонала не оказывает.

К способам борьбы с вибрацией относятся:

- виброгашение, т.е. для уменьшения вибрации необходимо увеличить эффективную массу, для этого присоединяем машины к фундаменту),
- виброизоляция, использование для снижения вибрации резиновых виброизоляторов,
- применение индивидуальных средств защиты, таких как виброзащитная обувь, перчатки со специальными упруго-демпфирующими элементами, поглощающими вибрацию.

### 5.3 Анализ выявленных опасных факторов

Сооружение 7 является потенциально опасным, так как возможны сбои в электросистеме оборудования, которые могут повлечь за собой производственную травму персонала, создавать пожарную обстановку на отдельных производственных участках и элементов оборудования.

При нарушении нормальных режимов работы, допущение нагрузок на электродвигатели, превышающие нормативные, при нарушении режима работы станков и иных нарушениях, может произойти перегревание электрооборудования и выход его из строя с последующим возгоранием.

Согласно НПБ 105-03 все объекты в соответствии с характером технологического процесса по взрывопожарной и пожарной опасности подразделяются на пять категорий. Нефтеперерабатывающее предприятие относится к категории Б, так как в нем находятся горючие вещества и материалы горючие жидкости в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные пылевоздушные или паровоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении.

На предприятие разработаны меры пожаротушения. Предусмотрена пожарная сигнализация, имеются пожарные краны планы эвакуации,

проводятся соответствующие инструктажи, ознакомление с нормативными документами.

К механическим факторам рабочих мест персонала относится : элементы насосов жидкий бензин, именно двигателя с частотой вращения -2960об/мин.

Способами защиты от воздействия механических факторов является соблюдение правил эксплуатации оборудования и соблюдения техники безопасности на рабочем месте.

К термической опасности на рабочем месте является: насосная подача нефти на НПУ. Температура вспышки минус 27 – минус39С

Температура самовоспламенения – 255-370 С<sup>0</sup>

Основными способами защиты являются оградительные устройства и защитная одежда.

Общими мерами безопасности является наличие зоны периметров безопасности, регулярный инструктаж персонала по соблюдению мер безопасности.

#### 5.4 Охрана окружающей среды

1. На предприятие нефтеперерабатывающем не оказывает влияние на окружающую среду в связи с низким содержанием вредных веществ, появляющихся в процессе производства[27]

Выбросы и отходы, накапливающиеся в результате работы предприятия, в том числе, и в первую очередь в пылесборниках вентиляционной системы, затем централизованно утилизируется в соответствии с действующим СанПиН 2.1.7.1322-03 «Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления».

#### 5.5 Защита в чрезвычайных ситуациях



Во время работы в помещении может возникнуть пожар. Пожар – процесс горения, вышедший из-под контроля, вследствие чего возможно уничтожение материальных ценностей и возникновение угрозы, а в сложных ситуациях и нанесению вреда, жизни и здоровью людей.

Статистика говорит о том, что в России возникновение пожара происходит каждые 4-5 минут и ежегодно его жертвами с летальным исходом становятся около 12 тысяч человек.

Основные причины возникновения пожара :

- неисправности в электросетях;
- нарушения мер пожарной безопасности и технологического режима производства (курение, разведение открытого огня, применение неисправного оборудования и т.п.) [21]

Первостепенными опасными факторами пожара выступают:

- тепловое излучение,
- высокая температура,
- дым, оказывающий отравляющее воздействие (продуктов сгорания: окиси углерода и др.),
- снижение видимости при задымлении.

Значения, при которых, в ситуациях длительного воздействия опасных факторов пожара, может быть нанесен критический вред жизни и здоровью человека:

- температура – 70 °С;
- плотность теплового излучения – 1,26 кВт/м<sup>2</sup>;
- концентрация окиси углерода – 0,1 % объема;
- видимость в зоне задымления – 6-12 м [22]
- При прогаре и разгерметизации труб змеевиков предусмотрена автоматическая остановка сырьевого насоса, отключение горелки и подачи топочных газов в испаритель, подача азота и водяного пара в топочную камеру и змеевики;

для всех объектов производства предусмотрен необходимый для ведения процессов и контроля безопасных параметров приборный контроль и автоматизация, с регистрацией показаний приборов и звуковой и световой сигнализацией критических значений параметров;

При разгерметизации труб из за повышения давления в жидкостных трубопроводах, заполненных нефтепродуктом, за счет теплового расширения от солнечной радиации, предусмотрены перепускные клапаны;

В инженерно-техническом оборудовании площадки завода, здания и сооружений предусмотрено:

система пожарной сигнализации с выдачей сигнала в пожарное депо Новокемеровской ТЭЦ;

система оповещения персонала о возникновении аварийных ситуаций на площадке и объектах Мини-НПЗ;

первичные средства пожаротушения;

механическая и естественная вентиляция помещения здания выполнена в соответствии с требованиями норм пожарной безопасности;

вентиляторы, перемещающие взрывоопасные газовоздушные смеси, предусмотрены во взрывозащищенном исполнении;

отключение вентсистем при пожаре;

Молниезащита, заземление и защита оборудования и трубопроводов от статического электричества;

все наружные площадки обеспечены осветительной аппаратурой и аварийным освещением во взрывозащищенном исполнении;

- используемое технологическое электрооборудование принято во взрывозащищенном исполнении.

Проектом предусмотрены меры, исключаящие или снижающие уровень воздействия производства Мини-НПЗ на окружающую среду:

- промплощадка Мини-НПЗ расположена на территории Ново-Кемеровской ТЭЦ, на расстоянии 1,0 км. от ближайшей жилой застройки г. Кемерово;

- основное производство Мини-НПЗ, комплектная нефтеперегонная установка НПУ-8.02П, имеет герметичное, в режиме эксплуатации, оборудование, не имеет жидких и твердых технологических отходов; минимизированы объёмы аппаратов установки, что сокращает вероятность и последствия технологических аварий; выбросы технологического газа и продуктов сжигания печи выполнены через выбросные трубы, выведенные на высоту более 2 м над кровлей здания 1;

- предусмотрен комплекс мероприятий обеспечения взрывопожаробезопасности товарно-сырьевого парка, сводящий к минимуму риск аварийного загрязнения окружающей среды; при аварийной разгерметизации резервуара с нефтью или нефтепродуктами, проектом предлагается, дополнительно к мероприятиям по перекачке пролива в резервный резервуар, заполнять объём обваловки резервуаров воздушно-механической пеной из системы пожаротушения, с использованием оборудования пожарного автомобиля. Это мероприятие значительно уменьшит скорости испарения нефтепродуктов, сократит риск возгорания и уменьшит выброс углеводородов в атмосферу;

- предусмотрен сбор, вывоз и обезвреживание на существующих очистных сооружениях ново-Кемеровской ТЭЦ ливневых сточных вод площадки налива а/цистерн Мини-НПЗ.

Для обеспечения пожарной безопасности на нефтеперерабатывающего Мини-НПЗ «Энергостройснабэкспертиза» все работники обязаны:

1. Строго соблюдать установленный противопожарный режим, знать правила эксплуатации и уметь пользоваться первичными средствами пожаротушения, изучить порядок и пути эвакуации на случай пожара.

2. Курить на предприятии только в строго определенных местах, согласно инструкции и обозначенных соответствующими знаками, специально оборудованных и обеспеченных средствами пожаротушения.

3. Пройти первичный инструктаж, в том числе и противопожарный, работники не прошедшие его не могут быть допущены к работе.

4. Ответственность за обеспечение пожарной безопасности производственных участков, отделов, складов и других отделов предприятия несут руководители этих объектов.

5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности[28].

Для обеспечения вопросов правовой и организационной безопасности на предприятии существует система охраны труда. Охрана труда - это система, предназначение которой сохранение жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, она состоит из правовых, социально-экономических, организационно-технических, санитарно-гигиенических, лечебно-профилактических, реабилитационных мероприятий.

Обязанности руководителя предприятия: обеспечить безопасные условия труда, обеспечить работников предприятия всеми необходимыми средствами индивидуальной защиты (СИЗ), проследить за проведением обучения и всех необходимых инструктажей, прохождением всеми сотрудниками медосмотров, проведением аттестации рабочих мест, расследованием случившихся на предприятии несчастных случаев, заключением обязательного социального страхования от несчастных случаев[29].

Обязанности работника предприятия заключаются в соблюдении правил охраны труда, применении СИЗ, прохождении обучения и инструктажей, прохождении ежегодных медосмотров.

Права работника предприятия: рабочее место, соответственно оборудованное требованиям охраны труда, обязательное социальное страхование, в случае возникновения на предприятии опасной ситуации, отказ от выполнения работы, а также выплата компенсации, установленной законом за вредные условия труда.[30].

## Заключение

По статистике аварии на нефтеперерабатывающем предприятии чаще всего происходят по таким причинам как:

- ошибочными действиями персонала (38 %);
- разгерметизация (разрыв) хранилища(37 %)%;
- отказами (неполадками) оборудования (21 %);
- внешними воздействиями природного и техногенного характера (4 %).

Предотвращение пожаров и взрывов является важнейшей составной частью общей проблемы обеспечения пожаровзрывобезопасности различных объектов, и поэтому ей уделяется первостепенное внимание при решении вопросов защиты объектов при аварии. Решение которых в свою очередь предусматривает оценку пожаровзрывоопасных производств и назначение различных мероприятий организационного и технического характера, которые регламентируются различными нормативными документами.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работе было выявлено, что нефтеперерабатывающее предприятие является опасным объектом. II Категории взрывоопасности и с большим радиусом поражения до 5000 м ..

По расчетам:

- индивидуальный пожарный риска на территории предприятия;
  - индивидуальный пожарный риск в селитебной зоне;
  - социальный пожарный риск в селитебной зоне;
- не превышает допустимых значений

Анализируя результаты, приведенные в Финансовом разделе, можно сделать вывод о том, что аварии на нефтеперерабатывающих предприятиях влекут за собой не большой материальный ущерб и приводят к не значительным затратам при восстановлении производства. Фактически потери для предприятиях не превышают убытки стоимость проектно-восстановительных работ.

При заключении социального раздела Результата анализа вредных и опасных факторов, можем сделать вывод, что для устранения вредных факторов необходимо произвести следующие мероприятия:

Применять персоналу «беруши», так как они эффективны для снижения шума на средних и высоких частотах 10–15 дБ, в диапазоне частот 125–8000 Гц применяются наушники, полирезиновые перчатки и резиновые сапоги

Общими мерами безопасности является регулярный инструктаж и соблюдение мер безопасности.

## Список литературы

1. [ГОСТ р 51901.1 – 2002 Менеджер риска. Анализ риска технологических систем.-М.:ИПК Издательство стандартов,2002 [Опасные производственные объекты: [электронный ресурс] / Отд-лаб.ру, 2014. – Режим доступа:<http://otd-lab.ru/stati/promyshlennaya-bezopasnost/obshchie/opasnye-proizvodstvennyye-obekty>. Дата обращения 05.04.2016 г.]
2. .Присвоение класса опасности: [Электронный ресурс] / Центр промышленной безопасности, проектирования и экспертизы, 2014. Режим доступа: <http://ovk-expert.ru/prisvoenie-klassa-opasnosti.html>. Дата обращения: 09.04.2016 г.
3. Ветошкин А.Г., Таранцева К.Р. Техногенный риск и безопасность. – Пенза: Изд-во Пенз. Гос. Ун-та, 2001.-с.: ил., библиогр. – 171 с.]
4. [Алымов В.Т., Тарасова Н.П. Техногенный риск. Анализ риска.Учебное пособие для вузов – М.: ИКЦ «Академкнига», 2005 – 113 с.]
5. [Анализ и причины травматизма за 2015 год [Электронный ресурс] / Государственная инспекция труда, 2016.Режим доступа: <http://git42.rostrud.ru/news/388091.html>. Дата обращения: 29.04,2016 г.
6. Классификация опасных объектов[электронныйресурс] Студопедия,2015.–Режим доступна: [studopedia.ru/9...klassifikatsiya-opasnostey.html](http://studopedia.ru/9...klassifikatsiya-opasnostey.html)
7. Международном стандарте ИСО/МЭК 31010:2009 «Менеджмент риска. Методы оценки риска», подраздел 3.5:
8. [О промышленной безопасности опасных производственных объектов: Федеральный закон от 21.07.1997 N 116 – ФЗ ( ред. от 13.07.2015) [Электронный ресурс] / Консультант плюс: Законодательство; Версия Проф. - <http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=183010#0>. Дата обращения: 05.04.2016 г.]

9. [Классификация опасных производственных объектов [Электронный ресурс] / Техноконс, 2014. – Режим доступа: <http://technoconsgroup.ru/promyshlennyu-konsalting/157-klassifikaciya-opasnyh-proizvodstvennyh-obektov.html>. Дата обращения: 05.04.2016 г.]
10. [Анализ и причины травматизма за 2015 год [Электронный ресурс] / Государственная инспекция труда, 2016. Режим доступа: <http://git42.rostrud.ru/news/388091.html>. Дата обращения: 29.04,2016 г.]
11. [Касьяненко А.А., Михайличенко К.Ю. Анализ риска аварий техногенных систем: Монография. – М.: Изд-во РУДН, 2008. – 182с.]
12. ГОСТ Р 51901.13-2005 Менеджмент риска. Анализ дерева
13. [Прогноз и профилактика эндогенных пожаров / В.С. Веселовский, Л.Н. Виноградова, Г.Н. Орлеанская и др. – М.: Наука, 1964. – 246 с.]
- 14.
15. Анализ и причины травматизма за 2015 год [Электронный ресурс] / Государственная инспекция труда, 2016. Режим доступа: <http://git42.rostrud.ru/news/388091.html>. Дата обращения: 29.04,2016 г.]
16. Опасный\_производственный\_объект Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/>
17. [ХенлиЭ.Дж., Кумамото Х. Надежность технических систем и оценка риска.-М.: Машиностроение, 1984. – 526 с.]
18. [Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда). / П.П. Кукин, и др. – М.: Высш. Шк., 1999. – 335 с.]
19. [Измалков В.И. Техногенная и экологическая безопасность и управление риском / В.И. Измалков, А.В. Измалков. – С-Пб.: НИЦЭБ РАН, 1998. – 482 с.]
20. [с.] [Охрана труда / К.З. Ушаков, Б.Ф. Кирин, Н.В. Ножкин и др. Под ред. К.З. Ушакова. – М.: Недра, 1986. – 628 с.]
21. [Алымов В.Т., Тарасова Н.П. Техногенный риск. Анализ риска. Учебное пособие для вузов – М.: ИКЦ «Академкнига», 2005 – 113 с.]



22. [Белов С.В. Безопасность жизнедеятельности—наука о выживании в техносфере – М.: ВИНТИ, Обзорная информация. Проблемы безопасности при чрезвычайных ситуациях, 1996. вып. 1.
23. [ГОСТ 511901.1-2002.Государственный стандарт Российской Федерации.Метод анализа риска. Общие требования. – М.: «Кодекс», 2005. – 58 с.]
24. ГОСТ 12.1.003-83. Шум. Общие требования безопасности.
25. ГОСТ 12.1.012-2004Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.
26. ГОСТ Р 12.3.047-98 ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.
27. ГОСТ Р 51901.12-2007 (МЭК 60812:2006)