

ФГБОУ ВО Казанский государственный аграрный университет
Институт механизации и технического сервиса
Кафедра «Техносферная безопасность»
Направление «Техносферная безопасность»
Профиль «Безопасность технологических процессов и производств»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

Тема: «Разработка рекомендаций по обеспечению пожарной безопасности резервуаров хранения нефти и нефтепродуктов на нефтеперерабатывающем заводе»

Шифр ВКР 20.03.01.200.18

Выполнила студентка

Киямова
подпись

Киямова Р.Р.
Ф.И.О.

Руководитель доцент
ученое звание

Гаязиев
подпись

Гаязиев И.Н.
Ф.И.О.

Обсужден на заседании кафедры и допущен к защите
(протокол № 10 от 15 июля 2018 г.)

Зав. кафедрой доцент
ученое звание

Гаязиев
подпись

Гаязиев И.Н.
Ф.И.О.

Казань – 2018 г.

**ФГБОУ ВО Казанский государственный аграрный университет
Институт механизации и технического сервиса**

Кафедра Техносферная безопасность
Направление Техносферная безопасность
Профиль Безопасность технологических процессов и производств

«УТВЕРЖДАЮ»

Зав. кафедрой

_____/Гаязиев И.Н./

«_____» _____ 2018 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу

Студенту Киямовой Римме Риммовне

Тема ВКР *«Разработка рекомендаций по обеспечению пожарной безопасности резервуаров хранения нефти и нефтепродуктов на нефтеперерабатывающем заводе»*

утверждена приказом по вузу от «_____» _____ 2018 г. № _____

2. Срок сдачи студентом законченной ВКР _____

3. Исходные

1. Литературный обзор

4. Перечень подлежащих разработке вопросов

1. Литературный обзор.

2. Специальная часть.

3. Экономическая часть.

5. Перечень графических материалов

1. Статистика пожаров нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей отраслях.

2. Резервуары.

3. Насосная станция.

4. Инструкции по охране труда.

5. Экономические показатели.

6. Консультанты по ВКР

Раздел (подраздел)	Консультант
1. Литературный обзор	
2. Специальная часть	
3. Экономическая часть	

7. Дата выдачи задания _____

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

№ п/п	Наименование этапов ВКР	Срок выполнения	Примечание
1	Литературный обзор	04.06.2018 – 11.06.2018	
2	Специальная часть	11.06.2018 – 18.06.2018	
3	Экономическая часть	18.06.2018 – 19.06.2018	

Студент _____ (Киямова Р.Р.)Руководитель ВКР _____ (Гаязиев И.Н.)

АННОТАЦИЯ

На выпускную квалификационную работу Киямовой Р.Р. на тему: «Разработка рекомендаций по обеспечению пожарной безопасности резервуаров хранения нефти и нефтепродуктов на нефтеперерабатывающем заводе»

Выпускная квалификационная работа состоит из пояснительной записки на 83 листах машинописного текста и графической части на 5 листах формата А1.

Пояснительная записка состоит из введения, трех разделов, заключения и списка использованной литературы.

В первом разделе приводятся общие сведения о нефтеперерабатывающем заводе, а также анализ пожарной опасности технологии хранения и перекачки нефтепродуктов.

Во втором разделе приведены расчет категории помещения насосной станции по взрывопожарной и пожарной опасности. Проверочный расчет огнепреградителя дыхательной арматуры резервуара. Расчет установки пожаротушения насосной станции. Разработка инструкции по охране труда. Физическая культура на производстве. Экологическая безопасность.

В третьем разделе приводится расчёт экономического ущерба, причиняемого выбросами загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

ANNOTATION

On graduation qualification work Kiyamova R.R. on the topic: "Development of recommendations for ensuring fire safety of storage tanks for oil and petroleum products in an oil refinery"

Graduation qualification work consists of an explanatory note on 83 sheets of typewritten text and a graphic part on 5 sheets of A1 format.

The explanatory memorandum consists of an introduction, three sections, a

conclusion and a list of used literature.

The first section provides general information about the refinery, as well as an analysis of the fire hazard of oil storage and pumping technology.

In the second section, the calculation of the category of the pumping station room according to the explosion and fire hazard is given. Verification calculation of the flame retardant of the respiratory armature of the tank. Calculation of the extinguishing installation of the pumping station. Development of instructions on labor protection. Physical culture at work. Environmental Safety.

The third section calculates the economic damage caused by the emission of pollutants into the air

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
-----------------------	---

1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

1.1. Статистика пожаров.....	10
1.1.1. Общая характеристика НПЗ.....	13
1.1.2. Технология хранения нефти и нефтепродуктов на товарно-сырьевой базе.....	14
1.2. Стационарные системы тушения и охлаждения.....	23
1.3. Анализ пожарной опасности технологии хранения и перекачки нефтепродуктов.....	24
1.3.1. Оценка пожаровзрывоопасных свойств нефти и нефтепродуктов...	24
1.3.2. Возможность образования взрывоопасных концентраций внутри технологического оборудования.....	26
1.3.3. Оценка возможности образования горючих концентраций вне аппаратов и емкостей.....	28
1.3.4. Возможные причины повреждения оборудования.....	32
1.3.5. Характерные источники зажигания.....	36
1.3.6. Возможные пути распространения пожара.....	38

2. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

2.1. Расчет категории помещения насосной станции по взрывопожарной и пожарной опасности.....	40
2.2. Проверочный расчет огнепреградителя дыхательной арматуры резервуара.....	45
2.3. Расчет установки пожаротушения насосной станции.....	48
2.4. Разработка инструкции по охране труда.....	56
2.5. Физическая культура на производстве.....	61
2.6. Экологическая безопасность.....	62

2.6.1. Источники загрязнения окружающей среды при хранении нефтепродуктов.....	62
2.6.2. Контроль над выбросами в окружающую среду.....	65
2.6.3. Расчет выбросов при «малых» и «больших» дыханиях при хранении в резервуарах со стационарными крышами.....	67
2.6.4. Расчет выбросов нефтепродуктов в результате испарения при хранении в резервуарах с плавающими крышами.....	72

3 ЭКОНОМИКА БЕЗОПАСНОСТИ ТРУДА

3.1. Экономическая оценка системы автоматического пожаротушения насосной станции.....	74
3.2. Расчёт экономического ущерба, причиняемого выбросами загрязняющих веществ в атмосферный воздух.....	76

ВЫВОДЫ.....	80
--------------------	-----------

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	82
--	-----------

ВВЕДЕНИЕ

Несмотря на сложный экономический период развития нашей страны, темпы развития в нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей отраслях, как важной части топливно-энергетического комплекса, продолжают расти.

Любая отрасль промышленности не может обойтись без топлива. Для бесперебойного обеспечения работы автотранспорта, сельскохозяйственной техники, производственных предприятий, элетрообъектов, теплообеспечения создана разветвленная сеть нефтеперерабатывающих заводов и комбинатов с различными типами складов: сырьевыми, товарными, промежуточными, целевыми, готовой продукции.

Резервуарные парки являются одним из основных объектов складов нефти и нефтепродуктов. Увеличение объемов добычи и переработки нефти вызывает увеличение объемов нефтебаз.

Общее состояние резервуарных парков характеризуется увеличением объема и номенклатуры хранимых нефтепродуктов, а также одной емкости. В связи с этим пожароопасность этих объектов обусловлена тем, что на сравнительно небольшой площади сосредоточено значительное количество пожароопасных жидкостей, иногда исчисляемое сотнями тысяч тонн.

Несмотря на реализацию широкого спектра мер по обеспечению пожарной безопасности нефтяных складов, пожары в них происходят как в нашей стране, так и за рубежом. Этот факт указывает на то, что проблема противопожарной защиты этих объектов требует дальнейшего совершенствования.

Наряду с проблемой снижения пожарной опасности резервуарных парков, не менее актуальна проблема защиты окружающей среды от испарения нефтепродуктов.

Меры по борьбе с потерей углеводородов из паров, используемые в отечественной практике, не идеальны, поскольку они только уменьшают потери, но не устраняют их. Решение проблемы снижения пожароопасности

резервуарных парков и защиты окружающей среды возможно с внедрением современных методов, которые исключают или ограничивают хранение потерь от испарения нефтепродуктов и образования взрывоопасных концентраций.

Устойчивое удовлетворение растущих потребностей в различных видах топлива и энергии требует совершенствования структуры топливно-энергетического баланса, широкого использования возобновляемых источников энергии, последовательной реализации во всех отраслях экономики активной и целенаправленной работы по экономии топлива и энергетические ресурсы, включая пожаробезопасность при их добыче, переработке, транспорта и хранения, о чем неоднократно указывал в своих выступлениях бывший президент Российской Федерации Дмитрий Медведев. Поэтому тема дипломного проекта актуальна.

Целью настоящей работы является: расчетным путем определить и обосновать наиболее не экономичный и взрывопожароопасный способ хранения нефти и нефтепродуктов; по результатам расчетов сделать выводы и дать рекомендации по уменьшению потерь от испарения, при выполнении которых снизится возможность образования взрывоопасных концентраций и уменьшится экономический ущерб причиняемый атмосфере.

1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

1.1. Статистика пожаров

Статистика свидетельствует, что в системе Главтранснефти произошло пожаров: на насосных нефтепроводах – 10%, на нефтепромыслах - 14 %, на НПЗ - 27,7 %, а на распределительных нефтебазах зафиксирована наибольшая доля пожаров - 48,3 % (рисунок 1.1).

На наземных резервуарах произошло 93,3 % пожаров и аварий из общего их числа. По виду хранимых продуктов эти пожары распределились следующим образом: 32,4 % - на резервуарах с сырой нефтью; 53,8 % - на резервуарах с бензином; и 13,8 % - на резервуарах с другими видами нефтепродуктов (мазут, керосин, дизельное топливо, масло и др.).

Пожары происходили, в основном (222 случая), на действующих резервуарах типа РВС, из них в 194 случаях (81,5 %) пожар возникал в резервуарах с бензином и сырой нефтью.

Установлено, что основными источниками зажигания, от которых возникали пожары, являются: огневые и ремонтные работы (23,5 %), искры электроустановок (14,7 %), проявления атмосферного электричества (9,2 %), разряды статистического электричества (9,7 %), большая часть всех пожаров на резервуарах (42,2%) произошла от самовозгорания пирофорных отложений, неосторожного обращения с огнем, поджогов и других источников зажигания (Рисунок 1.2.). Доля пожаров от перечисленных источников зажигания, существенно различается по отраслям промышленности.

За исследованный период средняя частота возникновения пожаров и загораний в год составляет: на распределительных нефтебазах - 5,75; в резервуарных парках НПЗ - 3,3; на промыслах - 1,65; на нефтепроводах - 1,2. Средняя частота пожаров по всем объектам и отраслям нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности составили 12 пожаров в го

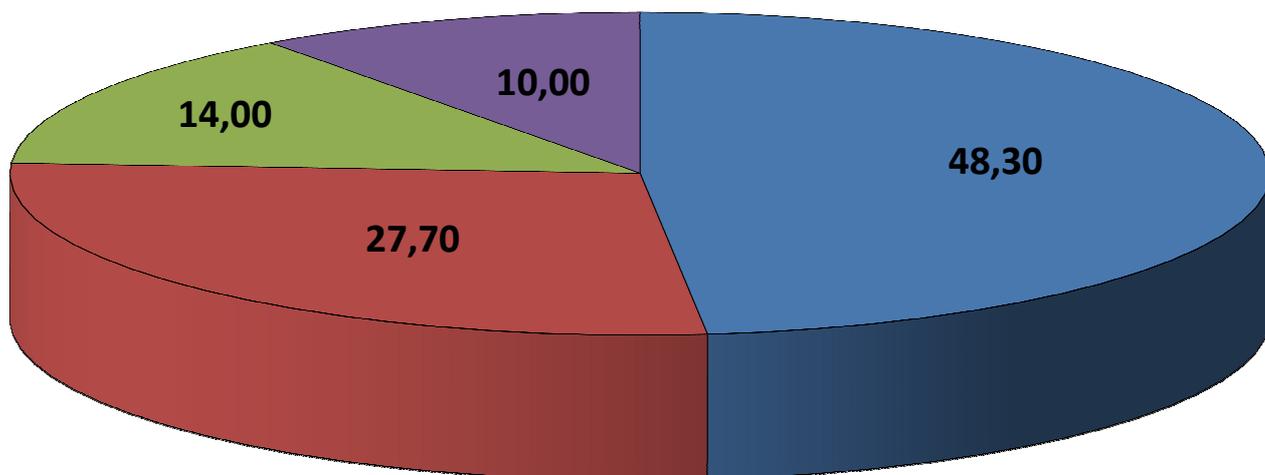


Рисунок 1.1 – Места возникновения пожаров.

1 - распределительные нефтебазы 48,3 %; 2 - нефтеперерабатывающие заводы 27,7 %; 3 - нефтепромыслы 14 %; 4 - насосные станции нефтепроводов 10%.

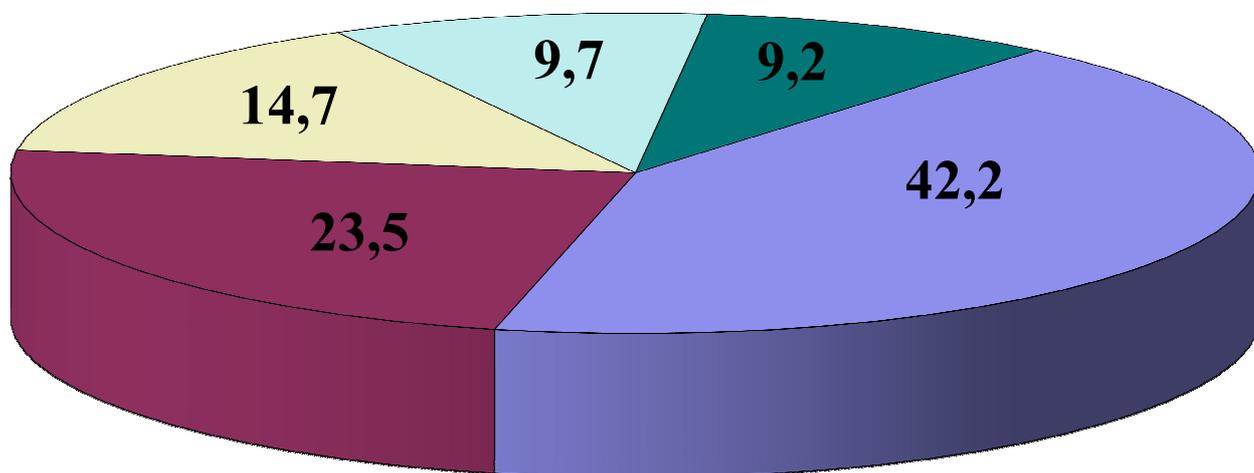


Рисунок 1.2 - Основные источники зажигания

1 - пожары от самовозгорания пирофорных отложений, поджогов, неосторожного обращения с огнём 42,2 %; 2 - огневые и ремонтные работы 23,5 %; 3 - искры электроустановок 14,7 %; 4 - разряды статического электричества 9,7 %; 5 - проявления атмосферного электричества 9,2 %.

Важную информацию для разработки мер пожарной безопасности дают сведения о непосредственном источнике зажигания взрывоопасной паровоздушной смеси. Однако примерно для 5 % пожаров непосредственный источник зажигания не установлен, но из этого количества причиной 4 пожаров были повреждения оборудования, нарушения технологического режима, повышенная загазованность территории резервуарного парка. В этих случаях, естественно, источник зажигания является вторичным и второстепенным фактором, а защита должна быть направлена на поддержание исправности оборудования и нормальное ведение технологического процесса.

Из установленных непосредственных источников зажигания наиболее распространенный, огневые работы - 23 % (почти каждый третий пожар). Неосторожное обращение с огнем, допущенное при ремонте резервуаров, электрические и механические искры или горячие выхлопы глушителя автомобиля при очистке резервуара через нижний люк стали причиной 9 (11,8 %) пожаров. В целом при очистке и ремонте резервуаров произошло 29 пожаров, что составляет 37,6 % общего числа. Необходимо отметить, что 14 пожаров на резервуарах (18 %) возникли от самовозгорания пирофорных отложений, причем 64 % пожаров, происшедших по этой причине, отмечено на объектах добычи нефти и 36 % - в резервуарных парках на нефтеперерабатывающих заводах.

Примечательно, что 65 % пожаров, происходит в весенне-летний период и основными источниками зажигания (не считая огневые и ремонтные работы) являются разряды атмосферного электричества (22,2 %), а также огневые технологические установки (16,5 %). Здесь надо отметить, что в первом случае (разряды атмосферного электричества) загорались резервуары только на насосных станциях нефтепродуктов, что говорит о ненадежности существующей молниезащиты и необходимости ее усовершенствования на данных объектах.

Огневые технологические установки, как источник зажигания, проявлялись только на нефтепромысловых объектах.

Пожары, происходящие в резервуарах с ЛВЖ, как правило, начинаются с взрыва, что приводит к выводу из строя автоматических установок пожаротушения. В этом случае, тушение пожаров требует больших расходов воды для защиты горящего и соседних резервуаров, большого количества личного состава и техники. Эти пожары труднотушимы, носят затяжной характер, приводят к значительным материальным ущербам, сопровождаются сильными тепловыми потоками, распространяющимися на большие расстояния, осложняют работу пожарных и являются причинами возникновения массовых пожаров в резервуарных парках.

1.1.1. Общая характеристика НПЗ

Нефтеперерабатывающий завод – крупное предприятие и по своему предназначению относится к объектам категории особой важности. Площадь такого завода составляет примерно 617 га, из которой под застройкой и технологическим оборудованием находится 383 га. Плотность застройки территории объекта составляет 62 %.

Основными процессами переработки нефти являются:

1. Транспортировка, получение и хранение сырья;
2. Первичная перегонка электрообезвоженной и обессоленной нефти;
3. Гидроочистка бензинов, керосинов и дизельного топлива;
4. Каталитический риформинг бензиновых фракций;
5. Каталитический крекинг;
6. Газофракционирование;
7. Производство нефтебитумов и коксов.

Принципиальная схема переработки приведена на рисунок .1.3. мощность нефтепереработки по сырью составляет 20 млн. тонн в год.

Основной продукцией выпускаемой заводом являются: бензин различных марок; дизельное топливо; топочный мазут; керосин (осветительный, тракторный); сжиженный газ; нефтебитум.

На заводе имеется 57 технологических установок, более 100 резервуаров

для хранения ЛВЖ и ГЖ, общей вместимостью, превышающей 620 тыс. м³, сливо-наливные эстакады, насосные станции и другое.

Сырьевые парки рассчитаны для хранения 5-ти суточного запаса нефти, товарные парки для хранения 10-15 суточного запаса продукции.

В комплекс завода также входят 96 насосных для перегонки нефтепродуктов, 17 компрессорных установок, 10 складских зданий для хранения горючих материалов, нефтеуловители и трубопроводы общей протяженностью более 300 км, с находящимися в них нефтепродуктами до 20 тыс. м³, 5 складов с сжиженными газами емкостью по 8,3 тыс. м³. каждый.

На заводе постоянно находится около 700 тыс.м³ легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, из них 160 тыс. м³ сырой нефти и более 500 тыс. м³ бензина, керосина, дизельного топлива, мазута и масла. Нефть и нефтепродукты поступают на хранение с температурами:

бензин	10 - 15°C;
нефть	7 - 10°C;
мазут	80 - 90°C;
керосин	40 - 50°C;
дизельное топливо	50 - 60°C.

Причём температуры бензинов и нефти выше температуры вспышки их паров.

1.1.2. Технология хранения нефти и нефтепродуктов на товарно-сырьевой базе.

Резервуарный парк нефтеперерабатывающих заводов - товарно-сырьевая группа, представляющая собой комплекс наземных и подземных резервуаров различной емкости: от 5 тыс. м³. до 20 тыс. м³.

Товарно-сырьевая группа НПЗ относится к складу первой группы и 1 категории по вместимости (согласно 123-ФЗ). Общая вместимость резервуарного парка более 620 тыс. м³.

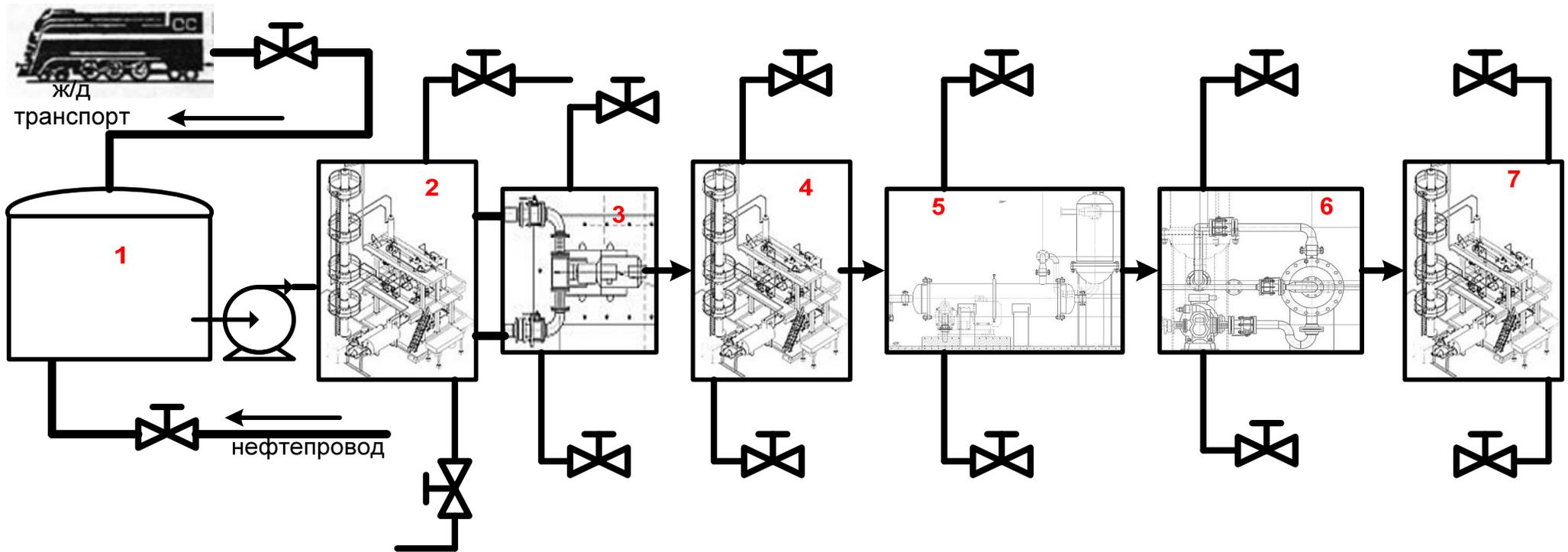


Рисунок 1.3 - Принципиальная схема переработки нефти

1 - транспортировка, получение и хранение сырья; 2 - первичная перегонка электрообезвоженной и обессоленной нефти; 3 - гидроочистка бензинов, керосинов и дизельного топлива; 4 - каталитический риформинг бензиновых фракций; 5 - каталитический крекинг; 6 - газодифракционирование; 7 - производство нефтебитумов и коксов.

Все имеющиеся резервуары размещены по группам (согласно конструкции резервуаров, их вместимости и хранящегося в них нефтепродукта).

Резервуарный парк состоит из:

- 6-ти РВСПК вместимостью по 20 тыс. м³. каждый, по два резервуара в каждой группе (для хранения сырой нефти приходящей по трубопроводу);
- 17-ти РВС вместимостью по 20 тыс. м³. каждый, 12 из них с понтонами, 6 резервуаров с нефтью, 5 резервуаров с дизельным топливом (без понтона) и 6 резервуаров с бензином;
- 5-ти РВС вместимостью по 10 тыс. м³. каждый (с понтонами) – с бензином;
- 17-ти подземных резервуаров вместимостью по 10 тыс. м³ каждый – с мазутом;
- 12-ти РВС вместимостью по 5 тыс. м³ каждый (без понтона) с ТС-1;
- 2-х наземных резервуаров (с понтонами) вместимостью по 1 тыс. м³ с остаточным продуктом после чистки резервуаров.

Расположение групп резервуаров различное (схема резервуарного парка НПЗ на рисунок 1.4.) для хранения бензина, керосина, дизельного топлива. Каждая группа резервуаров, находящихся в резервуарном парке имеет обвалование в зависимости от емкости резервуаров. Так, например, каждая группа резервуаров ($V=20$ тыс. м³) имеет обвалование общей площадью 16268 м² (по $S_{обв. 1^{го} р-ра} = 8134$ м²), высота обвалования $H_{обв} = 3$ м, толщина в верхней части $V_{обв. верх} = 1$ м и в нижней части $V_{обв. ниж} = 3$ м.

Резервуары объемом по 10 тыс. м³, находящиеся в группах, имеют общую площадь обвалования каждой группы 13200 м² (по $S_{обв. 1^{го} р-ра} = 6600$ м²), высота $H_{обв} = 3$ м, толщина $V_{обв. верх} = 1$ м и $V_{обв. ниж} = 3$ м. Днища резервуаров плоские стальные.

Резервуары вертикальные стальные (РВС) предназначены для приема, хранения, выдачи нефтепродуктов, воды, а также других жидкостей, в различных климатических условиях.

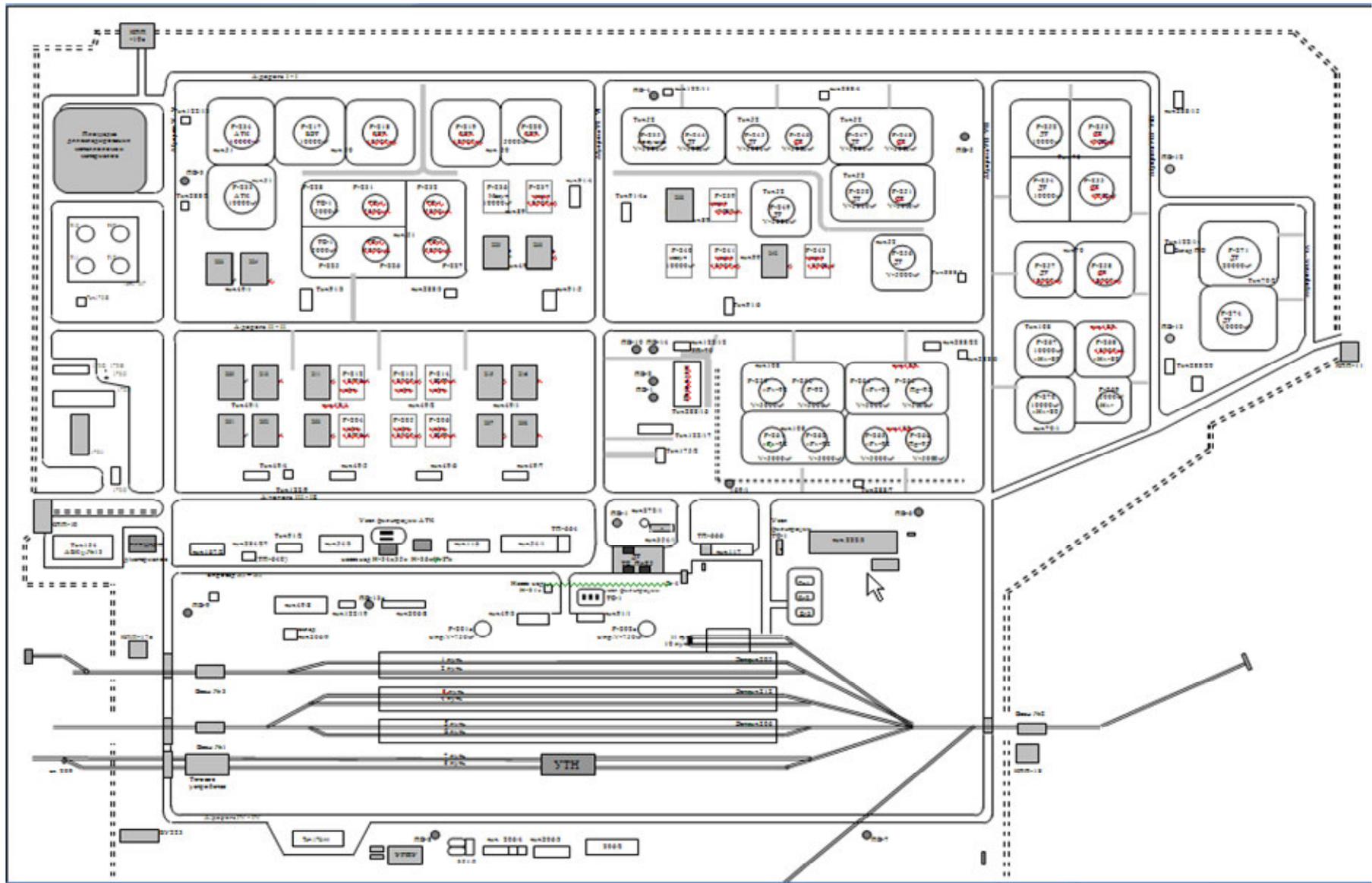


Рисунок. 1.4. Схема резервуарного парка.

Резервуар состоит из цилиндрического корпуса, плоского дна и стационарной крыши. Также применяются резервуары с плавающей крышей (РВСПК) и понтоном (РВСП). Плавающая крыша, находящаяся на поверхности жидкости, предназначена для сокращения потерь от испарения и как вследствие этого уменьшения возможности возникновения взрыва и пожара. Понтон так же предназначен для уменьшения потерь от испарения.

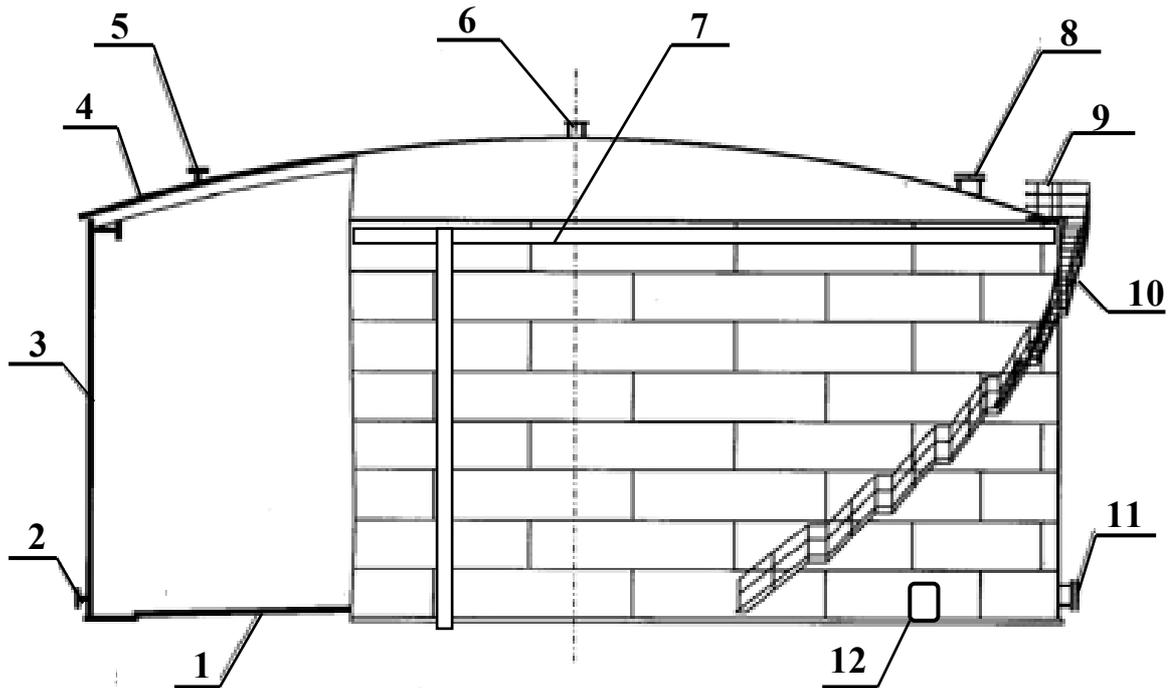


Рисунок 1.5 - Резервуар вертикальный стальной (РВС).

1 - днище резервуара; 2 - сливо-наливная арматура; 3 - стенка (борт) резервуара; 4 - стационарная крыша резервуара; 5 - дыхательная арматура; 6 - предохранительный клапан; 7 - система охлаждения; 8 - смотровой люк; 9 - рабочая площадка; 10 - лестница; 11 - патрубок аварийного слива; 12 - люк-лаз в стенке.

- длина окружности, м 143,3
- площадь зеркала резервуара, м² 1633
- скорость опорожнения, м³ 1700

Резервуар снабжен стационарной металлической лестницей, по которой можно выйти на смотровую площадку и плавающую крышу. Плавающая

крыша представляет собой кольцо с верхним герметичным покрытием. В нижнем положении плавающая крыша опирается на опорные стойки трубчатого сечения, высота стоек предусматривает нижнее положение крыши на высоте 1,8 метра от днища резервуара. Полное кольцо крыши изготовлено из сборных элементов в виде 18^{ти} геометрических коробов (долей).

Между плавающей крышей и корпусом резервуара предусмотрен зазор в 200 мм, в котором устанавливается уплотняющий затвор, выполненный из токопроводной резины стойкой к нефтепродуктам. К стенке резервуара затвор прижимается пружинами.

Так же имеется система охлаждения и система аварийного слива. Конструктивные элементы резервуара с плавающей крышей показаны на рисунок 1.6.

Резервуар РВСП, на НПЗ, имеет схожую конструкцию с резервуаром РВС. Он также оборудован стационарной лестницей, площадкой, дыхательной и предохранительной арматурой, приёмно-раздаточными патрубками, системой охлаждения и системой аварийного слива. Отличие резервуара в металлическом понтоне, плавающем на поверхности жидкости,двигающемся при изменении уровня по направляющей.

Понтон представляет собой тонкостенный диск диаметром на 400 мм меньше диаметра резервуара, лежащий на цилиндрических поплавках, плавающих на поверхности продукта.

Так как поплавки погружаются в продукт только на 50% от своего диаметра, то между поверхностью продукта и поверхностью понтона образуется свободное пространство, заполняющееся парами хранимой

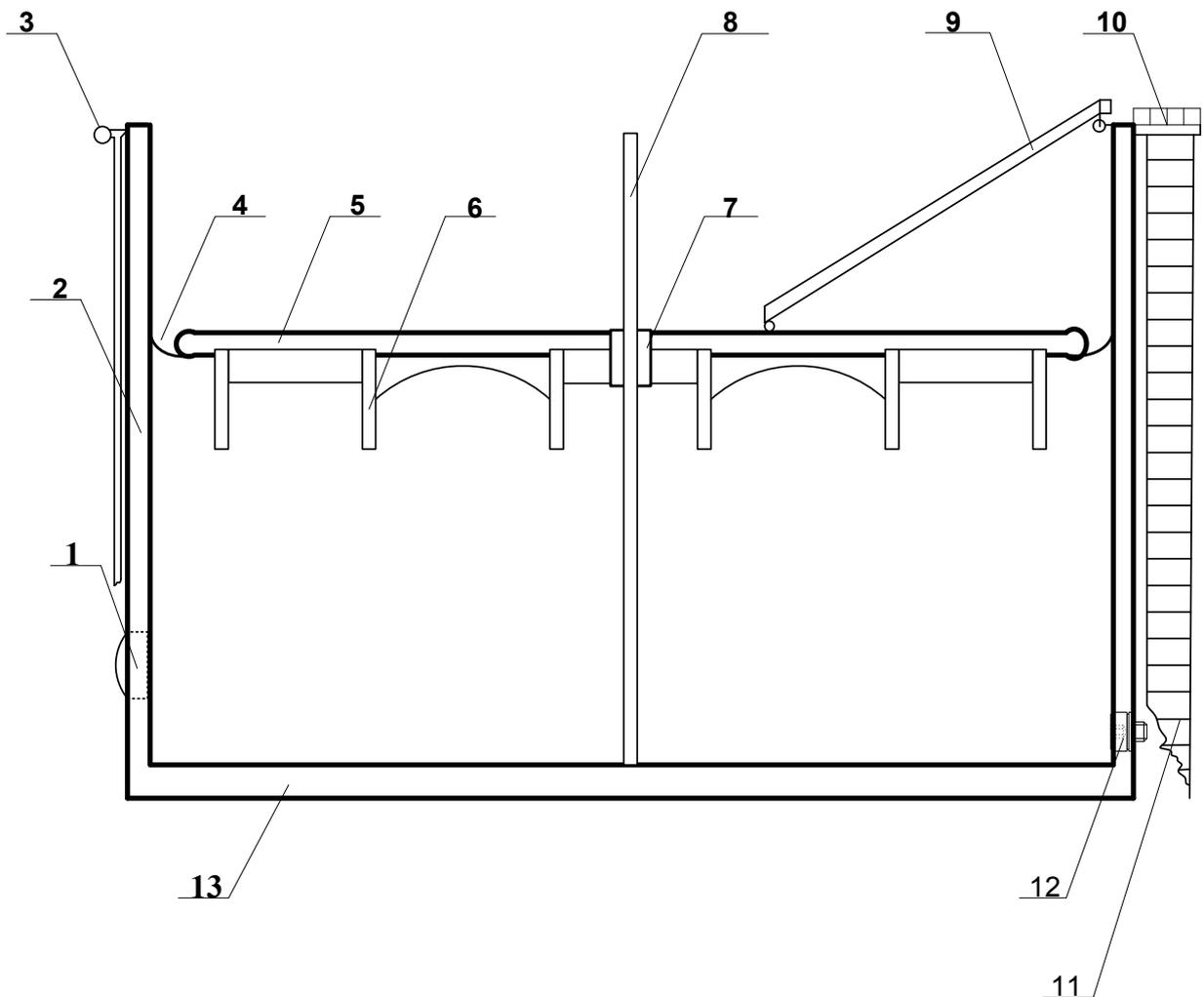


Рисунок 1.6 – Резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей (РВСПК)
 1 - люк-лаз; 2 - стенка (борт) резервуара; 3 - система охлаждения; 4 - уплотняющий затвор; 5 - плавающая крыша; 6 - опорные стойки; 7 - затвор-кожух; 8 - вертикальная направляющая; 9 - лестница с поворотным устройством; 10 - смотровая площадка; 11 - стационарная лестница; 12 - сливно-наливная арматура; 13 - днище резервуара жидкости, для предотвращения их выхода из под понтона служит периферийная юбка.

Понтон оснащен оборудованием, необходимым для его эксплуатации:

- затвор мягкого типа ЗМП (или полужесткого типа ПЗП) предназначен для уплотнения зазора между стенкой резервуара и понтоном;
- люк-лаз, смонтированный на поверхности понтона;
- дыхательный клапан на понтоне, для исключения создания вакуума, при откачке продукта ниже фиксированного положения понтона;

- система заземления из токопроводящих кабелей, соединяющих понтон с кровлей резервуара, обеспечивает снятие статического электричества;
- необходимое количество затворов — кожухов (каркасов с герметизацией манжетного типа из специальной многослойной резины) позволяют понтону перемещаться вдоль вертикальных направляющих;

Конструктивно понтон включает в себя периферийную юбку, поплавки, балки, настил, опорные стойки и различное основное и дополнительное оборудование.

Необходимое количество поплавков обеспечивают понтону заданную плавучесть (не менее чем двойной собственный вес при разгерметизации двух поплавков). Запас плавучести понтона — 100%. Поплавки обеспечивают поперечную жесткость конструкции, а также служат для передачи нагрузки от собственного веса конструкции на опорные стойки. Поплавки располагаются параллельными рядами в центральной части понтона и по окружности на периферии, причем в каждом ряду поплавки жестко скреплены между собой.

Периферийная юбка образует гидрозатвор, исключая прорыв паров хранимого продукта из-под экрана в газовое пространство резервуара, для чего она погружена в продукт не менее чем на 100 мм. Конструктивно периферийная юбка состоит из элементов, собираемых друг с другом встык на болтах.

Балки служат для обеспечения герметичности стыков настила и обеспечивают продольную жесткость конструкции.

Настил представляет собой ленту из алюминиевого сплава. Настил служит для сокращения потерь от испарения хранимого продукта путем герметизации пространства между продуктом и настилом для предотвращения прорыва (попадания) паров хранимой жидкости в газовое пространство резервуара.

Конструктивные элементы резервуара РВСП показаны на рисунке 1.7.

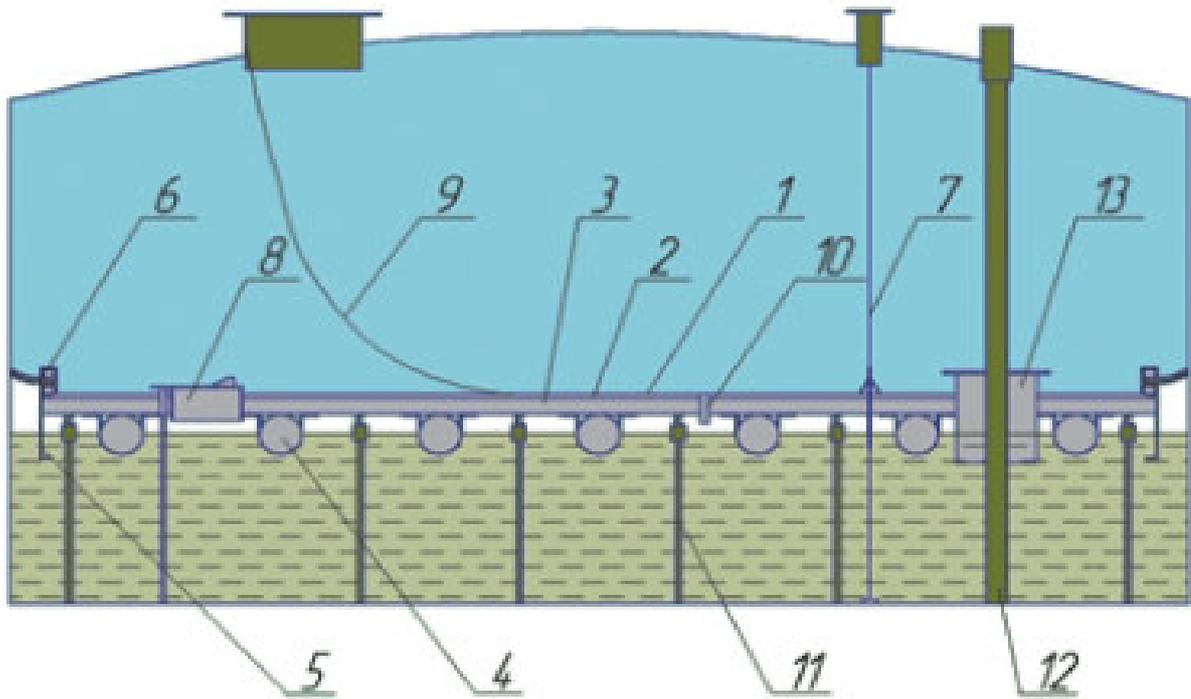


Рисунок 1.7 - Резервуар вертикальный стальной с понтоном (РВСП)

1 - пенополиуретановый слой с лакокрасочным покрытием; 2 - алюминиевый настил; 3 - каркас из составных балок; 4 - цилиндрические поплавки; 5 - периферийная юбка; 6 - уплотняющий затвор; 7 - уровнемер; 8 - люк-лаз; 9 - заземление понтона; 10 - дыхательный клапан; 11 - опорные стойки; 12 - вертикальная направляющая; 13 - затвор – кожух.

Резервуар представляет собой железобетонную конструкцию, стенки и днище которой выполнены в виде монолита с установкой арматуры. Колонны, ригеля и плиты перекрытия - типовые железобетонные конструкции. С торцов резервуара, для его очистки, имеются две металлические лестницы. Резервуар оборудован дыхательной, огнепреградительной и предохранительной арматурой, устройствами для отбора проб и измерения уровня находящейся в резервуаре жидкости.

1.2. Стационарные системы тушения и охлаждения.

В резервуарном парке НПЗ стационарными установками пенотушения (генераторы ГПСС) и оборудованы резервуары объемом 10000 м³ и 20000 м³ с плавающей крышей. Системой охлаждения оборудованы все наземные резервуары объёмом от 1000 м³.

Стационарная установка охлаждения резервуаров состоит из горизонтального кольца орошения (оросительного трубопровода с устройством для распределения воды - перфорации) и подходящего к кольцу сухого стояка.

Кольцо орошения размещено в верхнем поясе стенок резервуара и поделено на четыре равных части. Диаметр (внутренний) кольца орошения 80 мм, отверстия в кольце орошения диаметром 5 мм, расстояние между отверстиями от 315 до 335 мм (расстояние зависит от диаметра резервуара), отверстия расположены по направлению к стенке резервуара под углом.

К каждой четверти кольца орошения подходит сухой стояк диаметром 80 мм, соединенный горизонтальным водопроводом (проложенным под землей на глубине $h=1,5$ м) с наружным противопожарным водопроводом резервуарного парка, через задвижку с ручным приводом для обеспечения подачи воды при пожаре.

Кольцо орошения и сухие стояки, подходящие к нему, выполнены из стальной электросварной трубы (сталь-3, 89/3 ГОСТ 3262). Стационарной установкой охлаждения, оснащены все вертикальные резервуары, входящие в состав топливно-сырьевой группы НПЗ. Конструктивные элементы установки охлаждения показаны на рисунке 1.8.

Так же установками пенотушения оснащены все насосные станции по перекачке бензинов и нефти. Некоторые из резервуаров РВС-20000 оснащены устройством подслоного пенотушения. Схема установки показана в прил..

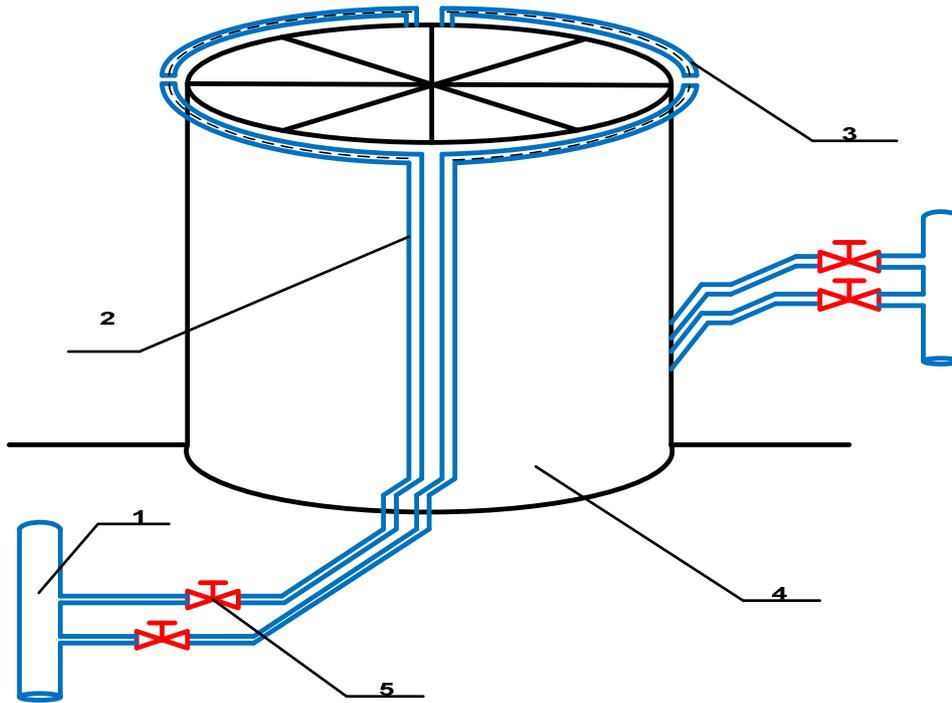


Рисунок 1.8. Конструктивные элементы установки охлаждения резервуара
 1 - противопожарный водопровод; 2 - стояк ($d_{СТ} = 80$ мм); 3 - кольцо орошения ($d_{К} = 80$ мм) с орошающими отверстиями ($d_{ОТВ} = 5$ мм); 4 - резервуар; 5 - ручная задвижка (РУ).

1.3. Анализ пожарной опасности технологии хранения и перекачки нефтепродуктов.

1.3.1. Оценка пожаровзрывоопасных свойств нефти и нефтепродуктов.

Все жидкости, поступающие в резервуарный парк объекта (будь то сырье или продукция) являются ЛВЖ или ГЖ.

Нефть - ЛВЖ, представляющая собой смесь углеводородов с различными соединениями (сернистыми, азотистыми, кислородными), плотность $\rho = 730 - 1440$ кг/куб.м., начало кипения 20 °С ($Q_{сг} = 43514 - 46024$ кДж/кг), сырая нефть способна при горении прогреваться в глубину, образуя всё возрастающие гомотермические слои. Скорость выгорания $V_{выг} = 5,2-7,1 \cdot 10$ м/с, скорость

нарастания прогретого слоя 0,7 - 1,0·10 м/ч, $T_{\text{плам}} = 1100^\circ \text{C}$.

Нефтепродукты являются синтетическим топливом, получаемым из нефти методом термической перегонки, при которой нефть разделяется на узкие фракции по температурам их кипения без разрушения молекулярной структуры этих фракций, либо методом термического крекинга, при котором происходит глубокая переработка углеводородов нефти с разрушением их молекулярной структуры и образованием новых соединений с меньшей молекулярной массой.

В зависимости от температуры перегонки, нефтепродукты делятся на фракции:

- бензиновые 200 - 250°C;
- керосиновые 140 - 300°C;
- дизельные 190-350°C;
- мазутные свыше 350°C.

Бензины, легковоспламеняющиеся бесцветные жидкости, представляющие собой смеси легких углеводородов. Бензины при горении прогреваются в глубину, образуя все возрастающий гомотермический слой. Скорость нарастания прогретого слоя 0,7 м/ч; температура прогретого слоя 80-100°C, температура пламени 1200°C.

Мазут - горючая жидкость, остаточный продукт после отгона из нефти топливных фракций (бензина, керосина, дизельного топлива). Мазут топочный $\rho = 948 \text{ кг/м}^3$, $T_{\text{всп}} = 140^\circ \text{C}$, $T_{\text{самовоспл}} = 380^\circ \text{C}$, температурные пределы распространения пламени: нижний - 138°C, верхний - 148°C, теплота сгорания $Q_{\text{сг}} = 9100 - 10000 \text{ ккал/кг}$, теплота испарения $Q_{\text{исп}} = 40-50 \text{ ккал/кг}$, элементарный состав:

- углерод 83,5 - 88,5%;
- водород 10,5 - 12,5%.

Показатели взрывопожароопасности нефтепродуктов, хранящихся в резервуарном парке, сведены в таблицах 1.1, 1.2, 1.3.

1.3.2. Возможность образования взрывоопасных концентраций внутри технологического оборудования.

Пожароопасные концентрации внутри технологического оборудования могут образовываться при условии, что:

- имеется паровоздушное пространство;
- рабочая температура жидкости находится между нижним и верхним пределами воспламенения с учетом коэффициента безопасности $\Delta t = 10^\circ\text{C}$.

$$t_{\text{нп}} - \Delta t < t_{\text{р}} < t_{\text{вп}} + \Delta t;$$

где: $t_{\text{нп}}$ и $t_{\text{вп}}$ - нижний и верхний температурные пределы воспламенения;

$t_{\text{р}}$ - рабочая температура жидкости.

В аппаратах, как насосы, трубопроводы, работающие полным объемом, взрывоопасные концентрации не образуются из-за отсутствия паровоздушного пространства.

Показатели пожароопасности обращающихся веществ.

В таких аппаратах, как резервуары, возможность создания взрывоопасных концентраций зависит от многих факторов, таких как:

- пожароопасные свойства веществ;
- температура окружающей среды и хранимого продукта;
- проведение технологических операций.

Таблица 1.1 – Пожароопасные свойства бензинов.

Марка	Плотность, кг/м ³	T _{вс} , °C	T _{сам} пл, °C	КПП, % об	ТПРП, °C	Min энергия зажигания, МДж	Норм. скорость распр. пламени, м/с	Группа Горючести
Авиационный 91/115	729,5	-38	435	- - -	-35/5	0,41	- - -	ЛВЖ

Авиационный 95/130	732,6	-37	380	0,98/5,48	-37/-10	0,30	---	ЛВЖ
Б-70	740	-34	300	0,79/5,16	-34/-4	0,39	0,44	ЛВЖ

Таблица 1.2 - Пожароопасные свойства дизельных топлив.

Марка дизельного топлива	Плотность, кг/м ³	Ткип, °С	Твсп, °С	Твосп, °С	Тсамовоспл, °С	Группа горючести	Температурный предел распространения пламени, °С	
							нижний	Верхний
ДТ-1	916,8	---	110	---	370	ГЖ	99	137
ДТ-2	921	---	110	---	350	ГЖ	91	155
ДЗ по ГОСТ 4749-73	815	185/348	59	---	237	ЛВЖ	54	98

Таблица 1.3 - Пожароопасные свойства керосинов.

Марка Керосина	Плотность кг/м ³	Ткип, °С	Твсп, °С	Твосп, °С	Тс.в, °С	Нижн. КПП, % об	Группа горючести	ТПРП, °С	
								Нижний	Верхний
Осветительный	792	---	57	63	238	---	ЛВЖ	35	75
Тракторный	809/823	---	4/28	---	250/	1,0	ЛВЖ	4/27	35/6

В таблице 1.4. показана возможность создания взрывоопасных концентраций внутри резервуаров в летний и зимний период хранения. Видно, что бензин, обладающий высокой испаряемостью, имеющий низкие значения температурных и концентрационных пределов воспламенения, в летний период хранения ($t_p = 20^\circ\text{C}$), имеет возможности для создания взрывоопасных концентраций. С другой стороны, при хранении таких продуктов в зимний период эксплуатации, когда температура окружающей среды (воздуха) и самого продукта понижается ($t_f = 20^\circ\text{C}$), такая возможность ниже. Все это справедливо при неподвижном уровне хранения. При производстве технологических операций, таких как откачка, возможно образование взрывоопасных концентраций в бензиновых резервуарах из-за разбавления данной паровоздушной смеси поступающим воздухом. В резервуарах с керосином и дизельным топливом за счет разбавления паров концентрация в газовом пространстве становится ниже нижнего концентрационного предела и смесь становится не взрывоопасной. Горючая концентрация в резервуарах с бензином может образовываться в любое время года при их остановке на ремонт и осмотр, а также при проведении ремонтных работ в случае не полного удаления ЛВЖ, негерметичном отключении напорных трубопроводов, отсутствия или недостаточности продувки.

1.3.3. Оценка возможности образования горючих концентраций вне аппаратов и емкостей.

Вне аппаратов горючие концентрации могут образовываться при утечке паров или жидкостей через сальники насосов, при «больших» и «малых» дыханиях резервуаров, а также при повреждениях.

Пожарная опасность насосных станций характеризуется в значительной степени свойствами жидкостей, перекачиваемых насосами (бензинов, дизельного топлива, керосина, масла и др.). Наибольшую опасность представляют насосы, осуществляющие перекачку бензинов, т.к. температурные пределы воспламенения этих продуктов сравнимы с

температурой окружающего воздуха в различные периоды. Вследствие того, что насосы имеют сальниковые уплотнения, утечка паров перекачиваемых нефтепродуктов может происходить как через сальники этих насосов, так и через неплотности сальниковых и фланцевых соединений.

Таблица 1.4 - Оценка горючести среды в резервуарах.

№№ п/п	Тип резер- вуаров и нефтепро-	Наличие паровоз- душного	Рабочая темпе- ратура,	Температур- ные пределы воспламене-		Заключение
				t нпв -10	t впв +10	
1	2	3	4	5	6	7
1.	ЛЕТО	есть	+20	t _p =20 °C		Горючая концентрация не образуется, т.к. t _{раб} >> t _{впв} +10
	РВС			-45	+15	
	бензин					
2.	РВС	есть	+20	+14	+35	Концентрация паров керосина взрывоопасна, т.к. t _{нпв} -10 < t _p < t _{впв} +10
3.	РВС	есть	+20	64	108	Горючая концентрация паров не образуется, т.к. t _{раб} << t _{нпв} -10
4.	ЗИМА	есть	-20	t _p =-20 C		Горючая концентрация образуется, т.к. t _{нпв} -10 < t _p < t _{впв} +10
	РВС			-45	-15	
	бензин					

5.	РВС керосин	есть	-20	+14	+35	Концентрация паров керосина не взрывоопасна, т.к. $\tau_{раб} \ll \tau_{НПВ-10}$
6.	РВС дизтоплива	Есть	-20	+64	+108	Горючая концентрация дизтоплива не взрывоопасна, т.к.

Объем, в котором может образовываться горючая концентрация паров нефтепродуктов, определяется по формуле:

$$V_{\text{ВОК}} = \frac{G(m)}{\varphi_{\text{НКПВ}}} * K_{\text{б}}, \text{ м}^3 \quad (1.1)$$

где: $G(m)$ - количество горючего вещества, поступившего в помещение, кг/час;

$K_{\text{б}}$ - коэффициент запаса надежности, принимаемый 2;

$\varphi_{\text{НКПВ}}$ - нижний концентрационный предел воспламенения, кг/м³

Для перевода концентрации паров из % в кг/м³ используем формулу:

$$\varphi_{\text{НКПВ}} = \frac{M * \varphi_{\text{НКПВ}}}{V_t}, \text{ кг/м}^3 \quad (1.2)$$

где: $M = 97,2$ - молекулярная масса паров бензина, кг/кмоль;

$V_t = 3,4 \text{ м}^3/\text{кмоль}$ - молярный объем паров бензина при 20°C;

$\varphi_{\text{НКПВ}} = 0,79$ об. долей(%).

$$\varphi_{\text{НКПВ}} = \frac{97,2 * 0,79}{3,4} = 0,22 \text{ кг/м}^3$$

Найдем количество бензина, выходящего через сальники центробежного насоса в течении 1-го часа, по формуле:

$$G = (0.005 * \rho * d * K * \sqrt{H}) * K_T \quad (1.3)$$

где: $\rho = 740 \text{ кг/м}^3$ - плотность бензина;

$K = 0,8$ - коэффициент испаряемости бензина;

$H = 72 \text{ м.вод.ст}$ - напор развиваемый насосом;

$K_t = 0,4$ - коэффициент, учитывающий уменьшение потерь из насосов ввиду использования торцевых уплотнений;

$d = 0,07 \text{ м}$ - диаметр вала насоса.

Подставив имеющиеся данные, получим:

$$G = (0.005 * 740 * 0.07 * 0.8 \sqrt{72}) * 0.4 = 0.7 \text{ кг/час}$$

$$V_t = V_0 \frac{t_p + 273}{273} \cdot \frac{P_0}{P_p} \quad (1.4)$$

где, V_0 - универсальная газовая постоянная $22,4 \text{ м}^3/\text{кмоль}$;

t_p - рабочая температура среды;

P_0 - давление при нормальных физических условиях 760 мм рт.ст. ;

P_p - рабочее давление в аппарате ($72 \text{ м вод.ст.} = 5296 \text{ мм рт.ст.}$)

Тогда объем, в котором образуется местная взрывоопасная концентрация, будет равен:

$$V_{\text{ВОК}} = \frac{0,7}{0,22} = 6,4 \text{ м}^3$$

Таким образом, в помещении насосной, при неработающей вентиляции, в течение одного часа, может образоваться местная горючая концентрация в объеме $6,4 \text{ м}^3$.

Для контроля загазованности воздуха в насосной целесообразно применение газоанализаторов до взрывоопасных концентраций.

Значительную опасность для резервуарного парка представляют «большие» и «малые» дыхания резервуаров, поскольку при выдохе в атмосферу может выходить значительное количество паров нефтепродукта, а при входе в резервуары поступает воздух, который может разбавлять пары до горючих концентраций.

1.3.4. Возможные причины повреждений оборудования.

Для резервуаров характерными причинами повреждений могут быть:

- образование повышенных давлений;
- динамические воздействия;
- коррозия и эрозия стенок аппарата;
- смятие корпуса резервуара от воздействия атмосферного давления при создании вакуума во время его опорожнения.

Давление в резервуарах может повышаться в результате переполнения резервуаров, уменьшения сечения дыхательной и предохранительной арматуры установленной на крыше резервуаров, вследствие загорания, уменьшение сечения расходных трубопроводов.

Для защиты резервуаров от разрушения при взрыве швы крепления кровли к стенкам резервуара выполняются ослабленными.

Основной причиной смятия корпуса вследствие возникновения сверх установленного нормами разряжения внутри резервуара, является неисправность дыхательной и предохранительной арматуры, установленной на кровле. Неисправность дыхательных клапанов наблюдается чаще всего зимой, в результате примерзания и осенью вследствие попадания сухой листвы, травы и прочего мусора в кассеты огнепреградителя при сильном ветре.

На резервуарах установлены механические дыхательные клапаны, которые могут примерзнуть к своим седлам в зимнее время. Предлагается механические дыхательные клапаны заменить клапанами типа НДКМ (непримерзающими). Они предназначены для герметизации газового пространства резервуаров с нефтепродуктами и рассчитаны на давление 2000 Па и вакуум 1000 Па.

Непримерзающий мембранный дыхательный клапан состоит из корпуса 1, с седлом 2, тарелки 3, изолированной снизу фторопластовой пленкой, мембраной 4, зажатой между фланцами защитного кожуха 5 и корпуса камеры 6, мембраны 7, с дисками 8, зажатой между фланцами корпуса 6 и крыши 9. Диски соединены с тарелкой 3 цепочкой 10, камера А соединена с газовым

пространством резервуара импульсной трубкой 11, размещенной в тарелке 3, камера В сообщается с атмосферой через штуцер 13. В корпусе 1 расположен огневой предохранитель 12. При создании в резервуаре вакуума в камере А создается разрежение, равное разрежению в газовом пространстве резервуара. При достижении расчетного значения вакуума вес узла тарелки 3 будет уравновешен усилием от действия атмосферного давления на поверхности мембраны. При превышении расчетного значения вакуума, тарелка переместится вверх и соединит газовое пространство резервуара с атмосферой. При уменьшении величины вакуума несколько ниже расчетного, тарелка 3 опустится на седло 2 и клапан закроется.

При создании в резервуарах давления в камере «А» создается давление, равное давлению в газовом пространстве резервуара. С возрастанием давления сила, прижимающая тарелку 3 к седлу 2, увеличивается, за счет чего улучшается герметичность затвора.

Давление в камере «А» прижимает тарелку 3 к седлу 2 и одновременно стремится поднять мембрану 7 с диском 8, которые соединены гибкой связью с тарелкой 3. Так как давление на нижнюю тарелку по площади в пределах диаметра седла действует сверху и снизу, то общая площадь мембраны 4 с тарелкой 3, передающей усилие давления, меньше общей площади мембраны 7 с дисками 8.

В виду указанной разницы площадей результирующее усилие при расчетном давлении поднимает тарелку 3 вверх, и газовое пространство резервуара сообщается с атмосферой.

Инструкцией предусмотрено производить осмотр клапана не реже одного раза в десять дней в осенне-зимний период и не реже двух раз в месяц в весенне-летний период. При осмотре необходимо проверять целостность мембраны и фторопластового покрытия тарелки, очищать внутренние поверхности от льда и снега. Схема клапана показана на рисунке 1.9.

Во избежание повреждения корпуса резервуаров предусмотрено устройство на них предохранительных клапанов, срабатывающих при

повышении давления или создании вакуума в паровоздушном пространстве резервуара сверх установленных норм.

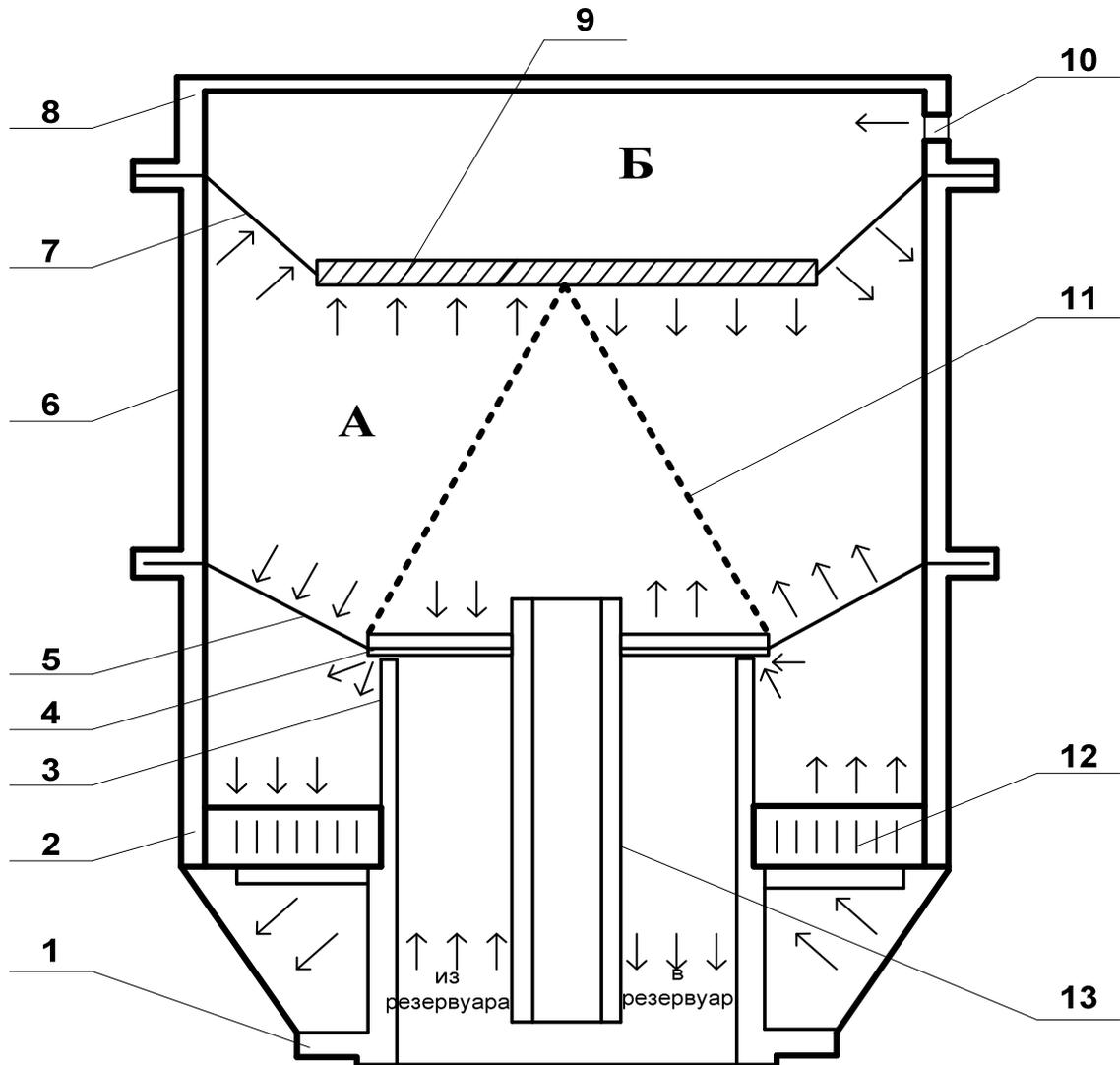


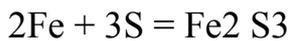
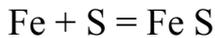
Рисунок 1.9 - Непримерзающий дыхательный клапан типа НДКМ

1 – корпус; 2 - защитный кожух; 3 – седло; 4 – тарелка; 5 – мембрана; 6 - корпус мембраны; 7 – мембрана; 8 – крышка; 9 – диски; 10 – штуцер; 11 – цепочка; 12 - огневой предохранитель; 13 - импульсная коробка, А и Б - камеры.

В эксплуатируемых длительное время резервуарах и трубопроводах происходит уменьшение толщины ограждающих конструкций резервуаров в результате химического воздействия на них. Наиболее интенсивно коррозия воздействует на внутренние поверхности в результате образования на них отложений сернистых соединений. Сера вступает в реакцию взаимодействия с

металлом, из которого изготовлены резервуары и трубопроводы, из-за чего происходит коррозия внутренних поверхностей с образованием сернистых соединений железа.

Сернистые соединения железа - пористые вещества, не обладающие механической прочностью, легко окисляются на воздухе.



Разрушительному действию химической коррозии подвергаются наиболее слабые места - швы, разъемные соединения, прокладки, места изгибов, поворотов трубопроводов.

Для защиты от коррозии внешние поверхности резервуаров и трубопроводов регулярно покрывают антикоррозийными составами и красками. Для защиты внутренних поверхностей производится очистка нефтепродуктов от примесей воды, серы, сернистых соединений и других вредных для металла веществ. Кроме того, регулярно проводятся плановые профилактические ремонты с очисткой внутренних поверхностей резервуаров и трубопроводов.

При длительном хранении нефтепродуктов, особенно высоковязких, на днищах резервуаров образуются уплотненные осадки, которые нельзя удалить при откачке основного продукта насосами. Если их своевременно не размывать или не удалять, то при огневых ремонтных работах осадки могут стать причиной взрыва или пожара.

Наиболее прогрессивным способом очистки резервуаров является размыв донных отложений с помощью специальных устройств – гидромониторов, монтируемых в резервуары, которые в настоящее время применяются на ряде нефтебаз страны.

На НПЗ такие устройства не используются, а применяется химико-механизированный способ очистки.

Целесообразно применение размывающих устройств, в целях снижения

риска повреждения оборудования и возникновения аварийной ситуации при механизированном способе очистки. Так же механизированный способ сам по себе может являться источником зажигания, увеличивая риск возможного возникновения взрыва и пожара.

1.3.5. Характерные источники зажигания.

В данном технологическом процессе источниками зажигания могут быть:

- самовозгорание сульфидов железа;
 - искры механического происхождения;
 - перегрев подшипников насосов, сальников насосов и электродвигателей;
- разряды статического и атмосферного электричества.

Окисление сернистых соединений железа начинается с подсыхания поверхности и контакта ее с кислородом воздуха, при этом температура постепенно повышается до 600 - 700°C.

Избежать самовозгорания сернистых отложений можно путем очистки нефтепродуктов от серы и сероводорода, а также при постепенном окислении образовавшихся в них самовозгорающихся отложений. Медленное окисление пиррофорных (самовозгорающихся) соединений обеспечивает добавка небольшого количества воздуха - до 0,5 % к водяному пару, подаваемому на продувку резервуаров или заполнение их водой с постепенным снижением ее уровня.

Очистку стенок следует вести при постоянном смешивании их с водой, а полученные зачистки сразу же следует удалять и подвергать утилизации.

Искры механического происхождения, могут возникать при использовании стальных ударных инструментов (молотков, ключей, ломов, зубил и т.д.) в процессе обслуживания технологического оборудования резервуарного парка при ремонтных, аварийных и очистных работах.

Были случаи возникновения пожаров после происшедших вспышек или взрывов в насосных станциях или других производственных помещениях от искр, образующихся при падении инструментов, ударов ключей при

производстве различного рода работ.

Для предотвращения этого нужно при производстве работ в насосных станциях или других местах, где возможно образование смеси паров нефтепродуктов с воздухом, применять инструмент из искробезопасного металла. В случае применения стальных инструментов их смазывают консистентными смазками.

Перегревы подшипников насосов имеют место при загрязнении, нарушении качества смазки рабочих поверхностей, перекосах, чрезмерной затяжке подшипников и по другим причинам.

Для исключения саморазогрева подшипников предусмотрено применение подшипников качения. Большое внимание уделяется систематической смазке подшипников с использованием того сорта масла и в том количестве, которое установлено правилами эксплуатации для данного подшипника. Необходимо периодически осуществлять контроль за температурой подшипника и очищать наружную поверхность от пыли и других отложений.

Разряды статического электричества, которые могут возникнуть в трубопроводах и резервуарах при перемещении нефтепродуктов создают и искры, способные вызвать воспламенение смеси.

Для защиты от статического электричества предусмотрено заземление трубопроводов, корпусов резервуаров и насосов. Рекомендуется все стальные трубопроводы и другие металлические элементы здания насосных станций и оборудования в местах их взаимодействия сближения (на 10 см и меньше) электрически соединять через каждые - 20 метров.

При наливке ЛВЖ в резервуары и цистерны должна поддерживаться скорость движения не более 1 м/с.

Кроме специфических источников зажигания могут иметь место и другие источники зажигания, например, искры электрогазосварочных работ, тепловые проявления электрического тока, разряды атмосферного электричества, неосторожное обращение с огнем и другие.

При производстве электрогазосварочных работ возможно загорание отложений масла и нефтепродуктов, сухой травы, деревянных конструкций и материалов, а также взрыв образовавшихся местных горючих концентраций с последующим горением.

Тепловые проявления электрического тока имеют место в связи с тем, что в резервуарном парке эксплуатируется большое количество устройств, потребляющих электрическую энергию: электродвигатели, электродвигатели, различные приборы производственной автоматики. Особую опасность представляет собой перегрузка силовых электрических сетей, вызываемая увеличением нагрузки на электродвигатели, засорением электродвигателей, различными неисправностями электросистемы и электрооборудования.

Для предотвращения этого в здании насосной станции размещена электрощитовая, в которой установлены автоматы, реле и другие предохранительные устройства автоматической пожарной защиты от токов перегрузки и от токов короткого замыкания.

Пары нефтепродуктов могут воспламеняться и от прямых ударов молнии. Для предотвращения случаев взрывов и пожаров от разрядов атмосферного электричества все резервуары, насосная станция и другие здания и сооружения защищены от ударов молнии молниеотводами, установленными в резервуарном парке. Защита от воздействия ударов молнии объединена с защитой от статического электричества, все заземленное оборудование присоединено к общей системе (контур) заземления, охватывающей весь резервуарный парк.

1.3.6. Возможные пути распространения пожара.

Основными путями распространения пожаров являются:

- дыхательные клапаны и дыхательные линии резервуаров с нефтепродуктами;
- разлившиеся нефтепродукты при повреждении резервуаров или трубопроводов;
- облако паров ЛВЖ и ГЖ;

- трубопроводы, освобождаемые от нефтепродуктов;
- кабельные линии и туннели для прокладки трубопроводов;
- трубопроводы газоуравнительной обвязки;
- дверные, оконные и технологические проемы насосной станции.

Для предотвращения распространения пожара все наземные резервуары разбиты на группы, каждая из которых ограждена сплошным земляным валом, рассчитанным на гидравлическое давление жидкости.

Высота земляного вала, группы резервуаров, согласно требованиям на 0,2 выше расчетного уровня разлившейся жидкости, но не менее 1,5 м. Ширина вала по верху 0,5 м. Объем, образуемый между откосами обвалования для группы резервуаров, равен емкости наибольшего резервуара, расстояние от стенки резервуара до подошвы внутренних откосов обвалования не менее 6 метров. С целью предотвращения выхода нефтепродукта при повреждении трубопровода предусмотрено устройство на трубопроводах скоростных клапанов - прерывателей потока жидкости, срабатывающих при разрыве трубопровода.

Для предотвращения выхода разлившейся жидкости из помещения насосной станции в дверных проемах устроены пороги высотой 0,14 м, в туннелях для прокладки трубопроводов через каждые 60 метров также устроены пороги.

Для предотвращения распространения пожара по системе производственной канализации предусмотрено устройство в ней гидравлических затворов.

На дыхательных клапанах резервуаров сообщающих паровоздушное пространство над поверхностью нефтепродукта в резервуаре с окружающей средой, предусмотрена установка огнепреградителей.

2. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

2.1. Расчет категории помещения насосной станции по взрывопожарной и пожарной опасности.

Необходимость расчета категории по взрывопожарной и пожарной опасности исходит из технологического процесса по перекачке ЛВЖ и ГЖ производящегося в насосной станции. Согласно СП 12.13130.2009 при определении категории помещения учитывается:

1. Агрегатное состояние веществ и материалов;
2. Взрывоопасные свойства веществ и материалов (максимальное давление взрыва при стехиометрической концентрации горючих веществ в воздухе, теплота сгорания, температура вспышки ЛВЖ).
3. Реальные условия ведения технологического процесса (давление, температура) для прогнозирования наиболее неблагоприятного варианта аварийной ситуации, при котором в помещение может поступить наибольшее количество взрывоопасного вещества.
4. Наличие технических средств контроля и защита от образования взрывоопасных концентраций на случай разгерметизации технологического оборудования (сигнализаторы довзрывоопасных концентраций, аварийная вентиляция, быстродействующие системы отключения поврежденного аппарата, технические решения по ограничению площади разлива жидкости, аварийный слив жидкости, аварийное стравливание газа и т.п.).
5. Реальные условия образования зон взрывоопасных концентраций.
6. Вероятность появления источника зажигания (при аварийной ситуации она принимается равной единице).
7. Избыточное давление взрыва при воспламенении локального скопления горючей смеси (оно определяется с учетом процесса горения и негерметичности помещения).
8. Устойчивость здания к избыточному давлению взрыва.

Наиболее опасной аварией в насосной будет являться отрыв одного из напорных трубопроводов насоса самой большой производительности. Таким насосом является насос для перекачки бензина Б-70 производительностью $Q=0,09 \text{ м}^3/\text{с}$, с диаметром напорного трубопровода $d=0,3 \text{ м}$.

При отрыве трубопровода, в насосную будет поступать бензин при работающем насосе до перекрытия задвижки, а после ее перекрытия весь бензин из трубопровода выйдет наружу. В насосной имеется система аварийной вентиляции с кратностью воздухообмена 10 об/час. Дверные проёмы закрыты противопожарными дверями с пределом огнестойкости EI30 и оборудованы устройствами для самозакрывания, а так же порогами высотой 0,14 м, скорость воздушного потока в помещении не превышает 0,1 м/с. Помещение насосной имеет размеры 30 на 10 м и высоту 4м. Рабочая температура воздуха в помещении поддерживается согласно технологического регламента на уровне 20°C.

Избыточное давление взрыва ΔP для индивидуальных горючих веществ, состоящих из атомов С, Н, О, N, Cl, Br, I, F, определяется по формуле:

$$\Delta P = (P_{max} - P_0) * \frac{m * Z}{V_{св} * \rho_{Г,П}} * \frac{101}{C_{ст}} * \frac{1}{K_H} \quad (2.1)$$

где P_{max} — максимальное давление взрыва стехиометрической газозвушной или парозвушной смеси в замкнутом объеме, определяемое экспериментально или по справочным данным в соответствии с требованиями СП 12.13130.2009, допускается принимать P_{max} равным 900 кПа;

P_0 — начальное давление, кПа (допускается принимать равным 101 кПа);

m — масса горючего газа (ГГ) или паров легковоспламеняющихся (ЛВЖ) и горючих жидкостей (ГЖ), вышедших в результате расчетной аварии в помещение, для паров ЛВЖ и ГЖ по формуле (2.5), кг;

Z — коэффициент участия горючего во взрыве. Допускается принимать значение Z по таблице 2.1;

$V_{св}$ — свободный объем помещения, м³ (принимается 80% от полного);

$\rho_{г,п}$ — плотность газа или пара при расчетной температуре t_p , кг/м³, вычисляемая по формуле:

$$\rho_{гп} = \frac{M}{V_0(1+0,00367 \cdot t_p)}; \quad (2.2)$$

где M — молярная масса;

V_0 — мольный объем, равный 22,4;

t_p — расчетная температура, °С. В качестве расчетной температуры следует принимать максимально возможную температуру воздуха в данном помещении в соответствующей климатической зоне или максимально возможную температуру воздуха по технологическому регламенту с учетом возможного повышения температуры в аварийной ситуации. Если такого значения расчетной температуры t_p по каким-либо причинам определить не удастся, допускается принимать ее равной 61°С;

K_H — коэффициент, учитывающий негерметичность помещения и неадиабатичность процесса горения, допускается принимать K_H равным 3.

Таблица 2.1 – коэффициент участия горючего во взрыве

Вид горючего вещества	Значение Z
Водород	1,0
Горючие газы (кроме водорода)	0,5
Легковоспламеняющиеся и горючие жидкости, нагретые до температуры вспышки и выше	0,3
Легковоспламеняющиеся и горючие жидкости, нагретые ниже температуры вспышки, при наличии возможности образования аэрозоля	0,3
Легковоспламеняющиеся и горючие жидкости, нагретые ниже температуры вспышки, при отсутствии возможности образования аэрозоля	0

$S_{ст}$ — стехиометрическая концентрация ГГ или паров ЛВЖ и ГЖ, % (об.),

вычисляемая по формуле:

$$C_{ст} = \frac{100}{1+4,84\beta}; \quad (2.3)$$

где $\beta = n_C + \frac{n_H - n_X}{4} - \frac{n_O}{2}$; (2.4) - стехиометрический коэффициент кислорода в реакции сгорания;

n_C, n_H, n_O, n_X - число атомов С, Н, О и галоидов в молекуле горючего.

Масса паров жидкости m , поступившей в помещение, определяется из выражения:

$$m_{ж} = m_{мп1} + m_{мп2}; \quad (2.5)$$

где $m_{мп1}$ количество бензина, поступившего в помещение до перекрытия задвижки на трубопроводе при работающем насосе;

$m_{мп2}$ количество бензина, поступившего в помещение после перекрытия задвижки из трубопровода.

$$m_{мп1} = \rho_B * q_{нас} * \tau_{откл}; \quad (2.6)$$

$$m_{мп1} = 740 \cdot 0,09 \cdot 300 = 19980 \text{ кг.}$$

$\rho_B = 740 \text{ кг/м}^3$ - плотность бензина;

$q_{нас} = 0,09 \text{ м}^3/\text{с}$ - производительность насоса, осуществляющего перекачку бензина;

$\tau = 300 \text{ с}$ - время, необходимое для отключения трубопровода;

$$m_{мп2} = f_{тр} * L_{тр} * \rho_B; \quad (2.7)$$

$$m_{мп2} = 0,07 \cdot 10 \cdot 740 = 518 \text{ кг.}$$

$f_{тр}$ – истечение трубопровода диаметром 0,3 м.

$$f_{тр} = \frac{\pi d^2}{4}; \quad (2.8)$$

$$f_{тр} = \frac{\pi 0,3^2}{4} = 0,07 \text{ м}^2$$

$L_{тр} = 10 \text{ м}$ - длина трубопровода от насоса до задвижки.

Тогда: $m_{ж} = 19980 + 518 = 20498 \text{ кг.}$

В соответствии с СП 12.13130.2009 приложение «А» п.1.2. один литр бензина разливается на один метр площади пола, т.е. бензин может разлиться на площади:

$$\frac{20498 \cdot 1000}{740} = 27700 \text{ м}^2$$

Поскольку площадь насосной станции равна $30 \cdot 10 = 300 \text{ м}^2$ и дверные проемы оборудованы порогами высотой 14 см, поэтому площадь поверхности испарения принимаем равной площади пола, т.е.

$$F_n = 300 \text{ кв.м.}$$

При этом массу паров $m_{п}$, определяем по формуле:

$$m_{п} = W * F_n * T; \quad (2.9)$$

где W - интенсивность испарения, $\text{кг} \cdot \text{с}^{-1} / \text{м}^2$;

F_n - площадь испарения, м^2 ;

T – длительность испарения бензина, принимается $T=3600$ согласно приложения «А» СП 12.13130.2009.

Интенсивность испарения W определяется по справочным и экспериментальным данным. Для ненагретых выше температуры окружающей среды ЛВЖ при отсутствии данных допускается рассчитывать W по формуле:

$$W = 10^{-6} * \eta * \sqrt{M} * P_n; \quad (2.10)$$

где η — коэффициент, принимаемый по таблице 2.2 в зависимости от скорости и температуры воздушного потока над поверхностью испарения;

P_n — давление насыщенного пара при расчетной температуре жидкости t_p , определяем по уравнению Антуана, кПа.

M – молярная масса жидкости, равная 114,2

Таблица 2.2 – Значения коэффициента η учета движения воздуха в помещении.

Скорость воздушного потока в помещении, $\text{м} \cdot \text{с}^{-1}$	Значение коэффициента η при температуре t , °С, воздуха в помещении				
	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

$$P_H = 10^{\left[A - \frac{B}{t_p + C_A} \right]} \quad (2.11)$$

где A, B, C_A – константы уравнения Антуана;

$A = 7,54424$; $B = 2629,65$; $C_A = 384,195$.

$P_H = 10^{1,09} = 12,3$ кПа

Интенсивность испарения W будет равна:

$$W = 10^{-6} * 2,4 * \sqrt{114,2} * 12,3 = 0,00032 \text{ кг с/см}^2$$

$$m_{\Pi} = W * F_n * T = 0.00032 * 300 * 3600 = 345.6 \text{ кг}$$

Находим стехиометрическую концентрацию бензина, химическая формула которого: $C_{7,267} H_{14,796}$

$$\beta = 7,267 + \frac{14,796}{4} = 10,966;$$

$$C_{ст} = C_{ст} = \frac{100}{1 + 4,84 \cdot 10,966} = 1,8;$$

Определяем свободный объем помещения насосной:

$$V_{св} = 0,8 * 30 * 10 * 4 = 960 \text{ м}^3$$

Плотность паров бензина при 20°C равна:

$$\rho_{гп} = \frac{M}{V_0(1 + 0,00367 \cdot t_p)} = 102,2 / 22,4(1 + 0,00367 \cdot 20) = 4,25 \text{ кг/м}^3$$

Подставляя данные, находим избыточное давление взрыва:

$$\Delta P = (900 - 101) \cdot \frac{345.6 \cdot 0.3}{960 \cdot 4.25} \cdot \frac{100}{1.8} \cdot \frac{1}{3} = 366,5 \text{ кПа.}$$

2.2. Проверочный расчет огнепреградителя дыхательной арматуры резервуара.

Одним из названных способов защиты аппаратов служат различного вида огнепреградители, устанавливаемые на дыхательной арматуре резервуаров. На НПЗ наиболее распространены кассетные огнепреградители. Устройство огнепреградителя показано на рисунке 2.1.

Произведем расчет кассетного огнепреградителя по методу Я.Б. Зельдовича, в его работах показано, что на пределе распространения пламени в трубках малого диаметра достигается постоянство числа Пекле. На пределе гашения пламени величина числа Пекле колеблется в пределах 60-80 и примерно одинакова для всех горючих смесей и огнегасящих насадок в широком диапазоне изменения условий опыта. По этой закономерности найдём величину критического диаметра огнепреградителя.

Число Пекле применительно к данному условию выражается как

$$Pe_{кр} = \frac{u_n * d_{кр}}{a}; \quad (2.12)$$

где: $Pe_{кр}$ – число Пекле, на пределе гашения пламени равное 65;

a – коэффициент температуропроводности;

u_n – нормальная скорость распространения пламени, равная 0,44 м/с.

$$a = \frac{\lambda}{c_p * \rho}; \quad (2.13)$$

где λ – коэффициент теплопроводности горючей смеси;

c_p – теплоёмкость горючей смеси;

ρ – плотность горючей смеси.

$$\text{Согласно уравнению газового состояния } pV = GRT, \quad (2.14)$$

$$\rho = \frac{G}{V} = p/RT, \quad (2.15)$$

где R – газовая постоянная 8,314 Дж/(моль·К);

T – температура горючей смеси 20°C или 293К;

p – давление горючей смеси, 101325 Па;

G – количество горючей смеси.

Подставляя и решая уравнение относительно критического диаметра огнегасящего канала, получим

$$d_{кр} = \frac{Pe_{кр} * \lambda * R * T}{u_n * c_p * p}; \quad (2.16)$$

Величину коэффициента теплопроводности двухкомпонентной паровоздушной смеси определяем по формуле

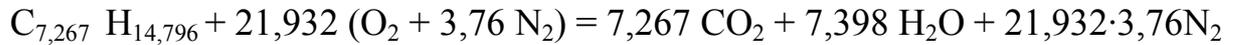
$$\lambda = \varphi_r * \lambda_r + (1 - \varphi_r) * \lambda_b; \quad (2.17)$$

где φ_{Γ} – содержание горючего вещества в смеси;

$\lambda_{\Gamma} = 0,36 \cdot 10^{-2}$ Вт/м·К - коэффициент теплопроводности горючего пара;

$\lambda_{\text{в}} = 0,259 \cdot 10^{-2}$ Вт/м·К - коэффициент теплопроводности воздуха при 20°C.

Запишем реакцию горения бензина в воздухе:



Определяем концентрацию бензина в стехиометрической смеси с воздухом по формуле

$$\varphi_{\Gamma} = 1 / \sum m_i; \quad (2.18)$$

где m_i – количество молей каждого из компонентов в смеси.

$$\varphi_{\Gamma} = \frac{1}{1 + 21,932 \cdot (1 + 3,76)}$$

таким образом, горючего компонента в парогазовоздушной смеси содержится $\varphi_{\Gamma} = 0,0092$ об.доли = 0,92% об., что составляет менее 5%, следовательно в расчетах можно использовать соответствующие показатели воздуха.

Для примера рассчитаем теплопроводность паровоздушной смеси и сопоставим её с теплопроводностью воздуха, тогда:

$$\lambda = 0,0092 \cdot 0,36 \cdot 10^{-2} + (1 - 0,0092) \cdot 0,259 \cdot 10^{-2} = 0,0026 \text{ Вт/м·К,}$$

из полученного значения видно, что показатели практически одинаковые.

Найдём удельную газовую постоянную для исходной смеси

$$R = 8,314 / (\varphi_{\Gamma} * M); \quad (2.19)$$

$$R = 8,314 / (0,0092 \cdot 102,2) = 8,842 \text{ Дж/(моль·К);}$$

где M – молярная масса равная 102,2 кг·кмоль⁻¹

Подставляем полученные данные в формулу (2.16):

$$d_{\text{кр}} = \frac{65 * 0,0026 * 8,842 * 293}{0,44 * 1,005 * 101325} = 0,0098 \text{ м}$$

Безопасный (гасящий) диаметр составит:

$$d = 0,5 * d_{\text{кр}}; \quad (2.20)$$

$$d = 0,5 \cdot 0,0098 = 0,0049 \text{ м.}$$

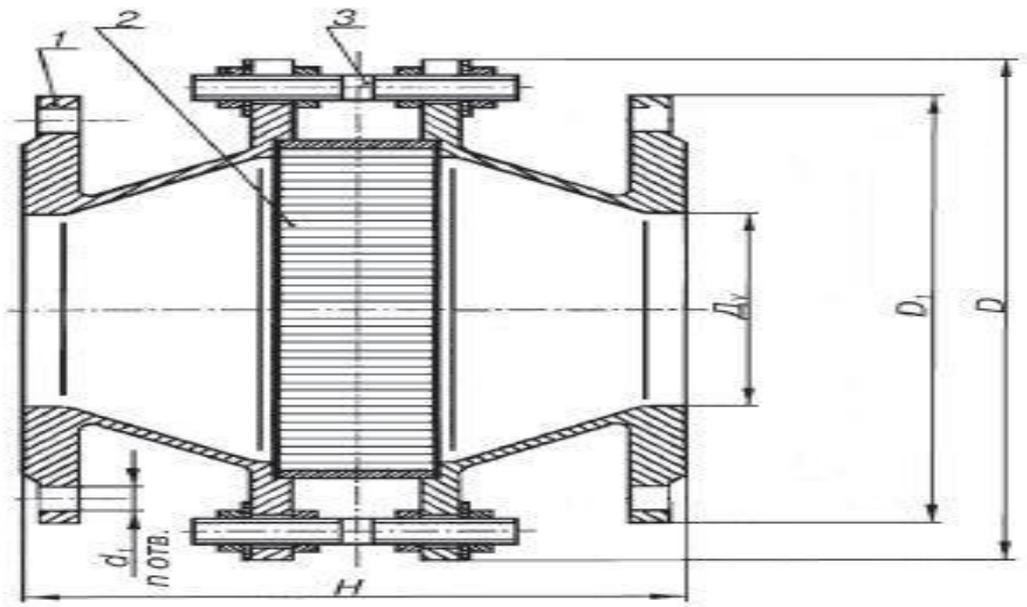


Рисунок. 2.1 - Общий вид огнепреградителей ОП

1 - корпус, состоящий из двух половинок; 2 - огнепреграждающий элемент (кассета); 3 - четыре соединительных шпильки.

2.3. Расчет установки автоматического пожаротушения насосной станции по перекачке бензина.

Помещение насосной станции по перекачке бензина, должно быть оборудовано АУПТ и АУПС согласно СП5.13130.2009 прил.А, таб.А3, п.6, по прил.Б группа помещения 4.2. По ГОСТ Р 12.3.047-98 таб.Х.1 по классу пожара выбираем для тушения водопенный состав, тип и параметры установки пожаротушения выбираем в соответствии с нормативными документами в таб.Х.2: ГОСТ Р 50800-95, ГОСТ 12.3.046.

В помещение насосной станции проектом предусматривается пожаротушение пеной средней кратности, подача пены осуществляется через 12 генераторов ГПС-200.

Согласно нормативной документации для тушения пожара в помещении насосной наиболее эффективен способ тушения по объёму через стационарные генераторы эжекционного типа, пеной высокой кратности. Генераторы следует расположить в верхней части помещения, ближе к плитам перекрытия, на высоте 3,5м.

Расчет параметров установки пожаротушения высокократной пеной.

Определяем расчетный объем V , м³, защищаемого помещения, объем помещения определяется произведением площади пола на высоту заполнения помещения пеной, в нашем случае принимаем полную высоту помещения.

$$V_{\text{пом}} = S_{\text{п}} * h_{\text{пом}} = 300 * 4 = 1200 \text{ м}^3 \quad (2.21)$$

Выбираем генератор высокократной пены ГВП - 200 «Прогресс» ФУ по ТУ 4854-007-54883547-07, производительность генератора по раствору пенообразователя при рабочем давлении 0,6 МПа, $q_p \geq 200$ дм³/мин (200 л/мин или 3,3 л/с), производительность по пене $q_{\text{п}} = 1320$ дм³/с, кратность пены не менее 400 при концентрации ПО 6% (ТХ пенообразователя в приложении 3).

Определяется расчетное количество n генераторов высокократной пены

$$n = (a * V * 10^3) / (q_p * \tau * K); \quad (2.22)$$

где: a - коэффициент разрушения пены; τ - максимальное время заполнения пеной объема защищаемого помещения, мин; K - кратность пены.

Значение коэффициента a рассчитывается по формуле

$$a = K_1 K_2 K_3; \quad (2.23)$$

где K_1 - коэффициент, учитывающий усадку пены, принимается равным 1,2 при высоте помещения до 4 м; K_2 - учитывает утечки пены, при отсутствии открытых проемов принимается равным 1,2; K_3 - учитывает влияние дымовых газов на разрушение пены, для учета влияния продуктов горения углеводородных жидкостей значение коэффициента принимается равным 1,5.

Максимальное время заполнения пеной объема защищаемого помещения принимается не более 10 мин.

$$a = 1,2 \cdot 1,2 \cdot 1,5 = 2,16$$

$$n = (2,16 \cdot 1200 \cdot 10^3) / (200 \cdot 10 \cdot 400) = 3,24 \text{ шт.}$$

Принимаем 4 генератора высокократной пены ГВП-200 «Прогресс» ФУ. Определяем производительность системы по раствору пенообразователя

$$Q = (n * q_p) / (60 * 10^3) \quad (2.24)$$

$$Q_p = (4 \cdot 200) / 60000 = 0,013 \text{ м}^3/\text{с.}$$

По технической документации устанавливаем объемную концентрацию пенообразователя в растворе c , равную 6%. Определяем расчетное количество пенообразователя, m^3 :

$$V_{\text{пен}} = c * q * \tau * 10^{-2} * 60 \quad (2.25)$$

$$V_{\text{пен}} = 6 \cdot 0,013 \cdot 10 \cdot 10^{-2} \cdot 60 = 4,68 \text{ м}^3.$$

Из расчета видно, что требуемое количество пенообразователя для тушения насосной составит 4,7 m^3 плюс 100% запаса.

Гидравлический расчет установки пожаротушения.

Расчет установки пожаротушения производим на основании указаний СП5.13130.2009. Диаметры трубопроводов определяем из расчета наиболее экономичной, с точки зрения гидравлических потерь, скорости движения рабочего раствора, $v = 3 \text{ м/с}$.

Компоновка ГВП на распределительном трубопроводе АУП выполнена по симметричной тупиковой схеме (рисунок 2.2.).

Расход рабочего раствора через диктующий генератор, при давлении перед генератором P равном 0,6 МПа будет $q_1 = 3,3 \text{ л/с}$ ($0,0033 \text{ м}^3/\text{с}$).

Расход первого генератора является расчетным значением Q_{1-2} на участке L_{1-2} между первым и вторым генераторами. Диаметр трубопровода на участке L_{1-2} определяем по формуле

$$d_{1-2} = 1000 \sqrt{4Q_{1-2} / \pi \mu v} \quad (2.26)$$

где d_{1-2} - диаметр между первым и вторым генераторами, мм; Q_{1-2} - расход ОТВ; μ - коэффициент расхода равный 0,946; v - скорость движения воды, м/с (не должна превышать 10 м/с). Диаметр увеличивают до ближайшего номинального значения по ГОСТ 28338.

$$d_{1-2} = \frac{1000 \sqrt{4 * 0,0033}}{3,14 * 0,946 * 3} = 38 \text{ мм}$$

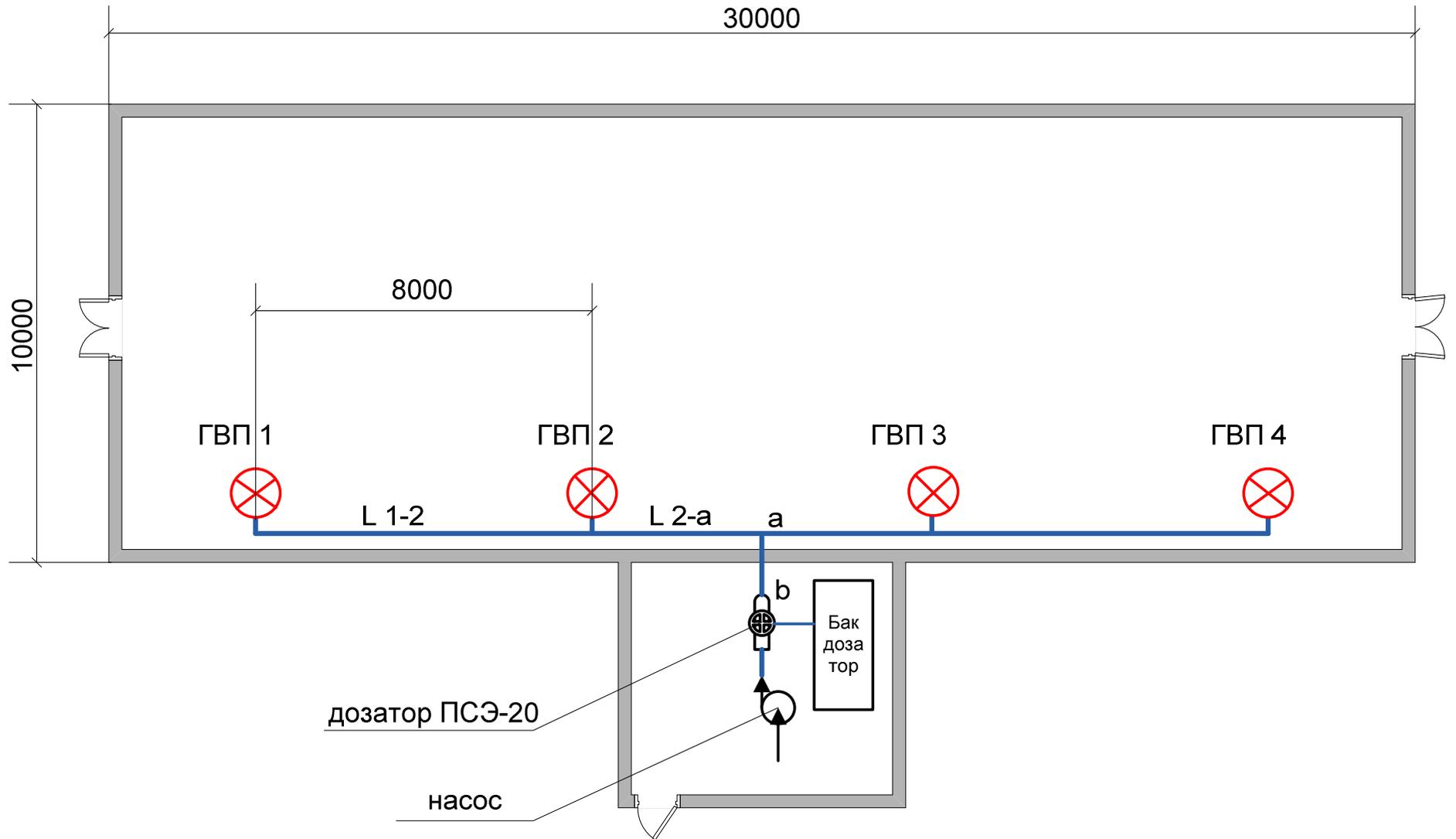


Рисунок 2.2. Схема расположения ГВП-200 в насосной станции.

По ГОСТ 28338-89 принимаю ближайшее номинальное значение 40 мм.
Потери давления P_{1-2} на участке L_{1-2} определяют по формуле

$$P_{1-2} = A Q_{1-2}^2 L_{1-2} / 100; \quad (2.27)$$

где Q_{1-2} - суммарный расход ОТВ первого и второго генератора, л/с; A - удельное сопротивление трубопровода зависящее от диаметра и шероховатости стенок, $\text{с}^2/\text{л}^6$, L_{1-2} - длина участка 1-2 (8м).

$$P_{1-2} = 0,04453 \cdot 3,3^2 \cdot 8 / 100 = 0,04$$

Удельное сопротивление и удельная гидравлическая характеристика трубопроводов для труб (из углеродистых материалов) различного диаметра приведены в СП 5.13130.2009 таблицы В.1 и В.2.

Давление у генератора 2 составит

$$P_2 = P_1 + P_{1-2}; \quad (2.28)$$

$$P_2 = 0,6 + 0,04 = 0,64 \text{ МПа}$$

Расход генератора 2 составит

$$q_2 = 10K\sqrt{P_2}; \quad (2.29)$$

$$q_2 = 10 * 0,426 * \sqrt{0,64} = 3,4 \text{ л/с}$$

где K - коэффициент производительности генератора, принимаемый по технической документации на изделие, равный $0,426 \text{ л}/(\text{с МПа}^{0,5})$.

Для симметричной схемы расчетный расход на участке между вторым оросителем и точкой а, т. е. на участке 2-а, будет равен

$$Q_{2-a} = q_1 + q_2 = 3,3 + 3,4 = 6,7 \text{ л/с} \quad (2.30)$$

Диаметр трубопровода на участке L_{2-a} определяют по формуле

$$d_{2-a} = 1000\sqrt{4Q_{2-a}/\pi\mu\nu} \quad (2.31)$$

$$d_{2-a} = \frac{1000\sqrt{4 * 0,0067}}{3,14 * 0,946 * 3} = 54,8 \text{ мм}$$

увеличиваем диаметр до ближайшего значения, указанного в ГОСТ 3262, ГОСТ 8732, ГОСТ 8734 или ГОСТ 10704, принимаем 57мм.

По расходу воды Q_{2-a} определяем потери давления на участке 2-а:

$$P_{2-a} = A Q_{2-a}^2 L_{2-a} / 100 \quad (2.32)$$

$$P_{2-a} = 0,01108 * 6,7^2 * 4/100 = 0,02 \text{ МПа}$$

Давление в точке а составит

$$P_a = P_2 + P_{2-a} = 0,64 + 0,02 = 0,66 \text{ МПа} \quad (2.33)$$

Для левой ветви ряда требуется обеспечить расход Q_{2-a} при давлении P_a . Правая ветвь ряда симметрична левой, поэтому расход для этой ветви тоже будет равен Q_{2-a} , следовательно, и давление в точке а будет равно P_a . В итоге для всего ряда имеем давление, равное P_a , и расход воды

$$Q_a = 2Q_{2-a} = 2 * 6,7 = 13,4 \text{ л/с} \quad (2.34)$$

Диаметр трубопровода на участке L_{a-b} определяют по формуле

$$d_{a-b} = 1000 \sqrt{4Q_{a-b}/\pi\mu\nu} \quad (2.35)$$

$$d_{a-b} = 1000 \sqrt{4 * \frac{0,0134}{3,14 * 0,946 * 3}} = 80 \text{ мм}$$

диаметр соответствует номинальному значению по ГОСТ 28338.

Диаметр питающего трубопровода принимаем по участку L_{a-b} равный 80 мм, и длиной от водопитателя до точки а $L_{тр} = 5,5$ м

Гидравлические потери давления в питающем трубопроводе определяем суммированием гидравлических потерь на отдельных участках трубопровода по формуле:

$$\Delta P_i = A Q^2 L_i / 100, \quad (2.36)$$

где ΔP_i - гидравлические потери давления на участке L_i , МПа; Q - расход ОТВ, л/с; A - удельное сопротивление трубопровода на участке L_i , зависящее от диаметра и шероховатости стенок, $\text{с}^2/\text{л}^6$.

От точки а до водопитателя вычисляем потери напора в трубах по длине с учетом местных сопротивлений, в том числе в стационарном дозаторе типа ПСЭ-20 "Феникс" У.

$$P_{п.тр} = 0,001168 * 13,4^2 * 5,5/100 = 0,12 \text{ МПа}$$

Таким образом, давление требуемое от водопитателя, для работы системы составит:

$$P_{общ} = P_a + P_{тр} = 0,66 + 0,12 = 0,78 \text{ МПа} \quad (2.37)$$

На основании требуемого давления ($P = 0,78$ МПа) и расхода ($Q = 13,4$ л/с) производим подбор насоса для системы пожаротушения. Указанному давлению и расходу соответствует консольный насос К-90/85.

Система электропуска и выбор извещателей.

В соответствии с СП 5.13130.2009, формирование сигнала на управление в автоматическом режиме установкой пожаротушения, оповещения, и инженерным оборудованием, должно осуществляться при срабатывании не менее двух пожарных извещателей, расстановка извещателей в этом случае должна производиться на расстоянии не более половины нормативного, определяемого по таблицам 13.3-13.6 СП 5.13130.2009 (расстояние не более половины нормативного, принимают между извещателями, расположенными вдоль стен, а также по длине или ширине помещения, расстояние от извещателя до стены определяется по таблицам без сокращения).

В помещении насосной согласно СП 5.13130.2009 целесообразно применение тепловых пожарных извещателей совместно с извещателями пламени. В качестве теплового извещателя используется ТРВ-2, тепловой максимально-дифференциальный извещатель. Извещатель пламени предлагаю ИП 329-СИ-1 ИБ «УФИС» взрывозащищенный пожарный извещатель пламени, с установкой непосредственно над каждым из шести насосов. Схема установки пожарных извещателей показана на рисунке 2.3.

Запуск установки автоматического пожаротушения производим от пульта управления ПС ППС-1 при поступлении сигнала о срабатывании 2-х извещателей одновременно на ПКП.

Для обеспечения безопасной работы средств пожарной автоматики установка автоматической пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения должна находиться под наблюдением специалиста.

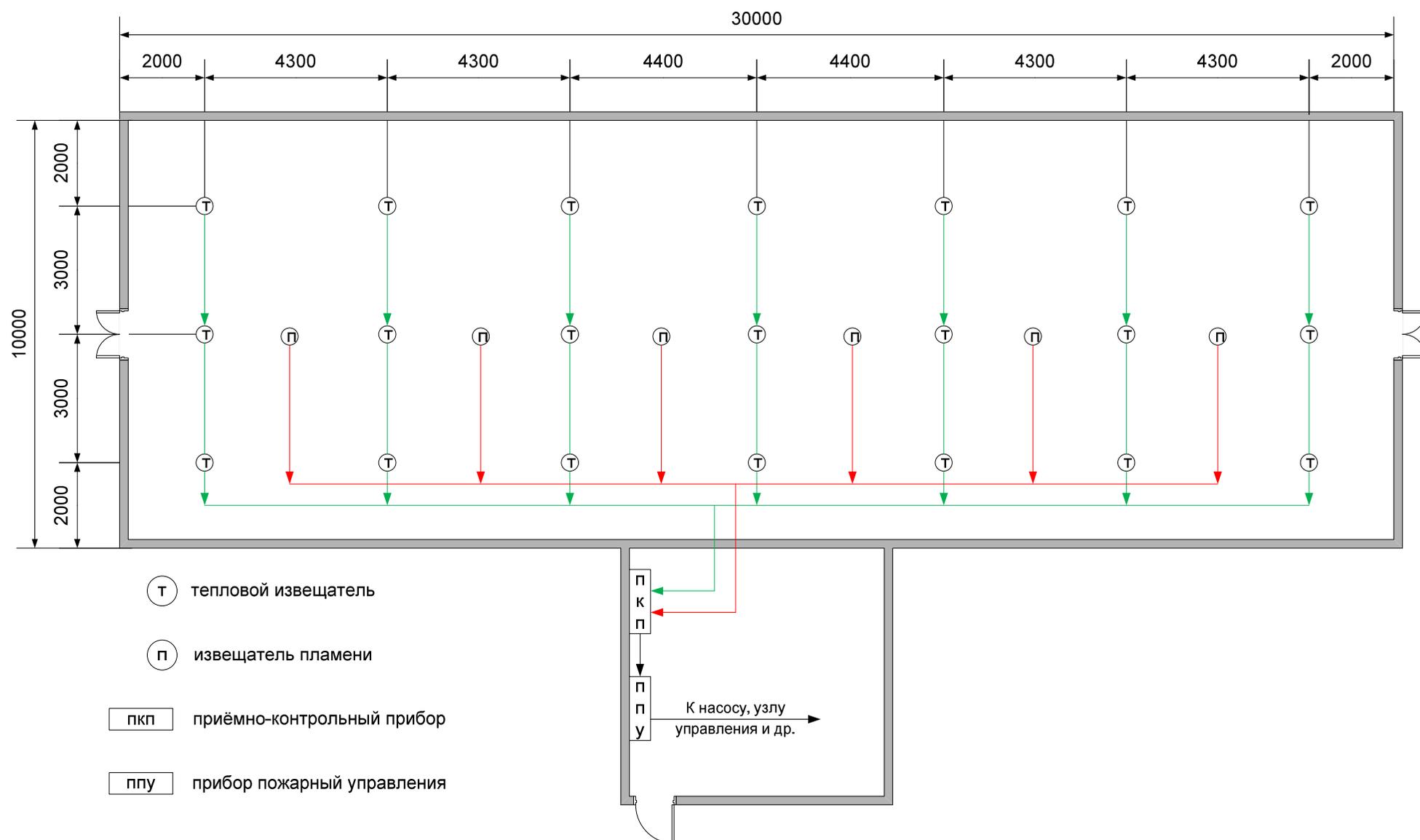


Рисунок 2.3. Схема установки пожарных извещателей.

Эксплуатация автоматических средств пожаротушения регламентируется и включает в себя следующие работы:

- работы, выполняемые ежедневно посменно;
- работы, выполняемые еженедельно;
- ежемесячное обслуживание;
- кварталный лабораторный анализ пенообразователя, перемешивание;
- работы, выполняемые ежегодно;
- работы, выполняемые раз в три года.

2.4 Разработка инструкций по охране труда

«СОГЛАСОВАНО»
 Председатель профкома
 _____ / _____ /
 «_____» _____ 2018г

«УТВЕРЖДАЮ»
 Директор
 _____ / _____ /
 «_____» _____ 2018г

ИНСТРУКЦИЯ

по охране труда при эксплуатации резервуарных
 парков

1. Общие требования безопасности

1.1. Настоящая Инструкция предусматривает основные требования по организации безопасного проведения работ в резервуарных парках на предприятиях нефтепродуктообеспечения.

1.2. При производстве работ в резервуарных парках, кроме требований, изложенных в настоящей Инструкции, должны выполняться также требования инструкций по охране труда при проведении сливо - наливных операций в резервуарном парке, зачистке резервуаров, проведении огневых и газоопасных работ, при работе на высоте и требования других инструкций по профессиям и видам работ в резервуарном парке.

1.3. Технологические трубопроводы, сети теплоснабжения, канализации, кабельные и другие коммуникации, сооружения и колодцы должны иметь на поверхности земли указатели в соответствии с технологической схемой. На

стенках резервуаров с этилированным бензином должны быть нанесены надписи несмываемой краской "ЭТИЛИРОВАННЫЙ БЕНЗИН - ЯД".

1.4. Работники, обслуживающие резервуарные парки, должны знать схему расположения трубопроводов и назначение всей запорной арматуры, чтобы в процессе эксплуатации, а также при аварии или пожаре быстро и безошибочно производить необходимые переключения.

1.5. Дороги и проезды на территории резервуарного парка необходимо содержать в исправности, своевременно ремонтировать, в зимнее время очищать от снега.

1.6. Возможность закрытия отдельных проездов и участков дорог для ремонта или по другим причинам должна согласовываться с пожарной охраной предприятия. На период ремонтных и других работ на дорогах должны быть оставлены проезды шириной не менее 3,5 м или устроены мостики через траншеи.

1.7. В местах прохода работников через трубопроводы следует оборудовать переходные площадки или мостики с перилами, которые должны содержаться в чистоте и исправном состоянии.

1.8. Территория резервуарного парка и площадки внутри обвалования должны периодически очищаться от земли, пропитанной нефтепродуктами, мусора, посторонних предметов. В летнее время трава должна быть скошена и вывезена в сыром виде.

1.9. Обвалование резервуаров должно содержаться в исправном состоянии. При каких-либо работах на территории резервуарного парка не допускается нарушение целостности обвалования. Запрещается переход через обвалование в неустановленных местах.

1.10. В темное время территория резервуарного парка должна иметь освещение, отвечающее нормам техники безопасности и пожарной безопасности.

1.11. Для местного освещения в темное время суток должны применяться переносные взрывобезопасные аккумуляторные светильники напряжением не

более 12 В, включать и выключать которые следует за обвалованием или ограждением резервуарного парка.

1.12. На территории резервуарного парка запрещается курение и применение открытого огня (спичек, факелов, керосиновых фонарей и т.п.).

1.13. По территории резервуарного парка запрещается проезд автотранспорта, тракторов, спецтехники без искрогасителей.

1.14. Резервуарный парк должен быть оборудован аварийной пожарной сигнализацией, телефонной (радиотелефонной) связью с руководителем нефтебазы, ближайшей пожарной частью.

1.15. Не допускается пребывание на территории резервуарных парков лиц, не имеющих непосредственного отношения к обслуживанию резервуаров, оборудования и к их ремонту.

2. Требования безопасности перед началом работы

2.1. Перед вступлением на дежурство старший по смене должен произвести внешний осмотр резервуаров, их оборудования и заземляющих устройств. О замеченных недостатках (появление течи в арматуре, швах корпуса или из-под днища резервуара, переливе и т.п.) необходимо немедленно сообщить непосредственному руководителю с принятием соответствующих мер по устранению неисправностей и обязательной записью в журнале осмотра основного оборудования и арматуры резервуаров.

2.2. Проверить состояние рабочего места, исправность инструмента, приспособлений, механизмов, наличия средств индивидуальной защиты, средств пожаротушения.

Запрещается пользоваться неисправными инструментами, приспособлениями, механизмами, средствами индивидуальной защиты.

2.3. Перед проведением ремонтных работ следует убедиться в том, что освобожденный от нефтепродукта резервуар отсоединен от всех трубопроводов с установкой диэлектрических прокладок и заглушек, задвижки закрыты, вывешен плакат "Не открывать - работают люди!". На соседних резервуарах, расположенных в одном обваловании на расстоянии не более 40 м, должны

быть прекращены технологические операции по закачке и откачке нефтепродуктов.

2.4. Проведение в резервуарном парке огневых или газоопасных работ допускается только после оформления в установленном порядке наряда - допуска на проведение работ повышенной опасности.

3. Требования безопасности во время работы

3.1. Для предотвращения утечек нефтепродуктов из резервуаров необходимо поддерживать полную техническую исправность и герметичность резервуаров и всего резервуарного оборудования. Запрещается эксплуатация резервуаров, имеющих неравномерную осадку и трещины, а также неисправное оборудование, контрольно - измерительные приборы и стационарные противопожарные устройства.

3.2. Работоспособность дыхательных и предохранительных клапанов следует проверять по графику, утвержденному главным инженером предприятия, но не реже одного раза в месяц, а при температуре воздуха ниже 0 град. С - не реже одного раза в декаду.

3.3. За осадкой каждого резервуара должно быть установлено систематическое наблюдение (в первые четыре года эксплуатации - ежегодно, в последующие годы - не реже одного раза в пять лет).

3.4. При осмотре сварных резервуаров особое внимание следует уделять сварным вертикальным швам нижних поясов корпуса, швам приварки нижнего пояса к днищу (швам уторного уголка), швам крайков днища и прилегающим участкам основного металла. Результаты осмотров швов должны быть зарегистрированы в журнале осмотра основного оборудования и арматуры резервуаров.

3.5. При эксплуатации резервуаров с понтонами должен также осматриваться и понтон. В верхнем положении понтон осматривается через световой люк, в нижнем положении - через люк - лаз во втором поясе резервуара.

3.6. Передвижение по понтону из пенополиуретана для его осмотра или

ремонта допускается только по трапам шириной не менее 650 мм и длиной не менее 2 м, изготовленных из досок толщиной не менее 50 мм без металлических креплений.

Запрещается перемещение по понтону, когда он находится в плавучем состоянии.

3.7. Резервуары, находящиеся в эксплуатации, подлежат периодическому обследованию и дефектоскопии для определения их действительно технического состояния.

3.8. При выполнении работ на крыше резервуара передвижение работников должно осуществляться по лестничным площадкам. Хождение непосредственно по кровле резервуара запрещено.

3.9. На резервуарах, заполненных продуктом, не допускаются какие-либо работы с применением молотков, кувалд и тому подобных инструментов.

3.10. Очистку от снега резервуарных лестниц и крыш допускается производить только деревянными лопатами.

3.11. Для транспортирования тяжелого оборудования или материалов к резервуарам при ремонтных работах необходимо устраивать переезды через обвалование с подсыпкой грунта.

Устройство подъездов через обвалование резервуарных парков должно быть согласовано с пожарной охраной предприятия.

3.12. Ямы и траншеи, вырытые при ремонтных работах, в ночное время и при длительных перерывах в работе (выходные и праздничные дни) должны снабжаться ограждением, а после окончания работ должны быть засыпаны и спланированы.

3.13. При эксплуатации резервуарных парков запрещается загромождать подходы к противопожарным средствам и проезды для пожарной техники.

4. Требования безопасности в аварийных ситуациях

4.1. При эксплуатации резервуарных парков возможны следующие основные аварийные ситуации: перелив нефтепродукта из резервуара; вакуумное смятие корпуса резервуара при откачке нефтепродукта; появление

трещин в швах или металле корпуса резервуара; возгорание и взрывы.

4.2. В случае перелива нефтепродукта старший по смене обязан немедленно остановить заполнение резервуара, вызвать пожарную охрану, сообщить руководству предприятия. Соблюдая меры безопасности, приступить к ликвидации аварии согласно плану.

4.3. В случае вакуумного смятия корпуса резервуара старший по смене обязан немедленно остановить откачку нефтепродукта из этого резервуара, сообщить о случившемся руководству предприятия и действовать согласно плану ликвидации аварий.

4.4. При обнаружении трещин в швах или в основном металле окрайка днища следует принять меры к освобождению резервуара от нефтепродукта.

4.5. При появлении трещин в швах или в основном металле стенки действующий резервуар должен быть освобожден от нефтепродукта полностью или частично в зависимости от способа его предстоящего ремонта.

4.6. В случае возгорания и взрывов на территории резервуарного парка старший по смене обязан немедленно остановить все виды перекачки, вызвать пожарную охрану, при необходимости "скорую помощь", сообщить руководству предприятия, действовать согласно плану ликвидации аварий.

5. Требования безопасности по окончании работы

5.1. После окончания работ в резервуарном парке работники, выполнявшие эти работы, должны убрать за собой инструменты и приспособления, рабочее место.

Запрещается бросать с резервуара на землю лот, рулетку, инструменты и другие предметы.

5.2. При проведении работ с токсичными веществами необходимо выполнить требования личной гигиены (принять душ, переодеться).

2.5 Физическая культура на производстве.

Физическая культура на производстве – важный фактор ускорения научно-технического прогресса и производительности труда.

Основным средством физической культуры являются физические упражнения, направленные на совершенствование жизненно важных сторон индивидуума, способствуя развитию его двигательных качеств, умений и навыков, необходимых для профессиональной деятельности. С этой целью используются следующие способы и методы по развитию физических способностей:

- ударные дозированные движения в вынужденных позах;
- выработка вращательных движений пальцев и кистей рук;
- развитие статической и динамической выносливости мышц пальцев и кистей рук;
- развитие ручной ловкости, кожной и мышечно-суставной чувствительности, глазомера;
- развитие силы и статической выносливости позных мышц спины, живота и разгибателей бедра;
- развитие точности усилий мышцами плечевого пояса.

Занятия по физической культуре на производстве должны включать различные виды спорта, благодаря которым сохраняется здоровье человека, его психическое благополучие и совершенствуются физические способности. Творческое использование физкультурно-спортивной деятельности в этих условиях направлено на достижение жизненно-важных и профессиональных целей индивидуума.

2.6. Экологическая безопасность.

2.6.1. Источники загрязнения окружающей среды при хранении нефтепродуктов.

Нефтепродукты преимущественно хранятся в стальных наземных резервуарах трех типов:

1. Вертикальные цилиндрические резервуары объемом от 1000 до 20000 м³ со стационарной крышей, понтоном или плавающей крышей для хранения нефти и нефтепродуктов.

2. Резервуары сферические объемом 600 и 2000 м³ для хранения нефти и нефтепродуктов при давлении $24,5 \cdot 10 - 176,6 \cdot 10$ Па (2,5 - 18 кгс/см²).
3. Резервуары горизонтальные объемом 30 - 1000 м³.

По ГОСТ 1510-84 «Нефть и нефтепродукты» некоторые нефтепродукты разделены на подгруппы по давлению насыщенных паров до $2,66 \cdot 10$ Па (200 мм.рт.ст.) и более, что упрощает выбор определенного типа резервуара и способствует эффективному хранению продукта. Резервуары для бензинов и товарной нефти с давлением насыщенных паров от $2,66 \cdot 10$ Па до $6,65 \cdot 10$ Па должны быть оборудованы плавающими крышами и понтонами, или газовой обвязкой с соответствующей дыхательной арматурой. Для нефти и нефтепродуктов рекомендуются резервуары со стационарными крышами, горизонтальные цилиндрические или сферические с соответствующей дыхательной арматурой.

В процессе хранения нефтепродуктов в наземных и в меньшей степени в заглубленных металлических резервуарах (особенно в средней и южной климатических зонах) происходит испарение паров нефтепродуктов и загрязнение ими окружающей среды.

К основным регламентируемым источникам загрязнения относят испарение нефтепродуктов в процессе приемки, хранения, отпуска и зачистки резервуаров.

К нерегламентируемым потенциальным источникам относят утечки нефтепродуктов через уплотнительные узлы зазорной арматуры, перекачивающих насосов, трубопроводов и наливных устройств; вентиляцию газового пространства резервуаров; сточные воды, содержащие нефтепродукты; перелив резервуаров и цистерн; аварийные ситуации, связанные с коррозионным разрушением резервуаров и коммуникаций, особенно при подземном хранении.

Загрязнение воздушного бассейна происходит при выделении паров нефтепродуктов в процессе «больших» и «малых дыханий» резервуаров, вентиляции газового пространства, определяемого герметичностью крыши,

неплотностью прилегания к стенкам резервуаров уплотняющих затворов плавающих крыш, испарение нефтепродуктов с поверхности бассейнов очистных сооружений, неправильной установке дыхательной и предохранительной аппаратуры и по другим причинам.

Загрязнение почвы и водоемов возможно сточными, ливневыми и талыми водами, содержащими нефтепродукты, образовавшимися при утечках из технологического оборудования, неплотностях запорной и регулирующей аппаратуры, перекачивающих устройств.

Исследованию загрязнения воздушной среды предшествует рассмотрение процессов испарения, происходящих при хранении нефтепродуктов. Среди показателей, определяющих скорость испарения, основным является давление насыщенных паров, которое зависит от температуры и соотношения паровоздушной и жидкостной фаз нефтепродуктов. С увеличением доли легких фракций повышается давление насыщенных паров нефтепродуктов, и растут потери от испарения. В связи с возросшими требованиями к чистоте воздушного бассейна точность определения потерь от испарения приобретает важное значение.

На процесс испарения нефтепродуктов из резервуаров в статических условиях помимо температуры влияют различные факторы: давление и объем газового пространства, площадь контакта нефтепродукта с газовым пространством, атмосферное давление. В основном потери нефтепродуктов в виде испарения из резервуаров происходят в результате малых и больших дыханий.

Потери при «малых дыханиях» вызываются температурными колебаниями окружающей среды. При повышении температуры воздуха в дневное время, поверхности резервуара нагреваются, давление и температура парогазовой смеси, а следовательно и испарение нефтепродуктов, особенно легколетучих фракций, увеличивается. Возрастание давления в парогазовом пространстве влечет за собой срабатывание дыхательного клапана и выход паровоздушной смеси в окружающую среду. При этом важное значение имеет

степень заполнения резервуара нефтепродуктом и связанный с ней объем газового пространства и, следовательно, потери легких фракций от испарения. В ночное время при охлаждении продукта снижается давление парогазовой смеси, создается частичный вакуум и происходит обратное явление - воздух через дыхательный клапан поступает в газовое пространство резервуара.

«Большие дыхания» происходят при вытеснении паровоздушной смеси в окружающую среду в процессе заполнения нефтепродуктом резервуара, при этом объем газового пространства уменьшается, срабатывает дыхательный клапан. Обратное явление - поступление воздуха в резервуар отмечается при откачке продукта. Объем «большого дыхания» приблизительно соответствует поступившему в резервуар количеству продукта. Потери в результате «больших дыханий» растут при увеличении оборачиваемости (числа циклов приемки - отгрузки) резервуаров и зависят от климатической зоны.

2.6.2. Контроль за выбросами в окружающую среду.

Выявление источников, выделяющих вредные вещества, организация контроля за выбросами, в воздушную среду - одно из направлений работы по защите атмосферного воздуха.

Номенклатура вредных веществ, отходящих от всех источников выделения на заводе, составляет 15 наименований, в основном (на 93 %) это углеводороды и диоксид серы.

Все источники выбросов вредных веществ подразделяются на организованные или неорганизованные.

В состав организованных источников входит: дымовые трубы нагревательных печей и котельных, свеча для сжигания факельного газа, дымовые трубы печей дожига, вендрубы производственных помещений, трубы газообеспечивающих установок.

К неорганизованным источникам относятся: резервуары, цистерны сливно-наливных эстакад, поверхности испарения объектов очистных сооружений и водоблоков, графики неплотности запорной арматуры и фланцевых соединений

аппаратного двора технологических установок.

По данным инвентаризации, на объекте имеется 167 организованных источников выброса и 132 неорганизованных стационарных источника выброса (от аппаратного двора, резервуарных парков, очистных сооружений, водоблоков), а также 350 передвижных источника (240 автомашин с карбюраторными двигателями и 110 автомашин с дизельными).

В процессе определения потерь от испарения из резервуаров и при сливе и наливке цистерн проводятся следующие работы:

- определение количества нефтепродукта, проходящего через объект;
- снятие температурного режима резервуаров и цистерн (замер температур нефтепродукта и наружного воздуха с последующим расчетом температуры газового пространства над нефтепродуктом);
- отбор проб нефтепродукта для определения параметров.

Так для низкокипящих нефтепродуктов (нефть, бензин, ловушечный нефтепродукт) снимаются показатели: давление насыщенных паров нефтепродуктов, весовое содержание в насыщенных парах углеводородных компонентов (предельных, непредельных, ароматических); для высококипящих нефтепродуктов (керосин, дизтопливо, мазут и т.д.) - весовые концентрации насыщенных паров нефтепродуктов.

Полученные результаты обследования приводятся к средним параметрам за каждый период года (теплый или холодный) и рассчитываются валовые величины потерь от испарения на каждую группу одноцелевых резервуаров или цистерн по формуле:

$$C_{pi} = V_{mi} * \frac{P_{sti}}{P_a} * S_{tri} * K_r * K_{oi} * 10^{-3}; \quad (2.38)$$

где: V_{mi} - количество проходящего через резервуар нефтепродукта, т;

P_{sti} - среднее давление паров нефтепродукта, приведенное к средней температуре газового пространства, мм.рт.ст.;

P_a - среднее атмосферное давление, мм.рт.ст.;

S_{tri} - плотность паров нефтепродукта, кг/м³ (рассчитывается по результатам

разгонки паров);

K_r, K_o - коэффициент, учитывающий зависимость от технической оснащённости (понтон, плавающая крыша) и режима эксплуатации резервуара (мерник, буфер).

Весовая концентрация насыщенных паров нефтепродуктов, давление насыщенных паров нефтепродуктов, компонентный состав паров нефтепродуктов определяются газохроматографически.

Наряду с многими факторами, приводящими к загрязнению окружающей среды и вызывающими различные экологические нарушения, значительную опасность представляют разовые, экспериментальные ситуации, к которым относятся аварии на технологических установках, резервуарных парках и газораздаточной станции (ГРС).

2.6.3. Расчет загрязнений от «малых» и «больших» дыханий при хранении в резервуарах со стационарными крышами.

На НПЗ в РВС хранится керосин, дизельное топливо, мазут. Емкость резервуаров 5000 м^3 - 20000 м^3 .

Расчет: Данные о резервуаре: $V = 10000 \text{ куб.м}$

$$h_{рез} = 11,92 \text{ м};$$

$$d_{рез} = 34,2 \text{ м};$$

$$\text{полная емкость } 9,735 \text{ м}^3;$$

$$h \text{ влива max} = 10 \text{ м.}$$

Резервуар с конусообразной крышей, половинное заполнение.

1. Согласно данным климатического справочника, средняя температура воздуха в нашем регионе:

Таблица 2.3 – Средняя температура воздуха

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Средняя температура воздуха, °С	-10,4	-10,1	-3,9	5,5	13,3	18,1	20,2	17,6	11,7	4,8	-3,4	-8,6

Средняя температура воздуха зимой – $(-9,7^{\circ}\text{C})$; весной – $(4,9^{\circ}\text{C})$; летом – $(18,6^{\circ}\text{C})$; осенью – $(4,3)$.

Расчет производим по методике Едигарова.

Средняя амплитуда колебания температуры воздуха летом

$$\frac{\Delta t_B}{2} = t_B^{\text{cp}} - t_B^{\text{min}}; \quad (2.39)$$

$$\Delta t_B = 2(15,1 - 5,6) = 19^{\circ}\text{C}$$

Для конусообразной крыши $h=0,47$ м. Отношение $F_{\text{ст}}/F_{\text{кр}}$:

$$\frac{F_{\text{ст}}}{F_{\text{кр}}} = \frac{2\pi R H_r}{\pi R \sqrt{R^2 + h^2}} = \frac{2H_r}{\sqrt{R^2 + h^2}} = \frac{2 \cdot 5,96}{\sqrt{17,1^2 + 0,47^2}} = 0,69$$

$$f: \quad f_1 = 0,8 \quad f_4 = 0,011 \quad f_7 = 0,45$$

$$f_2 = 0,37 \quad f_5 = 0,855 \quad f_8 = 0,76$$

$$f_3 = 0,72 \quad f_6 = 0,01$$

Амплитуду колебания температуры определяем:

$$\Delta t_r = \Delta t_B * f_1 + 591[f_2 * f_3 + f_6 * f_7 + f_4 * (f_8 - f_5)]; \quad (2.40)$$

$$\Delta t_r = 19 * 0,78 + 591[0,044 * 0,72 + 0,01 * 0,45 + 0,011 * (0,76 - 0,85)] = 35,6^{\circ}\text{C}$$

Определяю минимальную температуру в газовом пространстве:

$$t_r^{\text{min}} = t_B^{\text{min}} = t_B^{\text{cp}} - \frac{\Delta t_B}{2}; \quad (2.41)$$

$$t_r^{\text{min}} = 15,1 - \frac{19}{2} = 5,6^{\circ}\text{C}.$$

Максимальная температура в газовом пространстве:

$$t_r^{\text{max}} = t_r^{\text{min}} + \Delta t; \quad (2.42)$$

$$t_r^{\text{max}} = 5,6 + 35,6 = 41,2^{\circ}\text{C}$$

2. Определяем температуру верхних слоев нефтепродукта:

$$t_{\text{всп}}^{\text{min}} = t_{\text{всп}} - 0,3 \frac{\Delta t_r}{2} = 15,1 - 0,3 \frac{35,6}{2} = 9,7^{\circ}\text{C}$$

$$t_{\text{всп}}^{\text{max}} = t_{\text{всп}} + 0,3 \frac{\Delta t_r}{2} = 15,1 + 0,3 \frac{35,6}{2} = 20,9^\circ\text{C}$$

3. Определяем среднюю объемную концентрацию керосиновых паров в газовом пространстве резервуара (С-1 и С-2):

$$\varphi_1 = \frac{P_{s1}}{P_{\text{раб}}}; \quad (2.43)$$

$$\varphi_1 = \frac{650}{101471} = 6,4 * 10^{-3}$$

$$\varphi_2 = \frac{P_{s2}}{P_{\text{раб}}}; \quad (2.44)$$

$$\varphi_2 = \frac{1446,8}{101471} = 0,011$$

$$\varphi_{\text{ср}} = \frac{6,4 * 10^{-3} + 0,011}{2} = 8,7 * 10^{-3}$$

$$P_{s1} = 133,322 \cdot 10^{\left(A - \frac{B}{tp + C_A}\right)} \quad (2.45)$$

$$P_{s1} = 133,332 * 10^{\left(6,00016 - \frac{1223}{9,7 + 220,535}\right)} = 650 \text{ Па}$$

$$P_{s2} = 133,322 * 10^{\left(A - \frac{B}{tp + C_A}\right)}; \quad (2.46)$$

$$P_{s2} = 133,332 * 10^{\left(6,00016 - \frac{1223}{20,9 + 220,535}\right)} = 1146,8 \text{ Па}$$

4. Определяем потери керосина за одно малое дыхание в летний период.

$$G_{\text{мд}}^t = V_{\text{св}} * P_B * \left(\frac{1 - \varphi_1}{T_1} - \frac{1 - \varphi_2}{T_2} \right) * \frac{\varphi_{\text{ср}}}{1 - \varphi_{\text{ср}}} * \frac{M}{8314,3}; \quad (2.47)$$

$$G_{\text{мд}}^t = 5 * 103 * 101471 * \left(\frac{16,410^3}{5,6 + 273} - \frac{1 - 0,011}{41,2 + 273} \right) * \frac{8,7 \cdot 10^{-3}}{1 - 8,7 \cdot 10^{-3}} * \frac{154,7}{8314,3} = 35 \text{ кг/цикл}$$

Потери керосина при больших дыханиях в РВС-10000 м³.

V = 10 000 куб.м

V = 9108,2 куб.м

hрез = 11,92 м

h влива max = 10 м

дрез = 34,2 м

h влива min = 2 м

$$G_{\text{БД}} = \Delta V * \frac{P_p}{T_p} * \varphi_s * \frac{M}{8314,3}; \quad (2.48)$$

$$G_{\text{БД}} = 9108,2 * \frac{101471}{150 * 273} * 0,039 * \frac{154,7}{8314,3} = 2076,5 \text{ Па}$$

$$\varphi_s = \frac{P_s}{P_{\text{раб}}}; \quad (2.49)$$

$$\varphi_s = \frac{3992,5}{101471} = 0,039$$

$$P_s = 133,322 \cdot 10^{(A - \frac{B}{t_p + C})} = 133,322 \cdot 10^{(6,00016 - \frac{1223,85}{50 + 220,535})} = 3992,5 \text{ Па}$$

По этой же методике рассчитываем потери для резервуаров с дизельным топливом и мазутом. Данные расчетов сводим в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Потери керосина и дизельного топлива на НПЗ

№ №	Время года	Тип резер-	Хранимы й продукт	Емкость резер-	Потери малых при	Потери больших при	Сумма потерь,	Количеств о
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Зима Весна Лето	РВС	Керосин	10000	1,2 24 35	2076 2076 2076	762	5
2.	Зима Весна Лето	РВС	Дизельное топливо	10000	0,8 16 23	445 445 445	166,2	10

Суммарные годовые потери керосина на НПЗ - 3810 т/год.

Суммарные годовые потери дизельного топлива на НПЗ -1662 т/год.

2.6.4. Расчет загрязнения нефтепродуктами в результате испарения при хранении в резервуарах с плавающими крышами.

На НПЗ в РВСПК хранятся бензин и нефть. Емкость резервуаров 10 000 м³ - 20 000 м³. Расчет потерь нефтепродуктов в результате испарения производится на основании методики Яковлева.

Согласно данным климатического справочника среднегодовая температура в регионе за 1950 - 2000 - 4,9°С. Средняя скорость ветра 1,8 м/с.

Расчет:

Данные о резервуаре: V = 10 000 куб.м;

hрез = 11,92 м;

dрез = 34,2 м;

полная емкость - 9,735 куб.м;

hвзл = 10 м.

Хранимый продукт бензин АИ - 92.

1. Определяем годовой объем потерь в результате суточных температурных колебаний;

$$G_{\text{мд}}^{\text{пл}} = 6,7716 * 10^{-4} * k_f * \rho * D * [P(1,0133 - P)]^{0,7} V_B^{0,7} * k_z * k_p * k_c; \quad (2.50)$$

где: $G_{\text{мд}}^{\text{пл}}$ - годовой объем потерь, т/год; k_f - коэффициент, характеризующий конструкцию резервуара (для сварного резервуара с одинарным или двойным уплотнением $k_f=0,045$); ρ - плотность нефтепродукта, кг/куб.м; D - диаметр резервуара, м; P - давление насыщенных паров нефтепродукта при средней температуре хранения, Па; V_B - средняя годовая скорость ветра 1,8 м/с или 6,48 км/ч; k_z - коэффициент, характеризующий степень уплотнения затвора плавающей крыши (для эластичного неметаллического затвора - 1); k_p - коэффициент окраски резервуара; k_c - коэффициент, учитывающий хранимый продукт (для прямогонного бензина - 1, для стабилизированной сырой нефти - 0,75);

$$k_c = 0,4757 + 0,7042P$$

$$G_{\text{мд}} = 6,7716 \cdot 10^{-4} \cdot 0,045 \cdot 730 \cdot 34,2^{1,5} \cdot \left[\frac{15483,3}{101325 \cdot 15483,3} \right] \cdot 6,48^{0,7} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 = 4,961 \text{ т/год}$$

$$P = 133,322 \cdot 10^{\left(A - \frac{B}{t_p + C_A}\right)}; \quad (2.51)$$

2. Определяем потери в результате опорожнения и заполнения резервуаров:

Резервуар:

$$V = 10\,000 \text{ куб.м}$$

$$V = 9108,2 \text{ куб.м.}$$

$$h_{\text{рез}} = 11,92 \text{ м}$$

$$h_{\text{взл. max}} = 10 \text{ м}$$

$$d_{\text{рез}} = 34,2 \text{ м}$$

$$h_{\text{min}} = 2 \text{ м}$$

$$\Delta V = 9108,2 \text{ м}^3; h_{\text{взл. max}} = 10 \text{ м}^3; h_{\text{min}} = 2 \text{ м.}$$

$$G_{\text{бд}} = \Delta V \frac{P_p}{T_p} \cdot \varphi_s \cdot \frac{M}{8314,2} \cdot 0,05; \quad (2.52)$$

$$G_{\text{бд}} = 9108,2 \frac{101471}{277,9} \cdot 0,15 \frac{98,2}{8314,31} \cdot 0,05 = 294 \text{ кг/цикл}$$

$$\varphi_s = \frac{P_s}{P_{\text{раб}}} = \frac{15483,3}{101471} = 0,152.$$

$$P_s = 133,332 \cdot 10^{\left(A - \frac{B}{t_p + C_A}\right)} = 133,332 \cdot 10^{\left(4,99831 \cdot \frac{644,976}{4,9 + 221,695}\right)} = 15483,3 \text{ Па}$$

Результаты расчетов потерь для РВСПК сведены в таблице 2.5

Таблица 2.5 – Потери бензина и нефти на НПЗ

№ п/п	Тип резер- вуара	Хранимы й продукт	Емкост ь резер- вуара	Потери в результате температурны	Потери в результат е сливо-	Количеств о резервуаро	Суммарны е потери, т/год.
1.	РВСП	Бензин	10000	4,961	70,56	12	75,521
2.	РВСП К	Нефть	20000	22,45	269,67	6	292,72

Суммарные годовые потери бензина на НПЗ - 906,252 т/год.

Суммарные годовые потери нефти на НПЗ - 1752,75 т/год.

3. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.

3.1. Экономическая оценка системы автоматического пожаротушения насосной станции

Как показывает статистика, пожары на предприятиях нефтяной промышленности приводят к большим убыткам. Выход из строя или повреждение резервуаров и насосных станций вследствие возникновения пожара может нести большой материальный ущерб ввиду того, что к прибытию пожарных подразделений пожар принимает крупные размеры. Для предотвращения дальнейшего развития пожара в насосной станции проектом предлагается устройство автоматического пожаротушения, которое обеспечит своевременное обнаружение и тушение пожара.

В данном случае рассматриваются два варианта автоматической системы противопожарной защиты:

1. Базовый - пожарная сигнализация с использованием приемной станции ППС-1 и извещателями термоэлектрического действия во взрывозащитном исполнении ТРВ-2 и автоматическая установка пенного пожаротушения с ГПС-200 количеством 12 шт.
2. Предлагаемый - пожарная сигнализация с использованием приемной станции ППС-1 и извещателями термоэлектрического действия во взрывозащитном исполнении ТРВ-2 и автоматическая установка пенного пожаротушения с ГВП-200 количеством 4 шт.

Смета на приобретение и монтаж оборудования пожаротушения и сигнализации

Наименование Оборудования	Кол-во, шт.	Стоимость ед.оборудования, руб.	Сумма руб.	Установка ед.оборудования, руб.	Сумма, руб.
1. Пульт ПС ППС-1	1	2500	2500	1000	1000
2. Извещатель ТРВ-2	21	100	2100	40	840
3. ГПС-200	12	1196	14352	160	1920
ИТОГО: 22712					

1.Пульт ПС ППС-1	1	2500	2500	1000	1000
2.Извещатель ТВР-2	21	100	2100	40	840
3.ГВП-200	4	1800	7200	340	1360
ИТОГО: 15000					

Годовой экономический эффект от внедрения предлагаемого варианта:

$$\mathcal{E} = \Pi_1 - \Pi_2; \quad (3.1)$$

где приведенные затраты соответственно равны:

$$\Pi_1 = K_1 E_H + C_1 + Y_1; \quad (3.2)$$

$$\Pi_2 = K_2 E_H + C_2 + Y_2; \quad (3.3)$$

где K – капитальные вложения по рассматриваемым вариантам.

Тогда:

$$\mathcal{E} = \Pi_1 - \Pi_2 = (K_1 E_H + C_1 + Y_1) - (K_2 E_H + C_2 + Y_2) = \Delta K E_H + \Delta C + \Delta Y \text{руб./год} \quad (3.4)$$

где $E_H = 0,15$ 1/год - нормативный коэффициент эффективности кап.вложений.

Определим разницу в ущербах:

$$\Delta Y = 0, \text{ т.к. } Y_1 = Y_2$$

Определим эксплуатационные расходы на содержание систем:

$$C = C_{\text{ам}} + C_{\text{тр}} + C_{\text{ов}}; \quad (3.5)$$

где: $C_{\text{ам}}$ - амортизационные отчисления, руб.;

$C_{\text{тр}}$ - затраты на текущий ремонт, руб.;

$C_{\text{ов}}$ - затраты на огнетушащие вещества, руб (в нашем случае не учитываются т.к. они равны).

Определим:

$$C_{\text{ам}} = \frac{H_{\text{ам}} * K}{100}; \quad (3.6)$$

$$C_{\text{тр}} = \frac{H_{\text{тр}} * K}{100}; \quad (3.7)$$

$N_{ам} = 4,9 \%$ - норма амортизационных отчислений для данных установок;

$N_{тр} = 4,5 \%$ - норма отчислений на текущий ремонт.

Тогда:

$$C_{ам1} = \frac{4,9 \cdot 22712}{100} = 1112,8 \text{ руб./год}$$

$$C_{ам2} = \frac{4,9 \cdot 15000}{100} = 735 \text{ руб./год}$$

$$C_{тр1} = \frac{4,5 \cdot 22712}{100} = 1022 \text{ руб./год}$$

$$C_{тр2} = \frac{4,5 \cdot 15000}{100} = 675 \text{ руб./год}$$

$$\Delta C = (C_{ам1} - C_{ам2}) + (C_{тр1} - C_{тр2}) = (1112,8 - 735) + (1022 - 675) = 377,8 + 347 = 724,8 \text{ руб./год}$$

$$\Delta K = 22712 - 15000 = 7712 \text{ руб.}$$

$$\Delta K E_n = 7712 \cdot 0,15 = 1156,8 \text{ руб./год}$$

Итого, экономическая эффективность по приведенным затратам:

$$\Xi = 1156,8 + 724,8 = 1881,6 \text{ руб./год}$$

ВЫВОД: Экономический эффект от замены в автоматической системе пожаротушения генераторов ГПС-200 на ГВП-200 составит 1881,6 руб./год

3.2. Методика расчета экономического ущерба, причиняемого выбросами загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

На основании общего упорядочивания нормативных документов в России в области защиты окружающей среды в МИПБ МВД РФ разработана методика расчета экономического ущерба от загрязнения:

- воздушного бассейна;
- водных акваторий;
- суши (почв);
- при любых видах аварий и пожаров.

Формула расчета экономического ущерба от загрязнения окружающей природной среды при пожарах и авариях имеет вид:

$$Y = Y_a + Y_v + Y_p; \quad (3.8)$$

где U_a - экономический ущерб от загрязнения воздуха, руб.;

U_v - экономический ущерб от загрязнения водоемов, руб.;

U_p - экономический ущерб от загрязнения почвы, руб.

Составные части вышеуказанной формулы рассчитываются по выражениям представленным ниже:

$$U_a = K_a * K_{э^a} * U_{уд^a} * \sum_{i=1}^n m_i \frac{1}{ПДК_{ссi}} * G; \quad (3.9)$$

где: K_a - коэффициент аварийности, равный 25;

$K_{э^a}$ - коэффициент экологической ситуации и экологической значимости состояния воздушного бассейна в регионе, где произошла авария, $K_{э^a} = 2,28$ (таблица 6 Методических указаний);

$U_{уд^a}$ - удельный экономический ущерб от выброса загрязняющих веществ в атмосферу, $U_{уд^a} = 4,3$ руб/т;

G - масса сгоревшего горючего, т;

$ПДК_{ссi}$ - среднесуточное предельно допустимое значение i -го загрязнения.

$$U_a = 25 * 2,28 * 4,3(0,0028 + 0,1152 + 0,556 + 0,125 + 3,4 + 0,1 + 0,3333 + 0,375 + 0,232 + 0,076) \cdot 1 = 1340,03 \text{руб}$$

Таблица 3.2 - Состав и показатели токсичности продуктов горения нефти

Название вещества	Химическая Формула	Удельная масса загрязнителя усл. т/т	ПДКсс мг/куб.м
Угарный газ, оксид углерода	CO	$8,40 \times 10^{-2}$	3
Оксид азота	NO	$6,90 \times 10^{-3}$	0,06
Сернистый газ, оксид серы	SO ₂	$2,78 \times 10^{-2}$	0,05
Сероводород	H ₂ S	1×10^{-3}	0,008
Углерод (сажа)	C	$1,7 \times 10^{-1}$	0,05
Синильная к-та	HCN	1×10^{-3}	0,01
Формальдегид	HCHO	1×10^{-3}	0,003
Органические к-ты	CH ₃ COOH	$1,5 \times 10^{-2}$	0,04
Пятиокись ванадия		$4,64 \times 10^{-4}$	0,002
Бенз(а) пирен	C ₂₀ H ₁₂	$7,6 \times 10^{-8}$	1x 10

Для оценки экономического ущерба, который может причинить реальный пожар обществу в результате загрязнения воздуха, рассмотрим пример с нефтеперерабатывающим заводом (НПЗ).

Для этого случая известен состав отходящих газов при работе завода с соблюдением технологического регламента.

Загрязнение воздуха в результате безаварийной работы завода, оцененное в денежной форме по предложенной методике, может служить мерой сравнения с ущербом от загрязнения воздуха в результате пожара на НПЗ.

Рассчитываем экономический ущерб от загрязнения атмосферы при соблюдении технологического регламента:

$$Y_{\text{регл}^a} = K_{\text{э}^a} * Y_{\text{уд}^a} * \sum_{i=1}^n \frac{1}{\text{ПДКсс}i} * m; \quad (3.10)$$

$$Y_{\text{регл}^a} = 2,28 * 4,3(0,33 * 10^{-3} + 300,6 * 10^{-5} + 20 * 10^{-3} + 20 * 10^{-4} + 0,003) * 1 = 0,312 \text{руб}$$

Данные для расчета ущерба от загрязнения атмосферы за счет выброса продуктов горения при сгорании 1 тонны сырой нефти того же состава приведен в таблице 3.3 в этом случае равно 1340,03 руб.

Таблица 3.3 - Состав отходящих газов при переработке нефти.

Название вещества	Химическая Формула	M _i , т/тгв	ПДКсс
Угарный газ,	CO	0,001	3
оксид углерода			
Оксид азота	NO	18x 10 ⁻⁵	0,06
Сернистый газ,	SO ₂	1 x 10 ⁻⁵	0,05
оксид серы			
Углерод (сажа)	C	1 x 10 ⁻⁴	0,05
Бенз(а) пирен	C ₂₀ H ₁₂		1 x 10 ⁻⁶
Легкие углево-		0,009	3
Дороды			

ВЫВОДЫ

1. Произведен сбор и обработка статистических данных о пожарах в резервуарных парках и на объектах нефтепродуктообеспечения, в результате чего можно сделать следующий вывод. Наибольшее количество пожаров происходит на распределительных нефтебазах при очистке и ремонте наземных резервуаров со стационарной крышей, с хранимым веществом - бензин. Чаще всего причиной становится: самовозгорание пирофорных отложений, огневые работы, неосторожное обращение с огнём, поджог. Обобщая выше изложенное можно сказать, что человеческий фактор играет ведущую роль в появлении источников зажигания.

2. Состояние противопожарной защиты резервуарного парка находится в хорошем состоянии, плановый осмотр и ремонт систем тушения и охлаждения проводится регулярно. Наружное водоснабжение полностью удовлетворяет нужды пожаротушения.

3. Выполнен анализ который подтверждает пожарную опасность процессов хранения и перекачки нефти и нефтепродуктов, при которых в нормально работающих аппаратах, емкостях и вне их могут образовываться взрывоопасные, горючие концентрации при «больших» и «малых» дыханиях, а так же при разгерметизации трубопроводов, износе оборудования, утечках через уплотнители, отказе вентиляционных систем, авариях, и других отклонениях от технологического регламента. Так же обусловлено наличием потенциальных источников зажигания и путями распространения пожара.

Для снижения пожарной опасности необходимо: неуклонно соблюдать требования технологического регламента и требования пожарной безопасности; проводить планово-предупредительный осмотр и ремонт без нарушений периодичности; вводить мероприятия по снижению выбросов путем их улавливания и переработке различными установками; модернизировать устаревшее оборудование с помощью внедрения новых прогрессивных технологий.

4. Определена расчетом категория помещения насосной станции по взрывопожарной и пожарной опасности по методике, изложенной в СП 12.13131.2009. Установлено, что насосная по перекачке бензина относится к категории «А» - повышенная взрывопожароопасность, и классу зоны В-1а по ПУЭ.

5. Произведен проверочный расчет кассетного огнепреградителя из которого видно, что для защиты дыхательных клапанов резервуаров с бензином от проникновения пламени внутрь резервуара, диаметр отверстий в кассетах должен быть не более 0,0049 м, на НПЗ абсолютное число резервуаров с бензином оборудованы огнепреградителями с диаметром отверстий в кассетах более 0,003 м, что соответствует требованиям безопасности.

6. Предложена замена существующей стационарной установки автоматического пожаротушения насосной согласно требований новых нормативных документов, заменяются генераторы пены средней кратности ГПС-200 на генераторы пены высокой кратности ГВП-200, произведен расчет установки и даны рекомендации по её эксплуатации. Предложена установка дополнительных пожарных извещателей пламени. Новая система защиты более эффективна, надежна и экономически выгодна. Дано экономическое обоснование предлагаемой установки пожаротушения.

7. Определены источники загрязнения окружающей среды при хранении нефтепродуктов, основными из которых являются наземные резервуары, в особенности резервуары со стационарными крышами не оборудованные системами улавливания и переработки паров. Выполнен расчет загрязнения окружающей среды при «больших» и «малых» дыханиях резервуаров со стационарными крышами и расчет загрязнения парами нефтепродуктов при хранении в резервуарах с плавающими крышами, который показал, что загрязнение выбросами при хранении в резервуарах со стационарными крышами на много больше, чем загрязнение при потерях от испарения из резервуаров с плавающими. Выполнен расчет экономического ущерба, причиняемого выбросами загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ЗАКОН №123-ФЗ от 22июля 2008 года “Технический регламент о требованиях пожарной безопасности”.
2. ГОСТ Р 12.3.047-98 Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.
3. ГОСТ Р 50800-95 Установки пенного пожаротушения автоматические. Общие технические требования. Методы испытаний.
4. ГОСТ Р 51330.9-99 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон.
5. ГОСТ Р 50588-93 Пенообразователи для тушения пожаров. Общие технические требования. Методы испытаний.
6. ГОСТ 12.1.044-89 Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.
7. ГОСТ 12.3.046-91 Установки пожаротушения автоматические. Общие технические требования.
8. ГОСТ 27331-87 Пожарная техника. Классификация пожаров.
9. ГОСТ 28338-89 Соединения трубопроводов и арматура. Проходы условные. Размеры номинальные.
10. ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент.
11. СП 4.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям.
12. СП 5.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования.
13. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
14. Пособие по применению НПБ 105-95 “Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности” при

рассмотрении проектно-сметной документации.

15. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения: Справ. Изд.: в 2-х частях/А.Н.Баратов, А.А.Корольченко, Г.Н.Кравчук и др.- М: Химия, 1990.

16. Алексеев М.В., Волков О.М., Шатров Н.Ф. Пожарная профилактика технологических процессов производств.- М.: изд. ВИПТШ МВД СССР, 1986.

17. Пожары резервуаров с нефтью и нефтепродуктами. Тематический обзор, выпуск 3-4.- М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1992.

18. Константинов Н.Н. Борьба с потерями от испарения нефти и нефтепродуктов. М., Гостоптехиздат, 1961.

19. Яковлев В.С. Хранение нефтепродуктов. Проблемы защиты окружающей среды.- М.: Химия, 1987.

20. Методика определения экономической эффективности осуществления природоохранных мероприятий и оценки экономического ущерба, причиняемого народному хозяйству загрязнением окружающей среды.- М.: Экономика, 1986.

21. Проблемы безопасности при чрезвычайных ситуациях. Выпуск 2.- М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1990.- 35-59 с.