

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
Кафедра пожарной безопасности

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.Н. Минкин
подпись
« ____ » _____ 2016 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

20.05.01 Пожарная безопасность

**Анализ пожарной опасности технологического процесса сбора, подготовки
и перекачки нефти на объектах ОАО «Тюменнефтегаз»**

Научный
руководитель _____ А.В. Бражников
подпись, дата должность, ученая степень

Выпускник _____ Н.И. Дмитриева
подпись, дата

Рецензент _____ А.Н. Минкин
подпись, дата должность, ученая степень

Экономическая часть _____ С.Н. Масаев
подпись, дата должность, ученая степень

Часть БЖД _____ А.Н. Минкин
подпись, дата должность, ученая степень

Нормоконтролер _____ О.В. Помолотова
подпись, дата должность, ученая степень

Красноярск 2016

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
Кафедра пожарной безопасности

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.Н. Минкин

« ____ » _____ 2016 г

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме дипломной работы**

Календарный график

Выполнение этапов ВКР

Наименование и содержание этапов	Срок выполнения
Сбор информации по объекту	
Анализ технологических процессов	
Разработка технических мероприятий по повышению пожарной безопасности технологического процесса	

Руководитель ВКР
подпись

инициалы и фамилия

А.В. Бражников

Задание принял к исполнению Н.И. Дмитриева
подпись, инициалы и фамилия студента

« ____ » _____ 2016 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Анализ пожарной опасности технологического процесса сбора, подготовки и перекачки нефти на объектах ОАО «Тюменнефтегаз»» содержит **XX** страниц текстового документа, **X** приложений, **X** использованных источников, **X** листов графического материала.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС, ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ОБЪЕКТ, НЕФТЬ, ГАЗ, АНАЛИЗ, ЭКСПЛУАТАЦИЯ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, УПСВ, НАНОСНАЯ НЕФТИ, ГОРЮЧИЕ ВЕЩЕСТВА, ПОЖАРОВЗРЫВООПАСНОСТЬ.

Объект исследования – Технологический процесс на объектах ОАО «Тюменнефтегаз».

Цель дипломной работы: Провести анализ пожарной опасности технологического процесса сбора, подготовки и перекачки нефти, предложить мероприятия, направленные на усиление противопожарной защиты.

Задачи дипломной работы:

- Изучить технологический процесс сбора, подготовки и перекачки нефти;
- Провести анализ пожарной опасности технологического процесса производства УПСВ;
- Определить производственный объект, который представляет наибольшую пожарную опасность;
- Провести анализ объемно-планировочных решений по обеспечению противозрывной защиты здания нефтенасосной УПСВ;
- Разработать мероприятия направленные на усиление противопожарной защиты здания нефтенасосной УПСВ.

Актуальность дипломной работы заключается в том, что в настоящее время оценка пожаровзрывоопасности производственных объектов необходима для решения вопросов их безопасности и приведения в соответствие с фактическим и требуемым уровнями взрывопожарной безопасности с целью снижения пожаров и приносимого ими ущерба.

Выводы по данной работе:

- Произведена оценка пожарной опасности технологического процесса предварительного сброса воды с насосной нефти действующего месторождения;
- На основании анализа пожарной опасности и строительной части, предложены мероприятия, направленные на усиление противопожарной защиты здания нефтенасосной УПСВ.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Характеристика технологического процесса сбора, подготовки и перекачки нефти.....	7
1.1 Общая характеристика и назначение УПСВ.....	7
1.2 Описание технологического процесса и технологической схемы УПСВ....	7
1.3 Характеристика аппаратов и оборудования УПСВ.....	7
1.4 Управление, контроль и автоматика технологического процесса.....	7
2 Анализ пожарной опасности технологического процесса производства УПСВ	12
2.1 Анализ пожаровзрывоопасных свойств веществ и материалов, обращающихся в производстве.....	12
2.2 Оценка пожаровзрывоопасности среды внутри аппаратов УПСВ при нормальной работе.....	12
2.3 Оценка пожарной опасности аппаратов насосного блока УПСВ при выходе горючих веществ наружу при нормальной работе.....	12
2.4 Анализ возможных причин повреждения технологического оборудования	12
2.5 Анализ возможных источников зажигания при эксплуатации технологического оборудования.....	12
2.6 Анализ развития и распространения пожара.....	12
3 Определение категории производственных объектов по взрывопожарной и пожарной опасности.....	12
3.1 Расчет категории помещения насосного блока УПСВ по взрывопожарной и пожарной опасности.....	12
4 Анализ противопожарной защиты технологического оборудования УПСВ...	12
5 Анализ строительной части насосного блока УПСВ.....	12
5.1 Анализ строительной конструкции здания насосного блока УПСВ.....	12
5.2 Анализ внутренней планировки.....	12
5.3 Анализ эвакуационных путей и выходов.....	12
5.4 Анализ вентиляционной системы.....	12
5.5 Расчет противовзрывной защиты.....	12
6 Разработка технических мероприятий по повышению пожарной безопасности Технических процессов УПСВ.....	12
7 Безопасность жизнедеятельности.....	12

ВВЕДЕНИЕ

Огромное влияние на экономику нашей страны оказывает нефтяная индустрия. Роль нефти и продуктов ее переработки для народного хозяйства чрезвычайно велика. Из нефти получают бензин, керосин, реактивные дизельные и котельные топлива, сжиженные газы и сырье для химических производств. Без продуктов переработки нефти немыслимы работа энергетики, транспорта, строительство зданий и дорог, производство резины и многих химических продуктов. Поэтому важнейшие полезные ископаемые – нефть и газ требуют к себе самого бережного отношения.

За последние годы произошли крупные изменения в технологии добычи и транспортировки нефти. Появилось новое, более совершенное и высокопроизводительное оборудование. Возрастают мощности единичных производственных агрегатов. Широко используется комбинирование технологических процессов в одной установке, что значительно увеличивает пожаровзрывоопасность технологических процессов.

Оценка пожаровзрывоопасности производственных объектов необходима для решения вопросов их безопасности и приведения в соответствие с фактическим и требуемым уровнями взрывопожарной безопасности с целью снижения пожаров и приносимого ими ущерба. Для профилактики аварийных ситуаций необходимо прогнозирование, позволяющее выявить места возможных аварий на объекте и разработать мероприятия по снижению негативных последствий. Задачи предотвращения взрывов в производственных зданиях объектов решаются при их проектировании, когда учитывается не только экономическая эффективность технологического процесса, но и его безопасность. Тем не менее опыт эксплуатации оборудования с взрывоопасными технологическими процессами показывает, что в отдельных случаях в результате аварий, а также нарушения режима эксплуатации технологического оборудования, несоблюдения техники безопасности при производстве работ происходят взрывы, сопровождающиеся с гибелью людей, разрушением строительных конструкций и технологического оборудования.

Целью данной работы является проведение анализа пожарной опасности технологического процесса сбора, подготовки и перекачки нефти, а также предложить мероприятия, направленные на усиление противопожарной защиты наиболее опасного объекта.

Для осуществления поставленных целей необходимо решить следующие задачи:

- Изучить технологический процесс сбора, обработки и перекачки нефти;
- Провести анализ пожарной опасности технологического процесса производства УПСВ;
- Определить производственный объект, который представляет наибольшую пожарную опасность;
- Провести анализ объемно-планировочных решений по обеспечению противовзрывной защиты здания нефтенасосной УПСВ;

– Разработать мероприятия направленные на усиление противопожарной защиты здания нефтенасосной УПСВ.

Объектом исследования является технологический процесс на объектах ОАО «Тюменнефтегаз».

Предметом исследования является пожарная опасность объекта.

Практическая значимость заключается в проведении оценки пожарной опасности технологического процесса предварительного сброса воды с насосной нефти, также разработке мероприятий по усилению противопожарной защиты здания нефтенасосной УПСВ.

Выпускная квалификационная работа состоит из введения, семи глав, заключения, списка используемых источников, графической части.

В первой главе описывается технологический процесс сбора, подготовки и перекачки нефти, общая характеристика и описание технологического процесса установки предварительного сброса воды, характеристика аппаратов и оборудования установки предварительного сброса воды и контроль и автоматика технологического процесса.

Во второй главе описывается проведение анализа пожарной опасности технологического процесса производства установки предварительного сброса воды.

В третьей главе определена категория производственных объектов по взрывопожарной и пожарной опасности.

В четвертой главе проведен анализ противовзрывной защиты технологического оборудования УПСВ.

В пятой главе проведен анализ строительной части насосного блока УПСВ.

В шестой главе описывается разработка мероприятий по усилению противопожарной защиты здания.

В седьмой главе проведен анализ безопасности жизнедеятельности.

1 Характеристика технологического процесса сбора, подготовки и перекачки нефти

Нефтяное месторождение «Сельское» расположено в Северо-Западной части Тюменской области Ямало-ненецкого АО и входит в цех добычи нефти и газа №2 ОАО «Тюменнефтегаз» Восточной Нефтяной Компании. Нефтяное месторождение занимает территорию в 97 кв.км, большая часть которой заболочена. На этой территории расположено 17 кустов скважин, общее количество которых равно 136, установка предварительного сброса воды (УПСВ), блочно-кустовая насосная станция (БКНС), предназначенная для поддержания пластового давления путем закачки воды в пласт, и административный корпус нефтепромысла.

Поступающая из нефтяных скважин продукция не представляет собой чистую нефть. Из скважин вместе с нефтью поступает пластовая вода, попутный (нефтяной) газ, твердые частицы механических примесей (песка, горных пород). Ввиду того, что пластовая вода и различные механические примеси вызывают износ трубопроводов и оборудования, нефть отделяют от воды, попутного газа и примесей до подачи в магистральный трубопровод.

Система сбора и подготовки нефти включает комплекс промысловых технических средств установок, соединенных трубопроводами.

На нефтепромысле применяется напорная герметизированная система сбора и подготовки продукции скважин, почти полностью исключая потери углеводородов:

- выкидные линии (трубопровод от устья скважины до автоматической групповой замерной установки - АГЗУ);
- нефтесборные коллекторы (трубопроводы от АГЗУ до УПСВ);
- напорные нефтепроводы (трубопроводы в которых нагнетание жидкости осуществляется насосными агрегатами);
- водоводы низкого и высокого давления, включая нагнетательные линии (в водоводах высокого давления нагнетание воды в пласт осуществляется насосными агрегатами);
- газопроводы низкого и высокого давления (газопроводами низкого давления являются факельные газовые линии).

Добытая из недр земли механизированным (погружными электрическими центробежными насосами - ЭЦН, глубинными штанговыми насосами - ШГН) или фонтанным способом продукция отводится по выкидным линиям до АГЗУ, где производится учет количества нефти и газа с каждой скважины. С АГЗУ жидкость по нефтесборным коллекторам поступает на УПСВ, где проходит предварительное обезвоживание и первую ступень сепарации. Газ отводится по отдельному коллектору на факел.

1.1 Общая характеристика и назначение УПСВ

Наибольшую пожарную опасность представляет собой производственный объект нефтепромысла - установка предварительного сброса воды – УПСВ-3, которая состоит:

- открытая технологическая площадка;
- насосная нефти;
- узел учета нефти;
- узел учета газа;
- факельная система;
- дренажная емкость;
- блоки реагентного хозяйства (БРХ);
- операторная.

Общие показатели УПСВ представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Общие показатели УПСВ

№ п/п.	Показатели	Ед. измерения	Количество
1	Производительность УПСВ: - по жидкости - по нефти - по газу - по воде	м ³ /сут т/сут тыс. м ³ /сут т/сут	4800 2640 12432 3840
2	Допустимое давление в насосной нефти: - на приеме - на выходе	МПа МПа	0,03 2,94
3	Давление сепарации: 1-ой ступени 2-ой ступени	МПа МПа	0,11-0,23 0,01-0,08
4	Режим работы	непрерывный	
5	Степень автоматизации	комплексная	
6	Узлы учета, производительность: - нефти - газа в.д - подтоварной воды - сеноманской воды	м ³ /час м ³ /час м ³ /час м ³ /час	130 4140 160 80

Установка предварительного сброса воды (УПСВ) предназначена для:

- Обеспечения непрерывного приема продукции скважин;
- Отбора газа первой ступени сепарации, выделившегося в сепараторе С1-1, очистке его от капельной жидкости в сепараторе С-1-2 и подачу в систему газосбора для утилизации;
- Более глубокого разгазирования жидкости в буферной емкости (БЕ);
- Обезвоживания поступающей на УПСВ жидкости до остаточного содержания в ней воды (0,5-1,0 %) и откачки нефти до ЦПС для дальнейшей подготовки;
- Очистки пластовой воды от механических примесей и подачи ее на БКНС для утилизации;
- Учета нефти, газа и воды.

1.2 Описание технологического процесса и технологической схемы УПСВ

Газожидкостная смесь с месторождения поступает в С-1-1, где происходит 1-ая ступень сепарации. То есть, в нефтегазосепараторе жидкость попадает на специальные наклонные полки, по которым скатывается на дно сосуда под действием сил гравитации, а газ за счет разницы удельного веса жидкости и газа поднимается вверх, захватывая мелкие капли жидкости, и устремляется на выход нефтегазосепаратора, где попадает на отбойники (сетчатые пакеты), на которых происходит слияние капель жидкости до той величины, при которой они стекают назад в нефтегазосепаратор. Для более качественного отделения газа от жидкости предусмотрен газосепаратор С-1-2.

Газ из С-1-1 поступает в газосепаратор С-1-2. Улавливаемая жидкость из С-1-2 стекает самотеком в линию выхода жидкости из С-1-1. Газ из С-1-2 поступает на узел учета газа, далее через диафрагменную камеру расходомера подается в газопровод на ЦПС. Часть газа сбрасывается на факел высокого давления.

Водонефтяная эмульсия от С-1-1 поступает в отстойник О-1, где происходит первичный отстой и сброс подтоварной воды. В верхней части отстойника имеется заборник нефти, через него нефть поступает во второй отстойник. В отстойнике О-2 происходит дополнительное отделение воды. Нефть из О-2 через аналогичный заборник поступает в буферную емкость. Газ в отстойниках не отбирается. Вода, отстоявшаяся в О-1 через заборник воды, смонтированный в нижней части отстойника, пройдя через расходомер СВУ (учитывающий объем сбрасываемой подтоварной воды), далее через регулирующий клапан, обратный клапан, поступает в общий коллектор подтоварной воды. Вода, отстоявшаяся в О-2, аналогичным образом поступает также в общий коллектор подтоварной воды. По общему коллектору подтоварная вода через задвижки поступает на прием УСТН, смешиваясь с сеноманской водой водозаборных скважин.

Газ низкого давления из буферной емкости поступает на факельный стояк для сжигания.

Утечки нефти с сальников насосов и от предохранительного клапана БЕ попадают в дренажную емкость.

Для более полного разделения водонефтяной эмульсии на прием УПСВ подается деэмульгатор с помощью блочной дозирующей установки БРХ-1.

Также имеется система подачи теплой сеноманской воды с целью увеличения температуры нефтяной эмульсии до 40⁰С для более эффективного ее разделения. Для этого в насосной БКНС имеются два центробежных насоса ЭЦВ, которые подают воду на прием нефтесепаратора С-1-1.

1.3 Характеристика аппаратов и оборудования УПСВ

1. Сепаратор нефтегазовый С-1-1, С-2-1 (резервный) предназначен для сепарации нефти от попутного газа. Объем - 100 м³. Расчетное давление - 1,6 (16) МПа (кгс/см²).

2. Сепаратор нефтегазовый С-1-2 предназначен для дополнительной сепарации газа перед утилизацией. Объем - 100 м³. Расчетное давление - 1,6 (16) МПа (кгс/см²).

3. Сепаратор нефтегазовый БЕ предназначен для использования в качестве

буферной емкости для нефти. Объем - 100 м³. Расчетное давление - 1,6 (16) МПа (кгс/см²).

4. Отстойники О-1, О-2 предназначены для разделения водонефтяной эмульсии, сброса выделившейся воды. Объем по 100 м³. Расчетное давление: О-1 - 1,0 (10) МПа (кгс/см²) О-2 - 1,6 (16) МПа (кгс/см²).

5. Насосная нефти предназначена для перекачки нефти на ЦПС. Насосная нефть оборудована четырьмя насосами ЦНС-105-294. Производительность насоса - 105 м³/час. Развиваемый напор - 2,94 (29,4) МПа (кгс/см²).

6. Узел учета нефти (УУН) предназначен для учета подготовленной нефтоткачиваемой в напорный нефтепровод на ЦПС. Замер нефти производится счетчиками «Норд-100-64» (Ду-100 мм, Ру-6,4 МПа). Производительность рабочей и резервной линий по - 130 м³/час. Рабочее давление, макс.- 2,94 МПа.

7. Узел учета газа (УУГ) предназначен для замера расхода газа высокого давления. На измерительной линии УУГ установлена диафрагма камерная, которая предназначена для измерения расхода газа методом переменного перепада давления прибором ДСС-710.

8. Узел учета подтоварной воды предназначен для учета сбрасываемой с отстойников и поступающей в РВС БКНС подтоварной воды. Учет воды производится счетчиками СВУ-200.

9. Узел учета сеноманской воды предназначен для учета поступающей на прием С-1-1 сеноманской воды. Для ее учета используется ДРК-1П-100-25.

10. Емкость подземная, горизонтальная, дренажная ДЕ (объем - 16 м³) предназначена для слива нефти с площадки сепарации, с площадки УУН и утечек с сальников насосов. Емкость оснащена погружным насосным агрегатом АХП 45/31.

11. Свечи факельные предназначены для сжигания газа высокого давления и для сжигания газа низкого давления.

12. Установки блочные БРХ-1, БРХ-2 предназначены для дозированного ввода деэмульгаторов и ингибиторов коррозии в водонефтяную эмульсию для ее более полного разделения. Производительность насоса-дозатора - 2,5 дм³/час. Рабочее давление, макс. - 10 МПа.

1.4 Управление, контроль и автоматика технологического процесса

Управление технологическим процессом УПСВ предусмотрено со щита оператора, находящегося в помещении операторной административного корпуса. Аппаратура, установленная на щитах обеспечивает работу УПСВ в следующих режимах: автоматическом, дистанционном. Автоматизация УПСВ предполагает присутствие дежурного персонала, т.к. вывод технологической установки и необходимые изменения параметров производятся оператором. Система управления УПСВ предусматривает:

- автоматический контроль за состоянием насосных агрегатов по температуре подшипников насосов ЦНС, по давлению на приеме и выкиде насосов электроконтактными манометрами ЭКМ;

- автоматическое регулирование производительности УПСВ по жидкости;

- автоматическое регулирование межфазных уровней «нефть-вода»;

- местный контроль температуры сырья, давления в технологических аппаратах.

- измерение расхода нефти, воды, газа.

В насосном блоке по перекачке нефти предусмотрено:

- дистанционный и ручной запуск насосных агрегатов;

- дистанционный контроль состояния насосных агрегатов;

- автоматическое отключение насосных агрегатов;

- сигнализация загазованности и автоматического включения вентилятора нефтенасосной;

- сигнализация возникновения пожара.

При заполнении дренажной емкости до уровня «ВУР» на щите управления в операторной срабатывают световой и звуковой сигналы. Откачка емкости производится в ручном режиме. При снижении уровня в процессе откачки до «НУР» срабатывает световой сигнал, и автоматически отключается откачка.

Технологический процесс на УПСВ ведется непрерывно в закрытых аппаратах.

Отвод попутного нефтяного газа и подтоварной воды производится по закрытой схеме на ЦПС (или факел) и БКНС. Контроль за параметрами и управление технологическим процессом осуществляется дистанционно по

приборам, установленным в операторной с световой и звуковой сигнализацией достижения предельно допустимых и аварийных значений. Регулирование основных параметров, определяющих безопасность ведения технологического процесса, осуществляется в автоматическом режиме. При достижении аварийных значений параметров процесса определяющих его взрывопожароопасность, происходит остановка отдельного оборудования или срабатывание исполнительных механизмов предотвращающих развитие аварийной ситуации (открытие предохранительных клапанов, остановка насосов). Для оперативного воздействия на технологический процесс имеется возможность дистанционного управления:

- пуском и остановкой насосного оборудования, вентиляционной установки;
- регулирующим клапаном УЭРВ;
- электрозадвижками.

С целью своевременного обнаружения разгерметизации оборудования и загазованности территории, насосная нефти и УУГ оборудованы датчиками загазованности типа СТМ-10, сигнал от срабатывания которых выведен на пульт управления в операторную с выходом звукового и светового сигнала, и заблокирован с включением аварийной вентиляции, отключением насосных агрегатов. В насосном блоке при превышении содержания взрывоопасных паров углеводородов нефти выше 4,7% от НКПВ происходит включение аварийной вытяжной вентиляции, выше 30% - отключение насосных агрегатов.

Контроль за состоянием воздушной среды открытых площадок осуществляется путем анализа газовоздушной среды (ГВС) переносным газоанализатором (по графику).

2 Анализ пожарной опасности технологического процесса производства УПСВ

2.1 Анализ пожаровзрывоопасных свойств веществ и материалов, обращающихся в производстве

В качестве исходного вещества в данном процессе используется нефть - горючая маслянистая жидкость, представляющая собой смесь углеводородов с различными соединениями. Нефти различных месторождений заметно отличаются по фракционному составу - содержанию легких, средних и тяжелых дестиллятов. Основные химические элементы, входящие в состав нефти - углерод (82-87%), водород (11-14%), сера (0,1-7,0%), азот (0,001-1,8%), кислород (0,05-1,0%). В незначительных количествах нефти содержат галогены, металлы. Основным компонентом нефти являются углеводороды - алканы, циклопарафины, ароматические углеводороды. Соотношение между группами углеводородов придает нефти различные свойства и оказывает большое влияние на выбор метода переработки нефти и свойства получаемых продуктов.

Плотность нефти колеблется от 830 до 870 кг/м³; Кинематическая вязкость при 20°С колеблется от 4 до 40 мм²/с.

Показатели пожарной опасности нефти: температура вспышки -21°С; температура самовоспламенения 230-250°С; концентрационные пределы распространения пламени: нижний 1,2%, верхний 10,2%, температурные пределы распространения пламени: нижний -19°С, верхний 18°С,

Сырые нефти способны при горении прогреваться в глубину с образованием возрастающего гомотермического слоя. Скорость выгорания 9-12 см/ч; скорость нарастания прогретого слоя 24-36 см/ч; температура прогретого слоя 130-160°С; температура пламени 1100°С.

Основные химические свойства нефти Сельского нефтяного месторождения приведены в таблице 2.

Показатели пожаровзрывоопасности нефти представлены в таблице 3.

Показатели пожароопасности и токсичности других веществ и сырья, также обращающихся в процессе производства, представлены в таблице 4.

Таблица 2 - Основные химические свойства нефти

Плотн. кг/м ³	Вязкос. сСт	Параф. %масс	Сера %масс	Смолы %масс	Асфал. %масс	Газовый фактор, м ³ /т
845	6,5	2,58	0,83	8,2	1,6	47

Таблица 3 - Показатели пожаровзрывоопасности нефти

№ п/п	Показатели пожарной опасности нефти по данным ОАО «Тюменнефтегаз»	Значения
1	Плотность, кг·м ⁻³	845
2	Температура вспышки, °С	-21
3	Температура самовоспламенения, °С	237
4	Концентрационные пределы распространения пламени, %: –нижний –верхний	1,2 10,2
5	Температурные пределы распространения пламени, °С: –нижний –верхний	-19 18
6	Минимальная энергия зажигания, Дж	1,3
7	Теплота сгорания, кДж·кг ⁻¹	43239
8	Константы Антуана: –А –В –С	5,52 902,91 249,50

Учитывая принятую технологическую классификацию, определяющую технологию переработки, нефть:

–по содержанию парафина относится к парафиновому виду (от 1,5 до 6 % масс);

–по содержанию смол - малосмолистая;

–по содержанию серы - к малосернистым (0,61-1,8 % масс).

Добавление в нефть реагента-деэмульгатора дает возможность разрушить прочные гелеобразные слои природных стабилизаторов эмульсии и способствует переводу их с границы раздела фаз в объем, что приводит к расслоению эмульсии.

В качестве растворителей, как правило, используются спирты (метиловый, изопропиловый) и ароматические углеводороды. Физико-химические свойства основных применяемых на УПН деэмульгаторов приведены в таблице 5.

Горящую нефть, разлившуюся на большой площади эффективно тушить воздушно-механической пеной (особенно высокократной). Для тушения закрытых помещений объемом до 500м³ и при незначительной площади горения в условиях открытого пожара может применяться перегретый, насыщенный или отработанный (мятый) водяной пар при расходах 0,002-0,005 кг/сек· м³ и расчетном времени тушения 3 мин.

Таблица 4 - Показатели пожароопасности и токсичности

№ п/п	Наименование веществ	Температура, С ⁰			Концентрационные пределы воспламенения, % об		Класс опасности в соответствии с ГОСТ-12.1. 007-76	Характеристика Токсичности (воздействия на организм человека)	Предел допустимой Концентрации в воздухе рабочей зоны ГОСТ12.1 .05, мг/м ³
		вспышки	воспламенения	самовоспламенения	нижний	верхний			
1	Нефтяной газ	-	-	250-300	4,9	15,4	3	токсичен	300
2	Метанол	8	13	464	6,0	34,7	3	токсичен	5
3	Деэмульгаторы	10	>300		-	-	3	токсичен	5
4	Нефтешламы	-		-	-	-			
5	Масло промышленное	181		355	1,0	4,0		малотоксично	
6	Пенообразователь	-	94	471	36			малотоксично	

Таблица 5 -Физико-химические свойствадеэмульгаторов

№ п/п	Наименование, марка	Химический состав	Плотность г/см ³	Температура застывания, С ⁰	Примечание
1	СепаролWF-41 ES-3328	Соединение на базе неионогенных, высокомолекулярных производных окисей алкиленов	0,95	<-50	Растворитель: метанол, ксилол
			0,902	<-50	
2	Деэмульфер F-929	Алкилено-формал. конденсат на основе алкиленов	0,885-0,925	<-50	Растворитель: метанол
3	СНПХ-4810А	Раствор фосфоразотсодержащего ПАВ в водном растворе метанола	0,94-0,98	не выше -50	

2.2 Оценка пожаровзрывоопасности среды внутри аппаратов УПСВ при нормальной работе

В технологическом процессе производства применяется ЛВЖ – нефть, при различном давлении, температуре и в различных по устройству аппаратах. Для практической оценки пожаровзрывоопасности среды внутри аппаратов и емкостей необходимо учитывать определенный запас надежности, так как температурные пределы воспламенения, взятые из справочных пособий, могут не вполне соответствовать свойствам данной жидкости, а в реальных условиях возможно также неравномерное распределение концентрации в паровом объеме аппарата.

Внутри технологического оборудования при нормальных условиях для образования взрывоопасных концентраций должны выполняться два условия:

- наличие паровоздушного пространства;
- наличие жидкости при температуре, лежащей в интервале

температурных пределов воспламенения.

Технологический процесс на УПСВ ведется непрерывно в закрытых аппаратах, не сообщающихся с атмосферой.Отвод попутного нефтяного газа и подтоварной воды производится по закрытой схеме на ЦПС (или факел). Контроль за параметрами и управление технологическим процессом осуществляется дистанционно по приборам, установленным в операторной с световой и звуковой сигнализацией достижения предельно допустимых и аварийных значений. Регулирование основных параметров, определяющих безопасность ведения технологического процесса, осуществляется в автоматическом режиме. При достижении аварийных значений параметров процесса определяющих его взрывопожароопасность, происходит остановка

отдельного оборудования или срабатывание исполнительных механизмов предотвращающих развитие аварийной ситуации (открытие предохранительных клапанов, остановка насосов). Для оперативного воздействия на технологический процесс имеется возможность дистанционного управления.

Рассмотрим аппараты УПСВ, в которых при нормальной работе паровоздушное пространство отсутствует, к этим аппаратам относятся нефтегазосепараторы, буферные емкости и отстойники, электродегидраторы, нефтяные насосы. Это аппараты, в которых по условиям технологии периодически изменяется уровень. Так как весь процесс добычи и подачи нефти происходит по закрытой схеме, то исключена подача воздуха в аппараты. При этом движения уровня жидкости практически не меняют состав и состояние газовой среды в свободном объеме аппаратов. Нефтяные насосы от БЕ всегда находятся “под” нефтью и свободный объем в них отсутствует.

Для установления концентрации паров в паровоздушном объеме аппаратов, установленных на открытой площадке и насосном блоке УПСВ, произведем оценку горючести среды по температурному пределу распространения пламени вещества, воспользовавшись формулой 1 [5]:

$$t_{нен} - 10^{\circ}C \leq t_{раб} \leq t_{енв} + 10^{\circ}C,$$

где: $t_{раб}$ – рабочая температура жидкости в аппарате, $^{\circ}C$,

$t_{ннв}$, $t_{енв}$ – соответственно нижний и верхний пределы воспламенения жидкости с запасом надежности $\pm 10^{\circ}C$.

Так как на установке имеется система подачи теплой сеноманской воды с целью увеличения температуры нефтяной эмульсии до $40^{\circ}C$, то при нормальной работе будет поддерживаться такая температура жидкости.

Подставив значения в формулу, проверим соответствие температурных пределов нормам технологического регламента аппаратов УПСВ.

Оценку пожаровзрывоопасности среды внутри таких аппаратов следует осуществлять по концентрационным пределам в соответствии с ГОСТ 12.1.044-89 [6].

Таблица 6

Наименование аппарата	Наличие паровоздушного пространства	Рабочая температура, $^{\circ}C$	Температурные пределы воспламенения		Заключение
			$t_{н}-10^{\circ}C$	$t_{в}+10^{\circ}C$	
1	2	3	4	5	6
Насосы для перекачки нефти УПСВ	нет	40	-29	+28	Отсутствует паровоздушное пространство
Нефтегазосепараторы С-1-1, С-1-2, С-2-1 УПСВ	нет	40	-29	+28	Отсутствует паровоздушное пространство

Отстойники О-1, О-2 УПСВ	нет	40	-29	+28	Отсутствует паровоздушное пространство
Буферная емкость БЕ УПСВ	нет	40	-29	+28	Отсутствует паровоздушное пространство

Из проведенного анализа делаем вывод, что при нормальном режиме работы рассматриваемых аппаратов УПСВ среда горючая отсутствует, так как нет паровоздушного пространства и температурный режим выше верхнего предела воспламенения с учетом коэффициента надежности.

2.3 Оценка пожарной опасности аппаратов насосного блока УПСВ при выходе горючих веществ наружу при нормальной работе

В технологии УПСВ не предусмотрено использование технологического оборудования, сообщающегося с атмосферой дыхательной арматурой, через которую возможен выброс паровоздушной смеси.

Рассмотрим оборудование, установленное в помещении насосного блока УПСВ и предназначенное для перемещения нефти - центробежные насосы ЦНС-105-294.

В насосном блоке УПСВ установлено 4 насоса данного типа, 2 из которых находится в резерве. По исполнению насосы центробежные, их валы проходят через корпус с сальниковым уплотнением под давлением 2 МПа. Однако даже такое уплотнение полную герметичность не создает, поэтому при нормальной работе насоса наблюдается утечка нефти через сальник (также и в качестве смазки) в воронку для сбора утечек, обвязанную через гидрозатвор с дренажной емкостью.

Проверим расчетом вероятность образования взрывоопасных концентраций при нормальном режиме работы данных насосов.

Воспользуемся для проверки [таблицей 11.1 стр.170 \[1\]](#), по данным которой среднее выделение углеводородов в производственное помещение при перекачке нефтепродуктов (при температуре до 60°C) составляет 1,0 кг/ч = 1000 г/ч из расчета на один насос.

Величину утечки через сальник центробежного насоса можно оценить по формуле [11.1 стр.170 \[1\]](#):

$$G_c = 0,005 \rho d K \sqrt{H},$$

где: G_c – количество просачивающейся жидкости кг/ч;

ρ – плотность нефти, $\rho = 845 \text{ кг/м}^3$;

d – диаметр вала насоса, $d = 0,06 \text{ м}$;

K – коэффициент испаряемости жидкости, $K = 0,9$;

H – рабочий напор насоса, (при нормальном режиме работы), $H = 25 \text{ м.ст.ж.}$

Подставив значения в формулу, получим количество утечки нефти при работе одного основного насоса:

$$G_c = 0,005 \cdot 845 \cdot 0,06 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{25} = 1,14 \text{ кг/ч} = 1140 \text{ г/ч}.$$

Что больше опытных данных.

Используя рассчитанные данные, определим выход нефти при возможной работе 2 насосов одновременно:

$$G = 1140 \cdot 2 = 2280 \text{ г/ч}.$$

Далее определяем, достаточно ли данного количества нефти, вышедшей из сальников 2 насосов для образования взрывоопасной концентрации в объеме насосной (без учета паров с конвективными потоками).

$$\varphi = \frac{G}{0,8V},$$

где: φ – концентрация паров нефти, г/м³;

$0,8V$ – свободный объем помещения нефтенасосной м³.

$$V = 12 \cdot 6 \cdot 5 = 360 \text{ м}^3.$$

$$\varphi = \frac{2280}{0,8 \cdot 360} = 7,9 \text{ г/м}^3.$$

Нижний предел взрыва в весовых единицах не дается, в справочной литературе приводятся данные в объемных концентрациях для нефти $\varphi_{\text{НКЛВ}} = 1,2\%$.

Переводим объемную концентрацию в весовую:

$$\varphi = \frac{10 \cdot \varphi_{\text{НКЛВ}} \cdot M}{V_t},$$

где: M – масса нефти, кг/кМоль;

V_t – молярный объем паров нефти при рабочих условиях, м³/кМоль.

$$V_t = \frac{22,4 \cdot (t + 273)}{273},$$

где: t – рабочая температура, °С.

$$V_t = \frac{22,4135 \cdot (40 + 273)}{273} = 25,7 \text{ м}^3 / \text{кМоль},$$

$$\varphi_v = \frac{10 \cdot 1,2 \cdot 60,0}{25,7} = 28,0 \text{ г/м}^3.$$

Вывод: так как в объеме насосной концентрация паров нефти $\varphi = 7,9$ г/м³, а нижний концентрационный предел взрыва $\varphi_v = 28,0$ г/м³, то возможность образования общей взрывоопасной концентрации при режиме работы 2 насосов исключена.

2.4 Анализ возможных причин повреждения технологического оборудования

Необходимым условием обеспечения эффективной и безопасной эксплуатации нефтегазового оборудования является его прочность, под которой понимают способность конструкции воспринимать усилия рабочих нагрузок, не разрушаясь и не образуя пластических деформаций сверх установленных величин. Вид и толщина материала аппаратов подбирают таким образом, чтобы они смогли противостоять воздействию внутренней и внешней среды.

Возможны следующие основные комбинации нарушений, в результате которых возникают повреждения технологического оборудования:

–превышение расчетных нагрузок при сохранении расчетной прочности оборудования;

–снижение расчетной прочности оборудования при сохранении расчетных нагрузок;

–одновременное нарушение расчетных нагрузок и расчетной прочности оборудования.

Причины повреждения технологического оборудования классифицируются:

–повреждения в результате механических воздействий;

–повреждения в результате температурных воздействий;

–повреждения в результате химических воздействий.

Повреждения технологического оборудования в результате механических воздействий.

Под механическими воздействиями подразумеваются воздействия, которые возникают в результате превышения расчетных нагрузок на оборудование при сохранении его расчетной прочности.

Одной из причин повреждения корпуса аппарата может стать чрезмерная, против допускаемой, посадка по отношению к трубопроводу в результате некачественно выполненного основания при монтаже. Проанализируем возможные причины механического воздействия применительно к аппаратам наружных установок и насосного блока УПСВ.

По технологическому процессу в нефтегазосепараторах (далее НГС) О-1, О-2, БЕ постоянно поддерживается рабочее давление и уровень жидкости. Поддержание необходимого давления первой ступени сепарации осуществляется с помощью регулирования задвижками, контроль же давления осуществляется электроконтактным манометром ВЭ-16рб. При возрастании давления более $2,3 \text{ кг/см}^2$ на щите управления операторной срабатывает световой сигнал. Для предотвращения давления в нефтегазосепараторах свыше допустимого они оборудованы клапанами СППК. Необходимо отметить следующий момент, что согласно с.46 [1], нормальное заполнение жидкостью аппарата предполагает наличие некоторого газового пространства, исполняющего роль компенсатора, т.е. роль газового колпака, устраняющего опасность образования чрезмерно больших давлений в аппаратах в случае изменения условий, определяющих технологические параметры установки.

Согласно с.47 [1] оптимальная степень заполнения для емкостей и сосудов с жидкостями $\varepsilon \leq 0,9 \dots 0,95$.

Поддержание заданного уровня в С-1-1 осуществляется регулятором уровня Ру-1 (УЭРВ-1-100) в зависимости от показания прибора уровней ДУЖ-1, установленного на С-1-1, регулятор уровня либо прикрывается, либо открывается. Степень открытия регулятора Ру-1 отображается на щите управления в операторной в процентном отношении, также предусмотрено дистанционное управление регулятором уровня. Если дистанционное управление отказало, то осуществляется ручное регулирование уровня задвижками. Аналогичная схема предусмотрена и на других емкостях.

Из вышеперечисленного можно сделать вывод, что НГС, отстойники, БЕ оборудованы автоматическими системами прекращения подачи нефти, сигнализаторами уровней, что предотвращает чрезмерное внутренне давление в аппаратах при несоответствии между подачей в них нефти и их расходом.

Рассмотрим данную причину применительно к аппаратам насосного блока.

Нефть из БЕ через задвижки и сетчатые фильтры поступает на прием нефтяных насосов ЦНС-105-294. Сетчатые фильтры предотвращают попадание в насосы различных механических примесей. Контроль за работой ЦНС производится:

- автоматический контроль за состоянием насосных агрегатов по температуре подшипников;

- по давлению на приеме и выкиде насосов электроконтактными манометрами ЭКМ.

Показания всех приборов выведены на щит КИПиА в операторной. Т.е. параметры работы насосов могут регулироваться как в автоматическом, так и в ручном режимах.

Для предотвращения движения жидкости через насосы в обратную сторону на выкидной линии насосов установлены обратные клапана КОП и задвижки. Далее нефть через фильтр Ф4, турбоквант Т1 «Норд» узла учета нефти, и узел переключения поступает в напорный нефтепровод на ЦПС. На узле переключения установлена электрозадвижка. Центробежные насосы ЦНС при увеличении сопротивления в линии насос могут работать «на себя».

Рассмотрим возможный случай возникновения динамических воздействий вследствие быстрого перекрытия (открытия) выкидной линии электрозадвижкой, происшедшего в результате неисправности («залипания») обратного клапана, и соответственного приращения давления в результате гидравлического удара.

Гидравлическим ударом называется гидродинамическое явление, происходящее в капельной жидкости. Оно заключается в возникновении колебательного затухающего процесса чередования резких повышений и понижений давления в трубе при внезапном изменении скорости движения жидкости. С возникновением гидравлического удара давление среды возрастает скачкообразно с образованием «заброса» давления на повышенный уровень. Повышение давления кратковременно может в несколько раз превышать

рабочее и привести к разрушению деталей трубопровода, прочных при рабочем давлении. При гидравлическом ударе изменяются условия работы арматуры и условия обеспечения ее герметичности.

Меры профилактики: Согласно с.48-49 [1], для предотвращения образования гидравлического удара в системе необходимо придерживаться следующих мер предосторожности: в периоды пуска и остановки аппаратов, в периоды перехода с одного режима на другой следует обеспечить плавность изменения технологических характеристик; устанавливать на трубопроводах медленно закрывающиеся задвижки, воздушные колпаки и предохранительные клапаны, автоматически открывающиеся при повышении давления выше нормального.

Повреждения технологического оборудования в результате температурного воздействия.

Повреждение технологического оборудования может произойти в результате образования не предусмотренных расчетом температурных перенапряжений в материале стенок аппаратов и трубопроводов, а также в результате ухудшения механических характеристик металлов при низких или высоких температурах.

По технологическому регламенту УПСВ поступающая в аппараты нефть подогревается сеноманской водой до высоких температур, поэтому можно предположить, что возможны температурные перенапряжения в материалах, из которых изготовлены трубопроводы и технологические аппараты. Это связано с разницей температуры этих аппаратов, находящихся в режиме пуска и остановки, опорожнения или наполнения, когда в них нефть подается при температуре, соответствующей технологическому процессу. Учитывая, что большинство аппаратов находится вне помещений (за исключением нефтенасосной), перепад температур в материалах может быть довольно значителен (около 90-100°С в самые холодные периоды зимы). Поэтому при разработке и эксплуатации наружных установок данного типа необходимо обеспечивать выполнение мероприятий направленных на устранения нежелательного влияния температурных перенапряжений на их нормальную работу.

Помещение насосного блока оборудовано приборами центрального водяного отопления, поэтому в холодное время года оборудование нефтенасосной не подвержено температурным перенапряжениям.

Меры профилактики: Разгрузка трубопроводов от температурных напряжений установкой температурных компенсаторов (Π-образных, лирообразных и др.). Для уменьшения разности температур между внутренними и наружными поверхностями стенок аппаратов и трубопроводов их необходимо защищать теплоизоляцией. Строго придерживаться технологического процесса для предотвращения нагрева аппаратов выше допустимых температур. Во избежании температурных перенапряжений следует очень медленно нагревать и охлаждать аппараты в период их пуска и остановки, не допускать нарушения установленного темпа изменения температуры во времени.

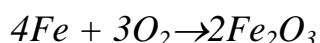
Опасность действия низких температур (до минус 50°С) на аппараты, размещенные на открытых технологических площадках УПСВ. Аппараты, работающие в условиях низких температур на открытых площадках (в нашем случае это сепараторы С-1-1, С-1-2, С-2-1, отстойники О-1 и О-2, буферная емкость БЕ и т.д.), чувствительны кразличного рода динамическим воздействиям. В этих условиях эксплуатации оборудования возникает опасное явление хладоломкости стали, связанное с падением ударной вязкости. Ударная вязкость углеродистых сталей резко (скачкообразно) падает при снижении температуры. Потеря ударной вязкости может привести к образованию трещин, а иногда к полному разрушению аппаратов из этих сталей даже при действии нормальных рабочих нагрузок.

Меры профилактики: Для предотвращения разрушения емкостей необходимо предусмотреть их защиту теплоизоляцией. Также необходимо в зимний период реже осуществлять операции слива и налива (т.е. по возможности все регламентные работы, связанные с опорожнением емкостей производить в теплое время года), принять меры к утеплению наиболее нагруженных нижних поясов. В технологическом регламенте рассмотрены особенности эксплуатации, пуска и остановки УПСВ в зимнее время года.

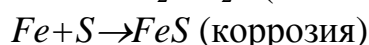
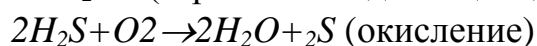
Повреждения технологического оборудования в результате химического воздействия.

Обращающиеся в технологическом процессе вещества и окружающая среда вступают в химическое взаимодействие с материалом, из которого изготовлено технологическое оборудование, вызывая его разрушение. Разрушение материала в результате взаимодействия с соприкасающейся с ним средой называется коррозией.

Химическая коррозия происходит за счет воздействия кислорода воздуха и сероводорода, содержащегося в сырой нефти. От кислородной коррозии происходит образование ржавчины



Оксид Fe_2O_3 не обладает механической прочностью и легко отслаивается от металла. Сероводород при температуре 310°С и выше разлагается, в результате чего происходит процесс диссоциации сероводорода с образованием элементарной серы и взаимодействия ее с металлом, например:



Сернистые соединения представляют собой пористые вещества, не обладающие большой механической прочностью, и легко отслаиваются от железа. Разрушение материала стенок трубопроводов и аппаратов образуется и за счет электрохимической коррозии, наиболее часто встречающийся. Одной из разновидностей, которой является атмосферная коррозия. В присутствии влаги на поверхностях трубопроводов и аппаратов образуется тонкая пленка с растворенными в ней воздухом и примесями, присутствующими в атмосфере. Эта пленка влаги и является электролитом. В результате электрохимического

воздействия электролита на металл происходит растворение последнего, что приводит к утоньшению металла и снижению его механической прочности.

По технологии на УПСВ предусмотрены установки блочные БРХ, которые предназначены для дозированного ввода деэмульгаторов (для разрушения эмульсии "вода-нефть") и ингибиторов коррозии в нефть, поступающую на прием установок. Тем самым, в технологических процессах УПСВ осуществляется уменьшение коррозионной активности среды введением замедлителей коррозии. В качестве ингибиторов коррозии применяются такие реагенты, как СНПХ-4810А, Серво-148.

Меры профилактики: Применение коррозионно-устойчивых металлов; изоляция внутренних металлических поверхностей аппаратов открытой технологической площадки защитными антикоррозионными покрытиями.

2.4 Анализ возможных источников зажигания при эксплуатации технологического оборудования.

Одновременное появление в пространстве трех факторов – горючего вещества, окислителя и источника зажигания – может привести при определенных количественных соотношениях к возникновению и развитию пожара. Основной принцип пожарной профилактики состоит в устранении или хотя бы в разобщении по времени с остальными одного из указанных факторов.

На многих производствах горючая среда присутствует постоянно, и именно пожароопасный источник тепла является тем единственным фактором, который может и должен быть устранен.

Источники тепла очень разнообразны. Знание теоретических основ возникновения горения может помочь в разработке мероприятий, способствующих предотвращению возникновения пожара, а также в точной оценке пожарной опасности того или иного технологического процесса.

Тепловое проявление механической энергии.

При ремонте и эксплуатации технологического оборудования имеет место высечение искр при использовании искрящего инструмента. Размеры искр удара и трения, которые представляет собой раскаленную до свечения частичку металла, обычно не превышающую размера 0,5 мм, а их температура находится в пределах температуры плавления металла. Температура искр, образующихся при соударении металла, способных вступить в химическое взаимодействие друг с другом с выделением значительного количества тепла, и может превышать температуру плавления.

Наиболее опасными по возможности перегрева являются подшипники скольжения сильно нагруженных и высокооборотных валов. К увеличению сил трения, а, следовательно, и количество выделяющегося тепла могут привести нарушение качества смазки рабочих поверхностей, загрязнения, перекосы, перегрузка двигателя насосов и чрезмерная затяжка подшипников.

Определим возможность воспламенения горючей смеси в помещении нефтенасосной УПСВ (в случае ее образования) от перегретого корпуса подшипника вала насоса из-за нарушения режима смазки. Тип насоса - центробежный насос ЦНС-105-294; диаметр вала 60мм; число оборотов вала 2950об/мин; материал трущихся тел Сталь-Сталь, радиальная сила 3000Н, поверхность подшипника 0,09м². Примем коэффициент теплообмена между поверхностью подшипника и средой 200 Вт/(м²·К).

Максимальная температура поверхности корпуса подшипника определяется по формуле [5]:

$$T_n = T_{\text{с}} + \frac{Q_{\text{тр}}}{\alpha F},$$

где $T_{\text{с}} = 20^{\circ}\text{C} = 293\text{K}$ - температура окружающей среды;

α - коэффициент теплообмена между поверхностью подшипника и средой;

F - площадь поверхности подшипника;

$Q_{\text{тр}}$ - мощность сил трения, определяемая по формуле а [5]:

$$Q_{\text{тр}} = \frac{\pi \cdot f \cdot N \cdot d \cdot n}{60} = \frac{3,14 \cdot 0,15 \cdot 3000 \cdot 0,06 \cdot 2950}{60} = 4168,4 \text{ Вт},$$

где $f = 0,15$ - коэффициент трения движения, определяемый по таблице с.64 [5], для материала трущихся тел Сталь-Сталь;

$N = 3000\text{Н}$ - радиальная сила;

$d = 0,06 \text{ м}$ - диаметр вала подшипника;

$n = 2950 \text{ об/мин}$ - число оборотов вала.

Окончательно получаем:

$$T_n = T_{\text{с}} + \frac{Q_{\text{тр}}}{\alpha F} = 293 + \frac{4168,4}{200 \cdot 0,09} = 525\text{K} = 252^{\circ}\text{C}$$

На основании проведенного расчета делаем вывод, что температура подшипника насоса превышает температуру самовоспламенения нефти $t_n = 252^{\circ}\text{C} > t_{\text{св}} = 237^{\circ}\text{C}$, следовательно при попадании нефти на разогретую поверхность подшипника произойдет его воспламенение.

Меры профилактики: Чтобы избежать пожаровзрывоопасной ситуации, постоянный контроль температуры подшипников необходимо осуществлять с помощью систем КИПиА - установкой термопар с выводом на пульт управления в операторную. Для визуального контроля температуры подшипников возможно применение термочувствительных красок, нанесенных на корпус подшипников и изменяющих свой цвет при нагревании. Замена подшипников скольжения на подшипники качения с обеспечением контроля смазки и температуры.

Тепловое проявление электрической энергии.

При несоответствии электрооборудования характеру технологической среды, а также в случае несоблюдения правил эксплуатации этого электрооборудования может возникнуть пожаровзрывоопасная ситуация на производстве. Пожаровзрывоопасные ситуации возникают в технологических процессах производств при коротких замыканиях, при пробоях слоя изоляции, при чрезмерном перегреве электродвигателей, при повреждениях отдельных участков электросетей, при искровых разрядах статического и атмосферного электричества и т.п.

Для защиты от статического электричества на установке произведено присоединение всего оборудования и аппаратуры к защитному заземляющему контуру, выполненному в виде стержневых электродов $\varnothing=16\text{мм}$ и длиной 5м, соединенных между собой стальной полосой сечением 40x4мм. Сопротивление 4 Ома. Реальную опасность представляет «контактная» электризация людей работающих с движущимися электрическими материалами. При соприкосновении человека с заземленным предметом возникают искры с энергией от 2,5 до 7,5 МДж. Разряды статического электричества могут образоваться при перемещении жидкостей и газов. Искровые разряды статического электричества могут воспламенить паровоздушные смеси. Накапливанию высоких потенциалов статического электричества и формированию высоких потенциалов статического электричества способствует неэффективность или неисправность заземляющих устройств, образование электроизоляционного слоя отложений на заземленных поверхностях, нарушение режимов работы аппаратов (увеличение скорости движения жидкостей, загрязненность движения жидкостей).

Неправильная эксплуатация системы молниезащиты в зонах активного проявления грозовой деятельности могут вызвать поражение зданий, сооружений, технологических установок прямыми ударами молнии. Опасность прямого удара молнии заключается в контакте горючей среды с накалом молнии, температура в которой достигает 20000°C . при времени действия около 100 мкс. От прямого удара воспламеняются все горючие смеси. Опасность вторичного воздействия молнии заключается в искровых разрядах, возникающих в результате индукционного и электромагнитного воздействия атмосферного электричества на производственное оборудование. Энергия искрового разряда превышает 250 МДж.и достаточна для воспламенения горючих веществ с минимальной энергией зажигания до 0,25 Дж. Занос высокого потенциала на установку происходит по металлическим коммуникациям, не только при их прямом поражении молнии, но и при расположении коммуникаций в непосредственной близости от молниеотвода. При несоблюдении безопасных расстояний между молниеотводами энергия возможных искровых разрядов достигает значений 100 Дж и более, то есть, достаточна для воспламенения практически всех горючих веществ.

При коротком замыкании проводников электрического тока или замыкании на землю образуются электрические дуги, искры и выделяется

большое количество тепла. Короткое замыкание может вызвать воспламенение изоляции, расплавление проводников или деталей электрических машин с разбрызгиванием частичек расплавленного металла,

Меры профилактики: Для предупреждения накопления статического электричества, возникающего при движении нефти по трубопроводам, заполнения и пропаривания емкостей применять защитное заземление оборудования и трубопроводов. С целью уменьшения потенциала статического электричества первоначальное заполнение емкостей вести с минимальной скоростью; ввод нефти в аппараты, резервуары производить под слой нефти, воды.

Ежегодно производить замеры сопротивления изоляции силовых и осветительных сетей установки; сопротивления растеканию тока заземляющих устройств и контура заземления; ежемесячно согласно разработанного графика производить осмотры взрывозащищенного электрооборудования установки.

Открытый огонь и раскаленные продукты горения.

Пожары, вызванные открытым огнем довольно частое явление. Это объясняется не только тем, что открытый огонь широко используется для производственных целей, при аварийных и ремонтных работах, и поэтому нередко создаются условия для случайного контакта пламени с горючей средой, но и тем, что температура пламени, а также количество выделяющегося при этом тепла достаточно для воспламенения почти всех горючих веществ.

Высокую пожарную опасность имеет пал сухой травы в пожароопасный период. Мерой профилактики является своевременная очистка территории УПСВ от травы и кустарниковой поросли.

Значительную пожарную опасность представляют собой огневые ремонтные и монтажные работы. Пожарная опасность обусловлена не только открытым пламенем, но и наличием раскаленного и расплавленного металла. При газовой сварке температура пламени дуги при использовании угольных электродов составляет 3200-3900⁰С, стальных электродов 2400-2600⁰С. При попадании на горючие материалы искры воспламеняют их.

2.6 Анализ развития и распространения пожара.

Развитие пожара зависит от места возникновения, размеров начального очага горения, устойчивости конструкции здания, наличия средств автоматической противопожарной защиты и удаленности пожарных подразделений от объекта. Распространению пожара способствует скопление значительного количества горючих веществ и материалов на производственных и складских площадях, наличие технологических коммуникаций и путей, создающих возможность распространения пламени и продуктов горения на смежные установки, в соседние помещения;

Внезапное появление в процессе пожара факторов, ускоряющих его развитие (аварийный разлив жидкостей, выброс газов, взрыв технологического оборудования).

Одними из наиболее важных факторов влияющих на распространение пожаров являются:

- позднее обнаружение возникшего пожара;
- отсутствие или неисправность стационарных и первичных средств тушения пожара;
- неправильные действия людей по тушению пожара.

Различают два вида распространения пожара: линейное, объемное.

Под линейным распространением пожара подразумевается перемещение пламени по поверхности веществ в данном направлении и на данной плоскости.

Под объемным распространением пожара подразумевается возникновение новых очагов пожара на известном расстоянии от первоначальной и в других плоскостях.

Итак, на объектах возможны следующие пути распространения пожара:

- по поврежденным аппаратам;
- по промышленной канализации;
- по паровоздушному облаку;
- по поверхности пролитого вещества;
- по вентиляционным системам;
- по технологическим проемам.

Перемещение пламени по поверхности горючих веществ объясняется следующим образом. Горение, возникнув в одном месте, связано с выделением теплоты, которое передается как соприкасающимися с очагом горения поверхностями горючих веществ, так и с поверхностями, расположенными на расстоянии. Как только эти поверхности веществ нагреются до температуры самовоспламенения или воспламенение произойдет их загорание и перемещение пламени, охватывающее определенную площадь.

Возможные пути распространения пожара на УПСВ.

Основной причиной распространения пожара в пределах помещения (а также при крупных пожарах на технологических установках) является передача теплоты излучением, конвекцией и теплопроводностью. По мере увеличения площади пожара до известных значений нагретые продукты горения сами излучают теплоту и перемещаясь, отдают ее окружающим предметам, конструкциям и оборудованию. Кроме продуктов горения, источником излучения энергии является факел пламени. При этом продукты горения и лучистая энергия распространяясь отдают теплоту на значительном расстоянии от первоначального очага пожара.

При благоприятных условиях распространения пожара за пределы помещения насосного блока (разгерметизация в результате порыва трубопровода подачи нефти в насосный блок) при имеющейся скорости распространения пламени и скорости прогрева нефти пожар может развиваться и

за пределами насосного блока в сторону открытой технологической площадки УПСВ. После 15-20 мин. воздействия пламени на аппараты площадки произойдет потеря несущей способности металлических конструкций, на которых установлены нефтегазосепараторы, выход из строя узлов управления задвижками, разгерметизации фланцевых соединений, нарушение целостности емкостей, и, возможен взрыв нефтегазосепараторов с последующим горением.

Необходим учет в прогнозе развития пожара таких характеристик, как скорость ветра, обводненность нефти, характер разрушения установок, от которых во многом зависит и скорость выгорания нефти.

Итак, распространение пожара возможно

–через закрытые проемы насосного блока при взрыве;

–по разлившейся нефти из насосного блока и наружных установок;

–по электрокабельному хозяйству;

–по канализационной сети, сообщающей насосный блок и БЕ с емкостьюсбора утечек (дренажной емкостью).

При имеющихся показателях горючих веществ и материалов, обращающихся в производственном процессе УПСВ, невозможности абсолютного исключения источников зажигания и ослаблении контроля за ними со стороны обслуживающего персонала объекта, а также выхода из строя средств контроля и автоматики, на объекте возможно возникновение пожара.

Анализируя факторы пожарной опасности открытой технологической площадки и насосного блока УПСВ, а также учитывая статистику происшедших пожаров на аналогичных объектах региона, можно сделать вывод о том, что наибольшую степень пожарной опасности представляет собой насосный блок.

На основании изложенного выше, пожарная опасность насосного блока обусловлена следующим:

–давление нагнетания насосов (max) составляет $29,4 \text{ кгс/см}^2$;

оптимальное давление нагнетания на выкиде насосов – $8-25 \text{ кгс/см}^2$.

–возможностью повышения температуры трущихся частей насосных агрегатов из-за недостаточной смазки или разбива подшипников;

–возможностью увеличения утечки нефти через сальники насосов;

–возможной утечки нефти через неплотности фланцевых соединений;

–применением силового и осветительного электрооборудования;

–возможностью образования взрывоопасных концентраций паров нефти при вышеперечисленных факторах в данном объеме помещения за короткое время;

–возможностью накопления зарядов статического электричества.

Поскольку пожаровзрывоопасная ситуация наиболее вероятна в насосном блоке, то в результате ее возникновения возможен большой выход нефти в объем помещения. Учитывая скорость распространения пламени при температуре жидкости выше температуры вспышки $0,5 \text{ м/с}$, линейную скорость выгорания нефти $0,15 \text{ м/ч}$, линейную скорость прогрева нефти $0,4 \text{ м/ч}$, пожар охватит практически все помещение насосного блока.

Так как помещение насосного блока имеет площадь $S = 72 \text{ м}^2 < 300 \text{ м}^2$, то в соответствии с **НПБ 110-99 п.4.6 [20]** оборудование помещения автоматической установки пожаротушения не требуется.

При возникновении пожаровзрывоопасной ситуации на аппаратах (емкостях) технологической площадки УПСВ возможен большой выход нефти из поврежденного аппарата и с учетом показателей пожарной опасности нефти может развиваться по площади всей площадки.

Опасными факторами пожара в данной ситуации будут:

- опасные факторы взрыва;
- быстрораспространяющееся открытое пламя (при высокой скорости распространения пламени по поверхности разлившейся нефти-0,5 м/с) в рабочей зоне УПСВ;
- резкое повышение температуры в рабочей зоне УПСВ;
- токсичность продуктов горения нефти;
- дым в рабочей зоне;
- резкое понижение концентрации кислорода в рабочей зоне УПСВ;
- осколки (части) разрушившихся в результате взрыва наружных установок и здания насосного блока;
- электрический ток (в результате разрушения электрических цепей).

Так как открытая технологическая площадка и насосный блок относится к местам периодического нахождения обслуживающего персонала, то влияние опасных факторов пожара будут только во время нахождения персонала в момент возникновения пожаровзрывоопасной ситуации.

Опасные факторы пожара будут оказывать воздействие на обслуживающий персонал, который может находиться в момент возникновения пожаровзрывоопасной ситуации на верхних ярусах площадок обслуживания наружных установок открытой технологической площадки. Так как лестницы с этих ярусов проходят в непосредственной близости от емкостей, то можно сделать вывод о недостаточном обеспечении безопасности обслуживающего персонала.

Меры профилактики: Необходимость устройства лотка в месте расположения узла задвижек между зданием насосного блока и площадкой сепарации для отвода возможных утечек нефти в закрытый канализационный колодец через гидравлический затвор. Обеспечение автоматического отключения установки вытяжной вентиляции насосного блока в случае возникновения пожара в нем; сблокирование автоматического отключения с сигналом установки пожарной сигнализации насосного блока. Обеспечение безопасности людей при их работе на верхнем ярусе площадок обслуживания нефтегазосепараторов устройством огнезащитных экранов, выступающих не менее 1 м в каждую сторону за грань лестниц (со стороны технологического оборудования) из несгораемых материалов с пределом огнестойкости 0,25 ч.

3 Определение категории производственных объектов по взрывопожарной и пожарной опасности.

Категорирование производств по взрывопожарной и пожарной опасности является одним из главных вопросов пожарной профилактики технологических процессов производств.

Основным нормативным документом по определению категорий помещений и зданий производственного назначения по взрывной и пожарной опасности в зависимости от количества и пожаровзрывоопасных свойств находящихся (обращающихся) в них веществ и материалов с учетом особенностей технологических процессов размещенных в них производств является **НПБ 105-95 «Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности»**. Нормативным документом по определению категорий наружных установок производственного и складского назначения является **НПБ 107-97 «Определению категорий наружных по пожарной опасности»**.

3.1 Расчет категории помещения насосного блока УПСВ по взрывопожарной и пожарной опасности

Отнесение производственного помещения насосного блока УПСВ к той или иной категории осуществляем путем последовательной проверки принадлежности помещения к категориям, приведенным в **таблице 1** [19].

При расчете значений критериев взрывопожарной опасности в качестве расчетного выбираем наиболее неблагоприятный вариант аварии аппаратов насосного блока УПСВ - повреждение (разгерметизация) нефтяного насоса ЦНС-105-294. Размеры помещения 12м×6м×5м;

Количество поступившей в помещение нефтенасосной нефти, которая может образовать взрывоопасную паровоздушную смесь, определяем исходя из следующих предпосылок:

- происходит расчетная авария находящегося в работе нефтяного насоса;
- содержимая в насосе нефть $W=0,03 \text{ м}^3$ поступает в помещение, степень заполнения насоса $\varepsilon=1$;

–происходит одновременная утечка нефти из трубопроводов подачи в насос и выкида из насоса в объеме этих трубопроводов до задвижек, расположенных в узле задвижек снаружи насосного блока, и с помощью которых наиболее вероятно отключение линий в случае аварии в нефтенасосной (хотя и есть задвижки в самой насосной). Так как отключение трубопроводов будет производиться с узла задвижек, то принимаем следующие характеристики:

- 1) время отключения принимаем $T_o=120\text{с}$ (наличие автоматической системы отключения);
- 2) длина подводящего трубопровода от задвижки узла до насоса $l_n=8\text{м}$, отводящего трубопровода $l_o=9\text{м}$, диаметр трубопроводов (внутренний)

$d=263\text{мм}$ (радиус $r=131,5\text{мм}$);

3) расход нефти в трубопроводах $q=0,029\text{ м}^3/\text{с}$;

–происходит испарение с поверхности разлившейся нефти исходя из расчета, что 1 л нефти разливается на 1 м^2 пола помещения нефтенасосной;

–дополнительные источники испарения пожароопасных жидкостей отсутствуют;

–длительность испарения нефти принимаем равной времени ее полного испарения, но не более 3600 с;

В расчетах будем учитывать работу аварийной вентиляции насосного блока, которая автоматически включается при превышении содержания взрывоопасных паров углеводородов и имеющей резервный вентилятор с электроснабжением по первой категории надежности.

1. Проведем расчет объема нефти, поступившей в помещение насосного блока в результате аварии, и площади ее разлива по формуле:

$$V_{жс} = \varepsilon V_{ан} + qT_o + \pi(r^2 l_n + r^2 l_o) =$$

$$= 1 \cdot 0,03 + 0,029 \cdot 120 + 3,14(0,1315^2 \cdot 8 + 0,1315^2 \cdot 9) = 4,43\text{ м}^3 = 4430\text{ л.}$$

Тогда площадь ее разлива согласно п.3.2 [19]: $F_u = 1,0 \cdot 4430 = 4430\text{ м}^2$;

Поскольку площадь помещения $F=12 \cdot 6 = 72\text{ м}^2$ меньше рассчитанной площади разлива нефти $F_u = 4430\text{ м}^2$, то окончательно принимаем площадь испарения: $F_u = F = 72\text{ м}^2$;

2. Масса нефти, вышедшей в помещение нефтенасосной, равна:

$$m_n = V_{жс} \rho_{жс} = 4,43 \cdot 845 = 3743,3\text{ кг.}$$

3. Определим давление насыщенных паров нефти при расчетной температуре жидкости $t_p = 40\text{°C}$, используя данные констант Антуана, которые были предоставлены ОАО «Тюменнефтегаз», и поэтому в расчете используем коэффициент 0,133:

$$P_S = 0,133 \cdot 10^{A - \frac{B}{C + t_p}} = 0,133 \cdot 10^{5,52 - \frac{902,91}{249,5 + 40}} = 33,49\text{ кПа};$$

4. Интенсивность испарения нефти составит:

$$W = 10^{-6} \eta \sqrt{M} \cdot P_S = 10^{-6} \cdot 2,4 \cdot \sqrt{60} \cdot 33,49 = 6,22 \cdot 10^{-4}\text{ кг}/(\text{с} \cdot \text{ м}^2),$$

где: η - коэффициент, принимаемый из табл. 3 [19] в зависимости от скорости и температуры воздушного потока над поверхностью испарения, при температуре воздуха в помещении 20°C и скорости воздушного потока $0,1\text{ м} \cdot \text{с}^{-1}$ принимаем $\eta = 2,4$;

M - молярная масса, по справочным данным принимаем $60\text{ кг}/\text{кмоль}$;

5. Время полного испарения разлившейся нефти:

$$\tau = \frac{m_H}{W \cdot F_u} = \frac{3743,3}{6,22 \cdot 10^{-4} \cdot 72} = 83586 \text{ с} - \text{что больше 1 часа.}$$

Принимаем в дальнейшем расчете время испарения, равное 1 часу.

6. Масса жидкости, испарившейся с площади пола нефтенасосной с учетом работы аварийной вентиляции при двукратном воздухообмене:

$$m = \frac{W \cdot F_u \cdot \tau_p}{(AT + 1)} = \frac{6,22 \cdot 10^{-4} \cdot 72 \cdot 3600}{\left(2 \cdot \frac{3600}{3600} + 1\right)} = 53,74 \text{ кг};$$

где: A – кратность воздухообмена, с^{-1} ;

T – продолжительность поступления паров нефти в помещение, приняли 1 ч = 3600с;

7. Определим плотность пара при расчетной температуре воздуха в данном помещении. В качестве расчетной температуры принимаем максимально возможную температуру воздуха в нефтенасосной в данной климатической зоне $t_p = 38^\circ\text{C}$:

$$\rho_{г.н} = \frac{M}{V_0(1 + 0,00367 \cdot t_p)} = \frac{60}{22,413 \cdot (1 + 0,00367 \cdot 38)} = 2,35 \text{ кг/м}^3$$

8. Средняя рабочая концентрация паров нефти в помещении нефтенасосной:

$$\varphi_p = \frac{100m}{\rho_{г.н} \cdot V_{CB}} = \frac{100 \cdot 53,74}{2,35 \cdot 288} = 7,9\% \text{ об.}$$

Нижний концентрационный предел распространения пламени для паров нефти $\varphi_{НКПР} = 1,2\% \text{ об.}$ Так как $\varphi_p > 0,5 \cdot \varphi_{НКПР}$, то принимаем, что объем зоны взрывоопасных концентраций при аварийной ситуации будет занимать весь объем помещения.

9. Масса паров жидкости, участвующая в образовании реальных зон взрывоопасных концентраций:

$$m = m \cdot Z = 53,74 \cdot 0,3 = 16,12 \text{ кг},$$

где: Z - коэффициент участия горючего во взрыве, согласно табл. 2 [19] принимаем равным 0,3;

10. Определим плотность воздуха до взрыва:

$$\rho_B = 352 / (t_B + 273) = 352 / (20 + 273) = 1,201 \text{ кг}\cdot\text{м}^{-3}$$

11. Тогда избыточное давление взрыва, согласно п. 3.6 [19] определяем по формуле:

$$\Delta P = \frac{m \cdot H_T \cdot P_0}{V_{CB} \cdot \rho_B \cdot C_P \cdot T_0} \cdot \frac{1}{K_H} = \frac{16,12 \cdot 43239 \cdot 101 \cdot 10^3}{288 \cdot 1,201 \cdot 1,01 \cdot 10^3 \cdot 293 \cdot 3} = 229 \text{ кПа}$$

где: H_T – теплота сгорания нефти, кДж·кг⁻¹;

P_0 – начальное давление, кПа (принимается 101 кПа согласно п.3.5 [19];

K_H – коэффициент, учитывающий не герметичность помещения, принимаем равным 3 согласно п. 3.5. [11];

V_{CB} – свободный объем помещения, м³:

$$V_{CB} = 0,8 \cdot 12 \cdot 6 \cdot 5 = 288 \text{ м}^3;$$

T_0 – начальная температура воздуха, К;

Вывод: Помещение нефтенасосной необходимо отнести к категории «А», так как в технологическом процессе обращается ЛВЖ – нефть с температурой вспышки $t_{всп.} = -21^\circ\text{C}$, что меньше величины 28°C , и в случае взрыва при аварийной ситуации может создаться избыточное давление взрыва в помещении $\Delta P = 229$ кПа, что значительно превышает значение в 5 кПа, как определяющее для отнесения исследуемого помещения к категории «А» по взрывопожарной и пожарной опасности. Следовательно, дальнейшую проверку не производим.

4 Анализ противопожарной защиты технологического оборудования УПСВ

На основании анализа пожарной опасности технологического процесса, с учетом режимов работы технологического оборудования проведем анализ его противопожарной защиты.

Результаты пожарно-технической экспертизы сведем в таблицу 7.

Таблица 7 - Пожарно-техническая экспертиза технологической схемы УПСВ

Принято по проекту	Требуется по нормам	Ссылка на пункты норм. док.	Вывод о соответствии
1	2	3	4
Процесс перемещения ЛВЖ (насосная нефти)			
Насос для перекачки нефти ЦНС-105-294 (центробежные с сальниковым уплотнением):	Для нагнетания ЛВЖ должны применяться, как правило, центробежные насосы бессальниковые: с двойным торцевым, а в обоснованных случаях с	ПБ 09-170-97 п.4.4.7	Не соответствует

	одинарным торцевым с дополнительным уплотнением		
запуск насосных агрегатов сблокирован с ДУЖ-1м, установленного на БЕ, при помощи регулятора Рпн (автоматически);	<u>Должны оснащаться:</u> - блокировки пуска при отсутствии перемещаемой жидкости в его корпусе или отклонениях уровней в расходной емкости до предельно допустимых значений;	ПБ 09-170-97 п.3.1.12	Соответствует
- отсутствует;	- системами контроля за состоянием подшипников по температуре с сигнализацией, и блокировками в систему ПАЗ;	ПБ 09-170-97 п.4.4.9	Не соответствует
- при уровнях нефти в БЕ: "ВаУР", "ВУРдоп", "НУР доп", "НАУР" на щите управления в операторной срабатывают световые сигналы, а при "ВАУР" и "НАУР"-звуковой сигнал на установке;	- средствами предупредительной сигнализации при достижении опасных значений параметров в расходной емкости;	ПБ 09-170-97 п.3.1.12	Соответствует
Запорная арматура (задвижки) установлены непосредственно в насосном блоке, вблизи насосов; до задвижки на линии нагнетания установлен обратный клапан;	Запорная арматура на нагнетательном и всасывающем трубопроводах д.б. тах приближена к насосу и находится в зоне удобной для обслуживания; на нагнетательной линии д.б. установка обратного клапана;	ПБ 09-170-97 п.4.4.3	Соответствует
- отсутствует;	Для защиты от растекания жидкости требуется устройство бортиков по периметру	ПБ 09-170-97	Не соответствует

	насосных агрегатов высотой 0,15 м на расстоянии 1 м от насоса;	п.4.6.5	
-обеспечено сблокирование отключения установки аварийной вентиляции с сигналом пожарной сигнализации и остановкой насосов;	При пожаре в помещении насосного блока необходимо предусмотреть автоматическую остановку насосов;	ППБО – 85 п.3.4.18	Соответствует
Процесс разделения материальных сред (площадка сепарации)			
Технологический процесс УПСВ ведется по "закрытой" технологической схеме; паровоздушное пространство в аппаратах отсутствует (см. раздел 2)	Технологический процесс Разделения продуктов должен проводиться вне области взрываемости. Д.б. предусмотрены меры, предотвращающие образование взрывоопасных смесей на всех стадиях процесса;	ПБ 09-170-97 П.3.2.1	Соответствует
Аппараты оборудованы: - С-1-1, С-1-2, О-1, О-2, БЕ: манометры ЭКМ ВЭ-16рб, МПЗ-У; указатели уровня ДУЖ-1м, РУПЖ (С-1-1); предохранительный клапан ППК-150; регулирующий клапан УЭРВ-1-100 (для регулирования уровня во всех, кроме С-1-2); ручные и электрические задвижки;	При разделении горючих паров и жидкостей предусматриваются средства контроля и регулирования разделения фаз; Для управления работой и обеспечения безопасных условий эксплуатации сосуда д.б. оснащены: • запорно-регулирующей арматурой; • приборами для измерения давления; • предохранительными	ПБ 09-170-97 п.3.2.2 ПБ 10-115-96 п.5.1.1	Соответствует Соответствует

	<p>устройствами;</p> <ul style="list-style-type: none"> указателями уровня жидкости; 		
<p>Площадки обслуживания, пролеты лестниц верхнего яруса нефтегазосепараторов не имеют защиты от опасных факторов пожара(взрыва);</p>	<p>Безопасность людей при работе на верхнем ярусе площадок обслуживания емкостей д.б. обеспечена устройством огнезащитных экранов, выступающих не менее 1м за грань лестниц (со стороны технологического оборудования) из негоряемых материалов с пределом огнестойкости 0,25ч;</p>	<p>СНиП 2.09.03-85 п.12.17</p>	<p>Не соответствует</p>
<p>Место установки узла задвижек, расположенного между насосным блоком и открытой технологической площадкой не обеспечено возможностью сбора утечек, дренаж отсутствует;</p>	<p>Узел размещения запорной арматуры должен быть обеспечен возможностью отвода утечек нефти в случае аварии в аварийную емкость сбора утечек посредством устройства лотка через гидравлический затвор;</p>	<p>ППБО-85 п.7.5.4.2</p>	<p>Не соответствует</p>
<p>Автоматические средства газового анализа. Вентиляция.</p>			
<p>- контроль воздуха насосного блока осуществляется автоматическими газосигнализаторами СТМ-10. При превышении содержания паров углеводородов нефти выше 4,7% НКПВ включается аварийная вытяжная вентиляция, выше 30%-от-</p>	<p>Контроль загазованности по ПДК и НКПВ д.б. обеспечен средствами автоматического газового анализа с сигнализацией. Места установки датчиков должны располагаться согласно проекту; Для систем аварийной вентиляции предусматривается их автоматическое</p>	<p>ПБ 09-170-97 п.5.4.1</p> <p>ПБ 09-170-97 п.7.7</p>	<p>Соответствует</p> <p>Соответствует</p>

<p>ключении насосных агрегатов; -контроль состояния воздушной среды открытой технологической площадки осуществляется переносным ручным газоанализатором в определенных точках отбора проб через каждые 2 часа;</p>	<p>включение при срабатывании установленных в помещении сигнализаторов до взрывных концентраций или от газоанализаторов.</p>		
--	--	--	--

5 Анализ строительной части проекта насосного блока УПСВ

Конструктивно-планировочные решения в области противопожарной защиты зданий и сооружений нормируются строительными нормами и правилами, нормами пожарной безопасности, государственными стандартами, различными указаниями и инструкциями. Наличие системы общеобязательных нормативных документов, строгое соблюдение содержащихся в них требований является основой внедрения рациональных проектных решений, современных методов строительного производства, важнейшим средством повышения эффективности строительства и позволяют разрабатывать и внедрять систему противопожарной защиты зданий и сооружений на стадиях проектирования, строительства и реконструкции объектов.

В данном проекте проведен анализ противовзрывной защиты здания насосного блока, произведены расчеты требуемой площади легкобрасываемых конструкций.

5.1 Анализ строительных конструкций зданий насосного блока

С 01.01.2002 г. введены в действие СНиП 31-03-2001 «Производственные здания». В связи с тем, что проектная документация и строительство данного объекта было произведено в 1994 году, то согласно предисловию СНиП 31-03-2001 экспертизу проектных материалов будем проводить по СНиП 2.09.02-85* и СНиП 2.01.02-85 «Противопожарные нормы». С 01.02.2002г. проектирование производственных зданий должно осуществляться только в соответствии с СНиП 31-02-2001 и СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений».

По таблице 1* СНиП 2.09.02-85* «Производственные здания» [24] определяем требуемую огнестойкость здания в зависимости от этажности и площади здания, а также от категории здания по взрывопожарной опасности и наличия автоматической установки пожаротушения:

О_{тр}-Ша.

По таблице 1 СНИП 2.01.02-85* «Противопожарные нормы» [26] определяем минимальные пределы огнестойкости и максимальные пределы распространения огня для основных строительных конструкций, рассматриваемых в проекте. Эти данные вносим в графы 7 и 8 таблицы 3.1. и используем впоследствии при определении соответствия фактических пределов огнестойкости строительных конструкций требуемым.

Определяем фактические и требуемые пределы огнестойкости и пределы распространения огня для запроектированных строительных конструкций, сравниваем их и делаем вывод. Условия безопасности будут выполнены, если соблюдены следующие условия:

$$P_{ф} \geq P_{тр}; \quad L_{ф} \leq L_{тр}.$$

Полученные результаты сводим в таблицу 8.

Таблица 8

№ п/п	Наименование конструкции	Принято проектом		Ссылка на пособие к СНИП-2-80	Разрешается применять	Требуется по нормам		Ссылка на нормы	Вывод
		П _ф , ч	Л _ф , см			П _ф , ч	Л _ф , см		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Колонны металлические (КМ1) каркаса - труба фасонная Ø 273x10мм., незащищенные.	0,9	0	Табл.2 с учетом пп.2.7.2.20.	Ша	0,25	0	СНИП 2.01.02-85 табл.1	Соответствуют
2	Балки металлические (БМ1) каркаса - двутавр 40Б1, незащищенные.	0,4	0	Табл.6 с учетом пп.2.7.2.18.	П	0,25	0	СНИП 2.01.02-85 табл.1	Соответствуют
3	Покрытие из железобетонных ребристых плит сечением 1500x150мм, бетон тяжелый, свободно опираются по двум сторонам на БМ1, расстояние до оси арматуры 25мм, класс арматуры В-III, несущая способность -4.	0,5	0	Табл.8 с учетом пп.2.7.2.18, 2.27	I	0,25	25	СНИП 2.01.02-85 табл.1	Соответствуют
4	Стены наружные не несущие из железобетонных навесных панелей типа ПСЛ толщиной 30 см, размерами 1,8x6м и 1,6x6м	2,5	0	Табл.10 п.2 с учетом пп.2.7.2.30	I	0,25	40	СНИП 2.01.02-85 табл.1	Соответствуют
5	Стены наружные торцевые несущие, из обыкновенного красного кирпича М75 толщиной 380мм	2,5	0	Табл.10 п.1 с учетом п.2.30	I	0,5	0	СНИП 2.01.02-85 табл.1	Соответствуют
6	Связь каркаса горизонтальная (СГ1) - швеллер [18 см, незащищенные	0,3	0	Табл.10 п.1 с учетом п.2.30	П	0,25	0	СНИП 2.01.02-85 табл.1	Соответствуют
7	Связь каркаса вертикальная (СВ1) - металлический уголок L 90x6 мм, незащищенные.	0,3	0	Табл.6 с учетом п.2.18	П	0,25	0	СНИП 2.01.02-85 табл.1	Соответствуют
8	Ворота распашные	0,4	0	-	I	н.н	н.н	СНИП	Соответствуют

	металлические утепленные индивидуальные исполнения, размером 3,0x4,0м								2.01.02-85 п.1.8	тствующ
9	Двери наружные, размером 0,8x1,9м	-	-	-	I	н.н	н.н	СНиП 2.01.02-85 п.1.8.	Соответствующ	
10	Оконные блоки	-	-	-	I	н.н	н.н	СНиП 2.01.02-85 п.1.8.	Соответствующ	
11	Полы бетонные	-	-	-	I	н.н	н.н	СНиП 2.01.02-85 п.1.8.	Соответствующ	

Вывод: Исходя из самой низшей области применения выше рассмотренных строительных конструкций, можно сделать вывод, что фактическая степень огнестойкости здания нефтенасосной $O_{\phi}=\text{Ша}$. Принимается по данным графы 6, табл 8.

5.2 Анализ внутренней планировки

Таблица 9

№ п/п	Что проверяется	Предусмотрено в проекте	Требуется по нормам	Ссылка на нормы	Вывод
1	2	3	4	5	6
1	Требуемая степень огнестойкости и этажность здания	Здание одноэтажное Ша степени огнестойкости, площадь - 72м ²	Для здания в 1 этаж требуемая степень огнестойкости при площади пожарного отсека 5200м ² - O_{тр}-Ша.	СНиП 2.09.02-85* Таблица 1*	Соответствует
2	Необходимость деления здания на противопожарные отсеки	Деление здания на пожарные отсеки проектом не предусмотрено	Площадь этажа между противопожарными стенами 1-го типа для здания в 1 этаж должна составлять 5200м ²	СниП 2.09.02-85* Таблица 1*	Соответствует
3	Высота помещения нефтенасосной	Высота помещения нефтенасосной 4,65м.	Высота одноэтажных зданий должна быть не менее 3м от пола до низа горизонтальных несущих конструкций на опоре	СНиП 2.09.02-85* п.2.5	Соответствует
4	Выход на	Выход на	Допускается не	СНиП	Соответ

	кровлю	кровлю проектом не предусмотрено	предусматривать выход на кровлю 1-этажных зданий с покрытием общей площадью не более 100м ²	21-01-97 п.8.3	тствует
--	--------	----------------------------------	--	----------------	---------

Вывод: Планировочные решения нефтенасосной соответствуют СНиП 2.09.02-85* «Производственные здания» и СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений».

5.3 Анализ эвакуационных путей и выходов

Таблица 10

№ п/п	Что проверяется	Предусмотрено в проекте	Требуется по нормам	Ссылка на нормы	Вывод
1	2	3	4	5	6
1	Количество эвакуационных выходов.	Из здания нефтенасосной предусмотрен 1 выход непосредственно наружу.	Не менее двух эвакуационных выходов должны иметь: ...помещения класса Ф5 категорий А и Б с численностью работающих в наиболее многочисленной смене более 5 человек.	СНиП 21-01-97 п. 6.12	Соответствует
2	Расстояние от наиболее удаленного рабочего места до эвакуационного выхода из помещения.	Согласно проектным чертежам не более 12,5 м	Расстояние при плотности людского потока в общем проходе от 1 до 3 чел/м ² принимается 25 м для здания категории А и степени огнестойкости Ша. Учитывая площадь разлива нефти на всю площадь помещения F=72м ² , это расстояние умножим на коэффициент 50/F, получим истинное расстояние - 17,36 м.	СНиП 2.09.02-85* Таблица 2, примеч.1	Соответствует
3	Ширина и высота	Ширина и высота	Высота эвакуационных	СНиП 21-01-97	Соответствует

	эвакуационного выхода	эвакуационного выхода (двери), установленной в створе ворот, соответствующей 0,8м и 1,9 м.	выходов в свету должна быть не менее 1,9 м, ширина не менее: 1,2 м - из помещений при числе эвакуирующихся более 50 чел; 0,8 м - во всех остальных случаях.	п.6.16	т
4	Направление открывания дверей эвакуационного выхода	Согласно проекта предусмотрено открывание двери наружу	Двери эвакуационных выходов и другие двери на путях эвакуации должны открываться по направлению выхода из здания. Не нормируется направление открывания дверей для: б) помещений с одновременным пребыванием не более 15 чел; кроме помещений категорий А и Б.	СНиП 21-01-97 п.6.17	Соответствует
5	Перепады высот на путях эвакуации	В полу помещения нефтенасосной отсутствуют пороги, выступы. В дверном проеме ворот устроен порог высотой 200мм.	В полу на путях эвакуации не допускаются перепады высот менее 45см и выступы, за исключением порогов в дверных проемах.	СНиП 21-01-97 п.6.28	Соответствует

Вывод: Экспертиза эвакуационных путей и выходов показала их соответствие требованиям противопожарных норм.

5.4 Анализ вентиляционной системы

Таблица 11

№ п/п	Что проверяется	Предусмотрено в проекте	Требуется по нормам	Ссылка на нормы	Вывод
1	2	3	4	5	6
1	Наличие системы аварийной вентиляции в нефтенасосной, где возможен выход взрывоопасных газов и паров. Способ побуждения.	Здание оборудовано установкой аварийной вентиляции помещения нефтенасосной с наличием искусственного побуждения.	Аварийную вентиляцию в помещениях категорий А и Б следует проектировать с искусственным побуждением.	СНиП 2.04.05-91 п.4.63	Соответствует
2	Место размещения вентоборудования	Вентоборудование размещено снаружи здания у стены в 2-х метрах от створки ворот на открытой площадке.	Оборудование систем аварийной вентиляции и местных отсосов допускается размещать в обслуживаемых ими помещениях.	СНиП 2.04.05-91* п.4.82	Соответствует
3	Необходимость установки резервного вентилятора	Установлен 1 основной вентилятор и 1 резервный.	Системы вытяжной вентиляции с искусственным побуждением для помещений категорий А и Б следует предусматривать с одним резервным вентилятором....	СНиП 2.04.05-91* п.4.21	Соответствует
4	Выбор оборудования	Установлено электрообор	Оборудование во взрывозащищенном	СНиП 2.04.05-	Соответствует

	я аварийной вентиляции.	удование взрывозащищенного исполнения, соответствующее ее категории и группе взрывоопасной смеси: эл.двигатель ВАО ВЗГ, кнопка управления КУ-92.	исполнении следует предусматривать для систем, обслуживающих помещения категорий А и Б.	91*п.4.74*	
5	Категория электроснабжения вентустановки	Выполнено от 2-х независимых источников (подстанций)	Электроснабжение систем аварийной вентиляции следует предусматривать I категории.	СНиП 2.04.05-91* п.9.1	Соответствует
6	Место размещения вытяжных устройств вентиляции в помещении	Воздуховоды с вытяжными устройствами и расположен над насосными агрегатами вдоль стены помещения на высоте 1,3 м.от пола до отверстий устройств.	Вытяжные устройства для удаления поступающих в помещение газов и паров системами аварийной вентиляции д.б. размещены в рабочей зоне - при поступлении газов и паров весом более удельного веса воздуха в рабочей зоне.	СНиП 2.04.05-91* п.4.66	Соответствует
7	Наличие и размещение запорно-регулирующих устройств на воздуховодах.	Не предусмотрено	На воздуховодах систем вентиляции необходимо предусмотреть: в) огнезадерживающие клапаны - на воздуховодах, обслуживающих помещения категорий А,Б или В, в местах пересечения	СНиП 2.04.05-91* п.4.109	Не соответствует

			воздуховодами противопожарной преграды или перекрытия.		
8	Предел огнестойкости воздуховодов	Воздуховоды выполнены прямоугольной формы сечения размером 250x350мм, из тонколистовой оцинкованной стали толщиной 0,5 мм	Воздуховоды из негорючих материалов следует проектировать: а) для систем местных отсосов взрывоопасных и пожароопасных смесей, аварийной системы...с пределом огнестойкости 0,5 ч (при размере более 300мм большей стороны сечения- толщина листовой стали д.б. не менее 0,7 мм)	СНиП 2.04.05-91* п.4.113* п.4.120* прил.21	Не соответствует
9	Наличие заземления вентоборудования	Предусмотрено заземление корпуса и электрокоробки электродвигателя, улитки, воздуховода в месте соединения гибкой вставкой непосредственно на контур заземления	Для оборудования, металлических трубопроводов и воздуховодов систем вентиляций помещений категорий А и Б следует предусмотреть заземление в соответствии с требованиями ПУЭ.	СНиП 2.04.05-91* п.9.5	Соответствует
10	Отключение системы аварийной вентиляции при пожаре. Наличие дистанцион	Предусмотрено автоматическое отключение вентиляции при	Для зданий и помещений, оборудованных АУПТ и АУПС следует предусматривать автоматическое блокирование	СНиП 2.04.05-91* п.9.3 п.9.4	Соответствует

	ного устройства управления вентиляции.	срабатывани и АУПС помещения, при срабатывани и ИПР нефтенасосной. Ручное отключение, включение предусмотрено при помощи КУ-92, установленной снаружи на стене у входа в помещение.	электроприемников систем вентиляции для отключения их при пожаре. При наличии требований отключения систем вентиляции при пожаре в помещениях категорий А и Б дистанционные устройства пуска-остановки вентиляции следует предусматривать снаружи здания.		
11	Место размещения выброса из системы аварийной вентиляции	Установлен вертикальный прямоугольный формы коллектор высотой 6м без каких либо перекрытий снаружи здания, непосредственно по месту размещения вентустановки.	Выбросы пылегазовоздушной смеси из систем с искусственным побуждением следует предусматривать через трубы и шахты, не имеющие зонтов, вертикально вверх на высоте не менее 3м от земли до нижнего края отверстия.	СНиП 2.04.05-91* п.7.4	Соответствует

Вывод: Аварийная вентиляция помещения нефтенасосной не соответствует требованиям СНиП 2.04.05-91* «Отопление, вентиляция и кондиционирование».

5.5 Расчет противовзрывной защиты

Во всех производственных зданиях, а также помещениях общественных зданий, где возможно образование взрывоопасных концентраций горючих газов и паров жидкостей с воздухом, необходимо проектировать легкобрасываемые ограждающие конструкции. В качестве легкобрасываемых взрывной волной конструкций используются оконные проемы и фонари, распашные двери и ворота, легкоразрушаемые панели стен и покрытий зданий. Их открывание или разрушение при взрыве должно происходить при избыточном давлении, не превышающем допустимого для основных несущих и ограждающих конструкций здания.

В нефтенасосной с целью локализации возможного взрыва спроектированы оконные проемы с установкой 8 оконных блоков, распашные ворота размером 3,0x4,0м с встроенной дверью. Произведем проверку достаточности площади данных элементов для обеспечения взрывоустойчивости конструкции нефтенасосной, оценивая с требуемой площадью легкобрасываемых конструкций, определенной расчетом по **схеме с.382 [16]**.

В качестве возможного варианта решения поставленной задачи проведем расчет требуемой площади легкобрасываемых конструкций нефтенасосной при ожидаемом избыточном давлении взрыва 229 кПа, полученным путем расчета категории нефтенасосной по **НПБ 105-95**: $P_{don} = 229$ кПа. При таком давлении взрыва на конструкции происходит полное разрушение кирпичных и железобетонных зданий. Необходимо провести расчет взрывоустойчивости конструкций.

Для решения поставленной задачи примем следующие исходные данные:

– допустимая нагрузка на конструкции при взрыве $\Delta p_{don} = 0,5 \cdot 10^5$ Па;

– начальное давление в помещении $p_o = 10^5$ Па;

– допустимое давление на конструкции при взрыве:

$$P_{don} = \Delta p_{don} + p_o = 0,5 \cdot 10^5 + 1 \cdot 10^5 = 1,5 \cdot 10^5 \text{ Па};$$

В методике расчета принимаем следующие предпосылки:

– предполагается, что взрывоопасная смесь равномерно распределена по всему свободному объему помещения насосного блока с концентрацией, близкой к стехиометрической;

– инициирование взрывного горения смеси происходит в геометрическом центре объема помещения. Горение смеси распространяется по сфере;

– до момента вскрытия легкобрасываемых конструкций повышение давления внутри помещения определяется, как в замкнутом объеме;

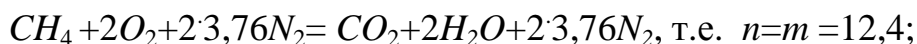
– принимается, что легкобрасываемые конструкции разрушаются мгновенно при достижении избыточного давления в помещении, равного Δp_{don} .

Процесс истечения газов из помещения рассматривается как адиабатический.

1. Максимальное избыточное давление в замкнутом объеме следует ожидать при полной загазованности свободного объема помещения нефтенасосной взрывоопасной смесью стехиометрической концентрации, т.е:

$$W_{см} = 0,8W_{ном};$$

Так как при испарении нефти выделяется газ, аналогичный по составу с газом-метаном, то расчет будем проводить по метану, где из реакции горения определим число молей m и n :



2. Определим температуру взрыва стехиометрической смеси метана:

$$T_B = 0,9T_z, K;$$

где: T_z - теоретическая температура продуктов горения, К.

Из реакции горения (по метану) находим, что $n_z=1$ кмоль; $m_{CO_2}=1$ кмоль; $m_{N_2}=7,52$ кмоль;

Количество тепла, выделившегося при реакции составит:

$$n_z \cdot Q_H = 1 \cdot 1033,01 \cdot 10^3 = 1033,01 \cdot 10^3 \text{ кДж};$$

где: $Q_H = 1033,01 \cdot 10^3$ кДж/кмоль - низшая теплота сгорания нефти;

Задаемся $t_z=2600$ °С и с учетом данных таблицы 22.2 [16] определяем теплосодержание продуктов горения:

$$\Sigma m_1 c_1 t_z = 1 \cdot 145235,9 + 2 \cdot 119398,2 + 7,52 \cdot 89003,9 = 1053,3 \cdot 10^3 \text{ кДж};$$

Теплосодержание продуктов горения не может превышать теплоту сгорания вещества, следовательно, истинная температура горения метана меньше заданного значения $t_z=2600$ °С.

Зададимся $t_r=2500$ °С.

В этом случае:

$$\Sigma m_1 c_1 t_r = 1 \cdot 139149,9 + 2 \cdot 115141,1 + 7,52 \cdot 85140,8 = 1009,7 \cdot 10^3 \text{ кДж}.$$

Величину выделившегося при реакции тепла находится между значениями теплосодержаний продуктов горения при заданных температурах. Истинное значение теоретической температуры горения метана находим интерполяцией:

$$1053,3 \cdot 10^3 - 1009,7 \cdot 10^3 = 43,6 \cdot 10^3 \text{ кДж};$$

Разница между теплотой сгорания и теплосодержанием газов при $t_r=2500$ °С составит:

$$1033,01 \cdot 10^3 - 1009,7 \cdot 10^3 = 23,31 \cdot 10^3 \text{ кДж};$$

Составим пропорцию:

$$\begin{aligned} 43,6 \cdot 10^3 \text{ кДж} - 100 \text{ °С} \\ 23,31 \cdot 10^3 \text{ кДж} - \Delta t \text{ °С} \end{aligned}$$

Откуда:

$$\Delta t = 23,31 \cdot 10^3 / 43,6 \cdot 10^3 = 53 \text{ °С};$$

Следовательно:

$$t_z = 2500 + 53 = 2553 \text{ °С};$$

Тогда:

$$T_B = (t_z + T_0) \cdot 0,9 = (2553 + 273) \cdot 0,9 = 2543,4 \text{ К}$$

3. Определяем максимальную степень расширения продуктов горения E и нормальную скорость горения v_H по данным приложения 3 [16]:

$$E = 7,5; \quad v_H = 0,338 \text{ м/с};$$

4. Определяем расчетное время взрыва τ_B - время истечения продуктов горения через отверстия, образовавшиеся при вскрытии легкобрасываемых конструкций при $E \cdot W_{см} = E \cdot 0,8 \cdot W_{ном} = 7,5 \cdot 0,8 \cdot 360 = 2160 \text{ м}^3 > W_{ном} = 360 \text{ м}^3$;

$$\tau_B = \frac{0,31 \cdot \sqrt[3]{W_{ном}} \cdot 1 - \sqrt[3]{\frac{E \cdot \Delta p_{дон}}{p_o \cdot (E - 1)}}}{v_H E} = \frac{0,31 \cdot \sqrt[3]{360} \cdot \left(1 - \sqrt[3]{\frac{7,5 \cdot 0,5 \cdot 10^5}{10^5 \cdot (7,5 - 1)}}\right)}{0,338 \cdot 7,5} = 0,15 \text{ с};$$

5. Определяем температуру истечения продуктов взрыва $T_{ист}$:

$$T_{ист} = \frac{\left[0,8 + (E - 1) \frac{W_{см}}{W_{ном}}\right] \cdot T_B + \left(0,8 - \frac{W_{см}}{W_{ном}}\right) \cdot T_H}{1,6 + (E - 2) \cdot \frac{W_{см}}{W_{ном}}} =$$

$$\frac{[0,8 + (7,5 - 1) \cdot 0,8] \cdot 2543,4 + (0,8 - 0,8) \cdot 293}{1,6 + (7,5 - 2) \cdot 0,8} = 1863 \text{ К};$$

6. Определяем скорость истечения продуктов горения $v_{ист}$:

$$v_{ист} = 33,4 \cdot \sqrt{T_{ист} \left[1 - \left(\frac{P_o}{P_{дон}}\right)^{0,286}\right]} = 33,4 \cdot \sqrt{1863 \cdot \left[1 - \left(\frac{10^5}{1,5 \cdot 10^5}\right)^{0,286}\right]} =$$

$$= 477 \text{ м/с};$$

7. Определяем избыточный объем продуктов горения при взрыве Δw_g :

$$\Delta w_g = (E - 1) \cdot \frac{W_{см}}{W_{ном}} - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{дон}}{P_o} - 1\right) = (7,5 - 1) \cdot 0,8 - 0,8 \cdot \left(\frac{1,5 \cdot 10^5}{10^5} - 1\right) = 4,8 \text{ м}^3/\text{м}^3;$$

8. Определяем требуемую площадь легкобрасываемых конструкций:

$$f_{л.тр.} = \frac{\Delta w_B}{v_{ИСТ} \cdot \tau_B} = \frac{4,8}{477 \cdot 0,15} = 0,067 \text{ м}^2/\text{м}^3;$$

$$F_{л.тр.} = f_{л.тр.} \cdot W_{ном.} = 0,067 \cdot 360 = 24,12 \text{ м}^2.$$

Вывод: Требуемая площадь легкобрасываемых конструкций нефтенасосной при $\Delta p_{дон} = 0,5 \cdot 10^5$ Па равна $24,12 \text{ м}^2$. Фактическая же площадь остекления окон и распашных ворот нефтенасосной равна:

$$F_{л.факт.} = F_{ост.} + F_{вор.} = 15,68 + 12,0 = 27,62 \text{ м}^2;$$

где: $F_{ост.}$ - площадь остекления нефтенасосной, m^2 ;

$F_{вор.}$ - площадь распашных ворот, m^2 ;

Так как остекление выполнено не армированным стеклом толщиной 5 мм, площадью одного стекла в переплете $(1,4 \times 1,4 м) = 1,96 м^2$, то данное остекление можно отнести к легкобрасываемым конструкциям согласно п.2.42 [24]:

$$F_{ост.} = n \cdot F_{ст.} = 8 \cdot 1,96 = 15,68 м^2;$$

Следовательно, $F_{л.тр.} \leq F_{л.факт.}$, что удовлетворяет требованиям устройства противовзрывной защиты.

6 Разработка технических мероприятий по повышению пожарной безопасности технологических процессов УПСВ

Рассмотрим технические решения, которые позволят повысить пожаровзрывобезопасность технологического процесса подготовки и перекачки нефти в аппаратах технологической площадки УПСВ, как объекта повышенной пожарной опасности.

Применение аварийного слива нефти из аппарата.

Произведем расчет аварийного слива нефти из буферной емкости БЕ технологической площадки УПСВ, в которой находится отсепарированная нефть $V=180 м^3$. По этой причине аппарат представляет собой объект повышенной пожарной опасности. Существующая схема аварийного слива в дренажную емкость малого объема ($V=16 м^3$), установленную за площадкой, при определенных условиях возможных аварий не справится с объемом аварийной утечки. Данный аппарат наиболее удален от дренажной емкости.

Предложим новую систему аварийного слива, по которой возможно осуществить (обвязать) и остальные технологические емкости площадки УПСВ.

Продолжительность аварийного слива нефтепродуктов из емкостей определяется зависимостью 5.23 [5]:

$$\tau_{слив} = \tau_{опор.} + \tau_{о.н.} \leq [\tau_{слив}],$$

где: $\tau_{слив}$ – производительность аварийного слива, с;

$\tau_{опор.}$ – опорожнения аппарата, с;

$\tau_{о.н.}$ – продолжительность операций по приведению системы слива в действие, с;

$[\tau_{слив}]$ – допустимая продолжительность аварийного слива, с.

Буферная емкость БЕ - горизонтальный цилиндрический аппарат $d=3,4 м$, $L=21,65 м$, $V=200 м^3$, степень заполнения $\varepsilon=0,8$.

Продолжительность опорожнения емкости определяется по формуле с.72 [5]:

$$\tau_{опор} = \frac{0,301 \cdot L \cdot D}{\varphi_{сист.} \cdot f_{вых.} \cdot \sqrt{D + H}},$$

где: L, D – соответственно длина и диаметр емкости, м
 $\varphi_{сист.}$ – коэффициент расхода системы
 $f_{вых.}$ – сечение сливного трубопровода на выходе в аварийную емкость, м
 H – расстояние (по вертикали) от выпускного отверстия до выходного сечения аварийного трубопровода, м
 Определим сечение сливного трубопровода на выходе в аварийную емкость:

$$f = \frac{\Pi \cdot d_{вых.}^2}{4},$$

где: d – диаметр выходного патрубка, м принимаем $d_{вых.} = 0,20$ м.

$$f = \frac{3,14 \cdot 0,2^2}{4} = 0,0314 \text{ м}^2.$$

Расстояние от выпускного отверстия емкости до выходного сечения аварийного трубопровода согласно предложенной схеме составит $H=6,5$ м. Аварийную (дренажную) емкость необходимо расположить на расстоянии 30 м от аппаратов технологической площадки, в месте установки существующей емкости $V=16 \text{ м}^3$. Аварийный слив осуществляется самотеком. Вместимость аварийной емкости принимаем 200 м^3 . Трубопровод аварийного слива проложим с односторонним уклоном в направлении аварийной емкости. Линия аварийного слива от распространения пламени защищается гидравлическим затвором.

Определим коэффициент расхода системы методом последовательных приближений 5.25 [5]:

$$\varphi_{сист.} = \sqrt{\frac{1}{1 + \xi_{сист.}}},$$

где: $\xi_{сист.}$ – коэффициент сопротивления системы.

$$\xi_{сист.} = \sum \frac{\lambda_i}{d_i} \cdot l_i \cdot \left(\frac{d_{вых.}}{d_i}\right)^4 + \sum \xi_i \cdot \left(\frac{d_{вых.}}{d_i}\right)^4,$$

где: λ_i – коэффициент сопротивлению трения для рассматриваемого участка трубопровода;

l_i, d_i – соответственно длина и диаметр рассматриваемого участка трубопровода, м;

ξ_i – коэффициент местного сопротивления на рассматриваемом участке системы слива.

Коэффициент λ ориентировочно берем из справочной литературы.

$$\lambda = 0,0305 \quad \text{для } d = 200 \text{ мм}$$

$$l_1+l_2=30 \text{ м} \quad d_1=d_2=200 \text{ мм}$$

По справочным данным находим коэффициент местных сопротивлений:

–прямой ввод в сливной патрубок $\xi_1=0,5$;

–внезапное сужение трубы (в месте врезки аварийного трубопровода):

$$\xi = 0,5 \cdot \left[1 - \left(\frac{0,150}{0,2} \right)^2 \right] = 0,22$$

–тройник для прямого потока $\xi=2 \cdot 0,55=1,1$;

–полностью открытая задвижка $\xi=0,15$;

–гидравлический затвор $\xi=1,3$;

–колени аварийного трубопровода $\xi=2 \cdot 1=2$;

–прямой вход в аварийную емкость $\xi=0,5$.

$$\sum \xi = 0,5 + 0,22 + 1,1 + 0,15 + 1,3 + 2 + 0,5 = 5,77$$

$$\xi_{\text{сист.}} = \left(5,77 + \frac{0,0305}{0,150} \cdot 30 \right) \cdot 1 = 11,87,$$

где: $\left(\frac{d_{\text{вых.}}}{d_i} \right)^4 = 1$, так как диаметр трубопровода одинаков по всей длине.

$$\varphi_{\text{сист.}} = \sqrt{\frac{1}{1 + 11,87}} = 0,278$$

$$\tau_{\text{опор.}} = \frac{0,301 \cdot 3,4 \cdot 21,65}{0,278 \cdot 0,0314 \cdot \sqrt{3,4 + 6,5}} = 807 \text{ с}$$

где: $\varphi_{\text{оп.}}$ – принимаем равным 60 с.

Допустимая продолжительность аварийного режима не должна превышать:

$$[t_{\text{сл}}] = 900 \text{ с}$$

Определим продолжительность аварийного слива:

$$t_{\text{сл}} = 807 + 60 + 867 \text{ с}$$

при $t_{\text{сл}} = 867 \text{ с}$ условия аварийного слива нефти из емкости выполняются:

$$t_{\text{сл}} = 867 \text{ с} < [t_{\text{сл}}] = 900 \text{ с}$$

Предложенная система аварийного слива нефти из БЕ обеспечит её сброс при аварии или пожаре

7 Безопасность жизнедеятельности

В современном мире немаловажную роль играет возможность безопасного исполнения людьми своих трудовых обязанностей. В связи с этим была создана и развивается наука о безопасности труда и жизнедеятельности человека.

Безопасность жизнедеятельности (БЖД) – это комплекс мероприятий, направленных на обеспечение безопасности человека в среде обитания, сохранение его здоровья, разработку методов и средств защиты путем снижения влияния вредных и опасных факторов до допустимых значений.

Наибольшую опасность представляет собой производственный объект нефтепромысла – Установка предварительного сброса воды, в которую входит операторная в здании административного корпуса. Операторная относится к местам постоянного пребывания обслуживающего персонала.

В рамках данной части дипломной работы необходимо рассмотреть влияние вредных факторов, способных оказать неблагоприятные воздействия на сотрудников. А также разработать оптимальные условия труда.

1. Анализ условий труда инженера.

В ходе работы сотрудники подвергаются воздействию опасных и вредных факторов воздействующих на него негативным образом.

Опасные и вредные производственные факторы по природе возникновения делятся на следующие группы:

- физические;
- химические;
- психофизиологические;
- биологические.

Далее более подробно рассмотрены опасные и вредные факторы, которые воздействуют на сотрудников в здании операторной, а именно:

- микроклимат рабочей зоны;
- освещенность рабочего места;
- опасность поражения электрическим током;
- опасность статического электричества.

Поставим своей задачей разработать оптимальные условия труда сотрудника, работающего под воздействием данных факторов. Для этого рассмотрим микроклимат рабочей зоны, освещение рабочего места, возможность поражения электрическим током.

2. Разработка оптимальных условий труда

2.1 Микроклимат рабочей зоны

Микроклимат производственных помещений - это климат внутренней среды этих помещений, который определяется действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности и скорости движения воздуха.

Работа в операторной согласно ГОСТ 12.1.005-88 относится к категории I, где выполняются легкие физические работы, в помещении поддерживаются следующие параметры:

- температура воздуха – 22° С;
- относительная влажность – 55 % ;
- скорость движения воздуха – 0,1 м/с;

Оптимальные и допустимые параметры микроклимата:

- температура воздуха (оптимальная) – 21-23° С (допустимая - 24° С);
- относительная влажность (оптимальная) - 40-60% (допустимая – не более 75%);
- скорость движения воздуха (оптимальная) – 0,1 м/с (допустимая - не более 0,2 м/с) [ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны].

Как видно из предыдущего пункта, параметры микроклимата помещения операторной удовлетворяют установленным требованиям.

Для создания и автоматического поддержания в операторной независимо от наружных условий оптимальных значений температуры, влажности, чистоты и скорости движения воздуха, в холодное время года используется водяное отопление, в теплое время года применяется кондиционирование воздуха.

2.2 Освещение рабочего места

Рациональное освещение помещений и рабочих мест – один из важнейших элементов благоприятных условий труда. При правильном освещении повышается производительность труда, улучшаются условия безопасности, снижается утомляемость.

Для освещения операторной используют естественный свет и свет от источников искусственного освещения.

Естественное освещение предусматривается, как правило, для помещений с постоянным пребыванием людей. При естественном освещении следует избегать попадания прямых солнечных лучей, особенно на рабочие поверхности пультов и щитов.

Искусственное освещение предусматривается в помещениях, в которых недостаточно естественного света, или для освещения в часы суток, когда естественная освещенность отсутствует.

Так как помещение операторной используется в ночное время суток, далее будет произведен расчет искусственного освещения.

На производстве в помещениях управления используется совмещенное освещение, включающее естественный и искусственный свет. Для освещения помещения применяют лампы накаливания. Согласно СНиП23-05-95 для работ средней точности при среднем контрасте и среднем фоне, при одном общем освещении, освещенность рабочего места лампами накаливания принята

равной $E_n = 200$ лк.

Необходимый световой поток одной лампы вычисляется по формуле:

$$\Phi_{л} = \frac{E_n \times S \times K_3 \times Z}{n \times N},$$

где:

$\Phi_{л}$ – необходимый световой поток лампы в каждом светильнике, лм;

E_n – нормативная минимальная освещенность, лк;

S – площадь освещения, м²;

K_3 – коэффициент запаса светильников, который учитывает их износ и запыление;

Z – коэффициент минимальной освещенности (1,1);

n – коэффициент использования светового потока;

N – количество ламп в помещении.

Коэффициент использования светового потока выбирают по следующим данным:

- коэффициент отражения потолка $\rho_{п} = 70\%$;

- коэффициент отражения стен $\rho_{с} = 50\%$;

- коэффициент отражения от пола $\rho_{п} = 10\%$.

Количество ламп в помещении равно:

$$N = \frac{S}{L^2},$$

где:

S – площадь освещения, м²;

L – расстояние между светильниками, м.

Расстояние между светильниками равно:

$$L = 1,4 \times h,$$

где:

h – высота подвеса светильника, м.

Высоту подвеса светильника рассчитывают по формуле:

$$h = H - h_{кр} - h_p,$$

где:

H – высота помещения, м;

$h_{кр}$ – расстояние от потолка до нижней кромки светильника, м;

h_p – высота рабочей поверхности от пола, м.

Расстояние между светильниками:

$$L = 1,4 \times h = 1,4 \times 2,05 = 2,87 \text{ м}$$

Высоту подвеса светильника:

$$h = H - h_{кр} - h_p = 3 - 0,25 - 0,7 = 2,05 \text{ м},$$

Получаемое минимальное количество ламп:

$$N = \frac{S}{L^2} = \frac{32}{2,87^2} = 4$$

Индекс помещения находим по формуле:

$$I = \frac{S}{h \times (a + b)} = \frac{32}{2,05 \times (8 + 4)} = 1,3$$

Необходимый световой поток одной лампы:

$$\Phi_{л} = \frac{E_n \times S \times K_3 \times Z}{n \times N} = \frac{200 \times 32 \times 1,3 \times 1,1}{0,53 \times 4} = 4316 \text{ лм},$$

Выбираем тип лампы ЛТБ 80, мощностью 80 Вт.

Уточняем необходимое количество ламп данного типа :

$$N_{ут} = \frac{N \times \Phi_{л}}{\Phi} = \frac{4 \times 4316}{5200} = 4,$$

где:

Φ - световой поток выбранной лампы (5200 лм).

Выбираем светильник типа ОД(2×80). Длина 1,53 м, ширина 0,26 м, высота 0,19 м.

Расстояние от крайних светильников до стены:

$$l = \frac{L}{3} = \frac{2,87}{3} = 0,95 \text{ м}.$$

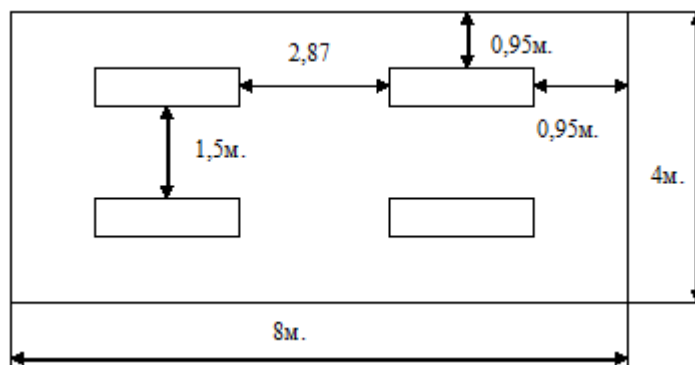
где:

l – расстояние от крайних светильников до стены, м;

L – расстояние между соседними светильниками, м;

La (по длине помещения) = 2,87 м;

Lb (по ширине помещения) = 1,5 м.



Светильники с люминесцентными лампами в помещении для работы установлены рядами. Располагаем по два светильника в два ряда. Светильники вмещаются в ряд, т.к. длина ряда 8 м. Применяем светильники с лампами 2×80 Вт с общим потоком 10400 лм.

Для обеспечения нормируемых значений освещенности в помещении операторной следует проводить чистку стекол оконных рам и светильников не реже двух раз в год и проводить своевременную замену перегоревших ламп.

Делаем вывод, что помещение соответствует всем установленным требованиям.

2.4 Электробезопасность. Статическое электричество.

По характеру окружающей среды помещение операторной согласно ПУЭ относится к классу нормальных – сухое помещение, в котором отсутствует большое количество пыли, температура воздуха не превышает 30 °С, нет выделения паров и химически активной среды.

В соответствии с ПУЭ помещения операторной по степени опасности поражения электрическим током относятся к помещениям с повышенной опасностью, так как имеется возможность прикосновения человека к имеющим соединениям с землей металлоконструкцией с одной стороны и к металлическим корпусам электрооборудования с другой.

Согласно ГОСТ 12.2.007.0-75 помещение управления по способу защиты человека от поражений электрическим током соответствует I классу, так как изделия имеют рабочую изоляцию и элемент для заземления.

Безопасность обслуживающего персонала от поражения электрическим током обеспечивается защитным занулением совместно с заземлением корпусов электрооборудования, а также изоляция токоведущих частей.

Согласно ПУЭ и ГОСТ 12.2.010-76 для обеспечения взрывобезопасности во взрывоопасной зоне В-Iг и пожаробезопасного обслуживания в пожароопасной зоне П-IIа выбираем электрооборудование по уровню, виду взрывозащиты, по степени защиты оболочки с учетом горючих свойств веществ (таблица).

Таблица – Перечень электрооборудования и степень его защиты

Электрооборудование	Место установки	Класс опасности зоны	Степень защиты оболочки
Технические средства АСУТП	операторная	П – Па	IP 65
Электросветильники	операторная	П – Па	IP 44

Статическое электричество.

На производстве искровые разряды статического электричества, образующиеся в результате сложных процессов, связанных с перераспределением электронов могут стать причиной пожаров и взрывов. Электризация веществ зависит от их проводимости, содержания примесей, интенсивности технологических процессов.

Согласно ГОСТ 12.1.018 - 86 все узлы производственного помещения относятся к классу I – безыскровая электризация. Для отвода зарядов статического электричества заземлено все оборудование цеха. Заземление производится с помощью полосовой стали марки Ст.3 размером 20x4 мм с подключением к общему контуру заземления, работающие обеспечиваются индивидуальными средствами защиты (антиэлектростатической обувью и одеждой).

Осмотр и измерение электрических сопротивлений заземляющих устройств для защиты от статического электричества производится одновременно с проверкой заземления электрооборудования установок.

Вывод

В разделе по безопасности жизнедеятельности были рассмотрены основные вредные факторы, воздействующие на работника операторной в ходе выполнения работ по данному дипломному проекту.

Были даны практические рекомендации по организации рабочего места и оптимизации условий труда.

ВЫВОДЫ

В дипломной работе проведена оценка пожарной опасности технологического процесса предварительного сброса воды действующего месторождения и технологического процесса первоначальной подготовки и перекачки нефти.

В процессе были применены методы оценки пожаровзрывоопасности технологического оборудования, способы обеспечения пожарной безопасности технологических процессов.

Выявлены причины возникновения пожаровзрывоопасных аварийных ситуаций, производственных источников зажигания, пути распространения пожара, произведен расчет категории по взрывопожарной и пожарной опасности помещения нефтенасосной УПСВ. Помещение нефтенасосной отнесено к категории «А». Также проведен анализ объемно-планировочных решений по обеспечению противозрывной защиты здания нефтенасосной УПСВ, расчетами определена требуемая площадь легкобрасываемых конструкций здания. Условие легкобрасываемости в данном случае соблюдено.

На основании анализа пожарной опасности и архитектурно-строительной части, предлагаются следующие мероприятия, направленные на усиление противопожарной защиты объектов УПСВ:

- Замена центробежных насосов ЦНС нефтенасосной УПСВ с сальниковым уплотнением на насосы с торцевым уплотнением вала;
- Обеспечение контроля за температурой нагрева подшипников насосов нефтенасосной УПСВ путем установки термопары в полость насоса с выводом показаний на щит управления операторной;
- Применение аварийного слива нефти из аппарата.

В целом, считаю, что поставленные задачи по изучению пожаровзрывоопасности технологических процессов и разработке противопожарных мероприятий в период работы над дипломным проектом выполнены.