|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **МЧС России**  **Уральский институт**  **Государственной противопожарной службы**  **Кафедра пожарной безопасности технологических процессов**  **ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**  Тема: Пожарная безопасность технологического процесса первичной переработки нефти Антипинского нефтеперерабатывающего завода.  Выполнил Деев Анатолий Григорьевич,  (Ф.И.О., факультет, курс, № группы)  ФПИПБ, 5 курс, 542 уч. группа   |  |  | | --- | --- | |  | Научный руководитель | |  | Консультанты | | (решение о допуске к защите)  Начальник кафедры ПБТП  полковник внутренней службы (специальное звание)  Е.А. Контобойцев (подпись) (инициалы, фамилия) | (ученая степень, ученое звание, должность, Ф.И.О.) | | Дата защиты:  «\_\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 200\_\_ г. | Оценка\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  Подписи членов ГАК: | |  |  |     Екатеринбург - 2008 |

Содержание

[Введение 2](#_Toc198617907)

[1 Характеристика промышленного объекта 4](#_Toc198617908)

[1.1 Статистический анализ 4](#_Toc198617909)

[1.1.1 Обстановка с пожарами в Российской Федерации в 2007 году 4](#_Toc198617910)

[1.1.2 Специфика пожарной опасности взрывопожароопасных объектов 5](#_Toc198617911)

[1.2 Описание технологического процесса блочной нефтеперегонной установки (БНПУ) по стадиям 12](#_Toc198617912)

[1.2.1 Обезвоживание и обессоливание нефти 12](#_Toc198617913)

[1.2.2 Атмосферная возгонка нефти 14](#_Toc198617914)

[1.3 Краткое описание технологической схемы установки 14](#_Toc198617915)

[1.3.1 Электрообессоливание и обезвоживание нефти 14](#_Toc198617916)

[1.3.2 Атмосферная перегонка 16](#_Toc198617917)

[2 Анализ пожарной опасности технологического процесса установки БНПУ 19](#_Toc198617918)

[2.1 Пожаровзрывоопасные свойства сырья, полупродуктов, готовой продукции и отходов производства 19](#_Toc198617919)

[2.2 Анализ горючей среды внутри технологических аппаратов при нормальном режиме работы 21](#_Toc198617920)

[1.3 Анализ пожаровзрывоопасности горючей среды 25](#_Toc198617921)

[в периоды остановки и пуска аппаратов 25](#_Toc198617922)

[2.4 Причины повреждения технологического оборудования 29](#_Toc198617923)

[2.4.1 Анализ горючей среды при аварии технологического оборудования 29](#_Toc198617924)

[2.4.2 Расчет на прочность трубопроводов при гидравлическом ударе 31](#_Toc198617925)

[2.4.3 Проверочный расчет на прочность кожухотрубного теплообменника при температурных напряжениях 32](#_Toc198617926)

[2.4.4 Проверочный расчет повышения давления в колонне, при отсутствии конденсации паров 35](#_Toc198617927)

[2.4.5 Проверочный расчет прогрева стены трубы, змеевика трубчатой печи 37](#_Toc198617928)

[2.5 Анализ возможных источников зажигания при эксплуатации технологического оборудования 39](#_Toc198617929)

[2.5.1 Тепловое проявление механической энергии 40](#_Toc198617930)

[2.5.2 Тепловое проявление электрической энергии. Разряды атмосферного электричества 42](#_Toc198617931)

[2.5.3 Открытые источники огня 44](#_Toc198617932)

[2.5.4 Тепловое проявление химической реакции 45](#_Toc198617933)

[2.6 Анализ возможных путей распространения горения 46](#_Toc198617934)

[3 Определение и обоснование класса взрывоопасной зоны, категории и группы взрывоопасных смесей, категории по взрывопожарной и пожарной опасности 47](#_Toc198617935)

[3.1 Определение и обоснование класса взрывопожароопасной зоны, категории и группы взрывоопасных смесей 47](#_Toc198617936)

[3.2 Определение и обоснование взрывоопасности технологических блоков 50](#_Toc198617937)

[3.2.1 Методика расчета значений энергетических показателей взрывоопасности технологических блоков 50](#_Toc198617938)

[3.2.2 Разделение на блоки 56](#_Toc198617939)

[3.3 Определение и обоснование категорий по взрывопожарной и пожарной опасности 61](#_Toc198617940)

[4 Экспертиза противопожарной защиты технологического и электрооборудования установки БНПУ 64](#_Toc198617941)

[4.1 Экспертиза противопожарной защиты технологического оборудования установки БНПУ 64](#_Toc198617942)

[4.2 Экспертиза противопожарной защиты электрооборудования установки 70](#_Toc198617943)

[5 Разработка инженерных противопожарных мероприятий 73](#_Toc198617944)

[по защите установки БНПУ 73](#_Toc198617945)

[5.1 Расчет аварийного слива для сборников нефтепродуктов 73](#_Toc198617946)

[5.2 Расчет огнепреградителей на линиях аварийного стравливания газа 76](#_Toc198617947)

[5.3 Расчет пружинного предохранительного клапана для отпарной колонны Т-103 78](#_Toc198617948)

[5.4 Расчет системы паровой защиты трубчатых печей 81](#_Toc198617949)

[5.4.1 Система аварийной эвакуации продукта 82](#_Toc198617950)

[5.4.2 Система наружного паротушения 82](#_Toc198617951)

[6 Обоснование экономической эффективности от внедрения системы наружной паровой завесы трубчатых печей 87](#_Toc198617952)

[ВЫВОДЫ 93](#_Toc198617953)

[Литература 96](#_Toc198617954)

#### 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 переработки нефти. Появилось новое, более совершенное и высоко производительное оборудование. Все более широко вводятся в технологию каталитические процессы с глубокими химическими превращениями сырья. 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.

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

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

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

Тем самым, целью данного дипломного проекта является анализ пожарной опасности веществ и материалов, применяемых в технологическом процессе блочной установки обессоливания и атмосферной перегонки нефти нефтеперерабатывающего завода ЗАО «Антипинский НПЗ», выполнение категорирования взрывоопасности установки с целью разработки мероприятий по повышению пожарной безопасности технологического процесса.

#### 1 Характеристика промышленного объекта

#### 1.1. Статистический анализ

#### 1.1.1. Обстановка с пожарами в Российской Федерации в 2007 году

По оперативным данным, в 2007 г. обстановка с пожарами в Российской Федерации характеризовалась следующими основными показателями:

– зарегистрировано 211 163 пожара (на 3,7 % меньше, чем в 2006 г.);

– пожарами причинён прямой материальный ущерб в размере 8 551,244 млн р. (на 1,6 % больше);

– при пожарах погибли 15 924 чел. (на 7,0 % меньше), в том числе 597 детей (на 14,8 % меньше);

­ получили травмы при пожарах 13 646 чел. (на 1,6 % больше).

В 2007 г. в Российской Федерации ежедневно происходило 579 пожаров, при которых гибли 44 и получали травмы 37 чел., огнём уничтожалось 160 строений, 24 ед. автотракторной техники и 8 голов скота. Ежедневный материальный ущерб составлял 23 млн. рублей.

В 2007 г. основная доля пожаров (71,0 %) и прямого ущерба от них (49,6 %) приходилось на жилой сектор. Снизилось количество пожаров на объектах следующих основных видов: в производственных зданиях (на 5,9 %), на складах, базах производственных предприятий (на 9,36 %), в складских и торговых помещениях (на 5,55 %), в зданиях общественного назначения (на 7,33 %), на сельскохозяйственных объектах (на 6,31 %), в том числе в животноводческих помещениях (на 27,45 %), жилом секторе (на 5,54 %). Увеличилось на 13,1 % количество пожаров на строящихся объектах.

Причиной 44,2 % пожаров было неосторожное обращение с огнём. Уменьшилось количество пожаров, возникших по следующим основным причинам: из-за поджога (0,22 %), нарушения правил устройства и эксплуатации (НПУиЭ) электрооборудования (3,2 %), НПУиЭ печей и теплоустановок (4,9 %), нарушения правил пожарной безопасности (НППБ) при проведении огневых работ (4,26 %), неосторожного обращения с огнём (5,32 %), шалости детей с огнём (0,85 %). Уменьшилось на 18,99 % число пожаров, причины которых не установлены. Увеличилось на 10,05 % количество пожаров, возникших по технологическим причинам.

#### 1.1.2. Специфика пожарной опасности взрывопожароопасных объектов

К взрывопожароопасным относят объекты, связанные, как правило, обращением значительного количества горючих газов (ГГ) и легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ). На таких объектах, с одной стороны, и часто является основной причиной пожара, с другой стороны, и может реализоваться в той или иной стадии пожара. Яркими примерами взрывопожароопасных объектов являются предприятия нефтегазодобычи и нефтегазопереработки. С учетом этого специфика пожарной опасности взрывопожароопасных объектов будет рассмотрена на примере указанных предприятий.

Пожарную опасность объектов нефтегазодобычи и нефтегазопереработки обусловливают следующие факторы:

* сложность технологических линий;
* значительное количество легковоспламеняющихся и горючих ёмкостей, горючих газов, твердых горючих материалов;
* большое число резервуаров, емкостей и аппаратов, в которых находятся пожароопасные продукты под высоким давлением и при высокой температуре, разветвленная сеть технологических трубопроводов с многочисленной запорно-пусковой и регулирующей арматурой и контрольно-измерительными приборами;
* высокая теплота сгорания и скорость выгорания обращающихся на объектах веществ и материалов. нового оборудования, а также при недостаточной изученности условий обеспечения пожаровзрывоопасности этих процессов, показателей пожаровзрывоопасности сырья, полуфабрикатов и готовой продукции.

Анализ опыта изучения аварий на производственных объектах, экспериментальные и теоретические исследования показывают, что пожары и взрывы на современных объектах могут иметь катастрофические последствия.

При анализе пожаровзрывоопасности наружных технологических установок, составляющих основу указанных выше производственных объектов, используют: технологическую схему и регламенты технологического процесса; данные о пожаровзрывоопасных свойствах обращающихся в производстве веществ (при отсутствии таких данных принимают меры по их экспериментальному определению с помощью установленных методик или расчетными методами); материалы о причинах аварий, взрывов, пожаров и загораний на данном и других предприятиях с подобной или родственной технологией.

Пожарная опасность наружных установок создается в случае возникновения пожаров, взрывов на территории и ее аварийной загазованности.

Таблица 1.1 – Доля каждой причины в общем числе аварий.

|  |  |
| --- | --- |
| **Причины аварийных ситуаций** | **Доля от общего числа аварий, %** |
| пожары, вспышки и загорания | 58,5 |
| аварийная загазованность | 17,9 |
| взрывы и хлопки | 15,1 |
| прочие | 8,5 |

В свою очередь, пожары, взрывы и аварийная загазованность могут быть следствием возникновения следующих аварийных ситуаций (доля в % от общего числа):

Таблица 1.2 – Аварийные ситуации от пожаров, взрывов и аварийной загазованности

|  |  |
| --- | --- |
| **Аварийные ситуации** | **Доля от общего числа, %** |
| использование неисправного оборудования | 59,1 |
| нарушение технологического режима | 26,8 |
| пуск неисправной технологической линии (аппарата) установки | 7,5 |
| нарушение правил ремонтных работ | 4,7 |
| несоблюдение правил остановки технологической установки | 1,9 |

Анализ зарегистрированных крупных пожаров на технологических установках, опыты, проведенные на макетах технологического оборудования в условиях, близких к реальным, и теоретические расчеты показывают, что последствия пожаров на таких установках более тяжелые, чем в производственных зданиях, имеющих закрытые производственные объемы. Специфика процесса развития крупных пожаров на технических установках обусловлена: интенсивным процессом горения в начальной стадии с выделением большого количества тепла и быстрым движением тепловых потоков; высоким уровнем тепловой радиации (излучение); быстрым распространением пожаров по территории; компактным размещением технологических аппаратов и оборудования.

В результате анализа условий возникновения пожаров и взрывов на наружных установках в большинстве случаев можно разработать необходимые профилактические меры, снижающие пожарную опасность. Как правило, пожары возникают в какой-либо одной точке сооружения или технологического аппарата и потом уже распространяются по объекту. Исключение составляют случаи взрывов и разрушений производственного оборудования, в результате которых пожары могут одновременно возникнуть в нескольких местах установки или сооружения.

Таблица 1.3 – Распределение числа аварий, возникающих в различных элементах и оборудовании наружных установок

|  |  |
| --- | --- |
| **Элементы и оборудование наружных установок** | **Доля аварий от общего числа, %** |
| технологические трубопроводы (соединения, арматура и др.) | 31,2 |
| насосные станции для перекачки горючих жидкостей и газов | 18,9 |
| емкостные аппараты (дегидраторы, теплообменники и др.) | 15,0 |
| печи | 11,4 |
| колонны (ректификационные, вакуумные и пр.) | 11,2 |
| промканализация (лотки, колодцы, очистные сооружения и т. п.) | 8,5 |
| резервуарные парки для хранения нефтепродуктов | 3,8 |

Таблица 1.4 – Число возможных пожаров и загораний на наружных установках в зависимости от вида источника воспламенения

|  |  |
| --- | --- |
| **Вид источника воспламенения** | **Доля от общего числа, %** |
| нагретая до высокой температуры поверхность оборудования | 37,2 |
| открытый огонь печей | 23,1 |
| электрические искры при неисправности оборудования | 9,0 |
| открытый огонь газоэлектросварочных работ | 8,9 |
| повышение температуры при трении | 7,7 |
| самовоспламенение горючих продуктов | 6,5 |
| прочие | 7,6 |

В условиях производства при наличии в технологическом процессе горючих веществ и возможности их контакта с воздухом опасность пожара или взрыва может возникнуть внутри аппаратов и устройств и вне их, т. е. в помещениях, на открытых этажерках и площадках. При оценке уровня пожаровзрывоопасности технологической установки учитывают следующие факторы:

* показатели пожарной опасности веществ, обращающихся на данном участке производства, и количество этих веществ;
* степень пожаровзрывоопасности среды в производственных аппаратах и оборудования при аварийных режимах их работы;
* причины возможного выхода горючих веществ из аппаратов и трубопроводов и последствия аварийных разливов горючих жидкостей и газов;
* причины появления источников зажигания и условия их контакта с горючими веществами, обращающимися в технологическом процессе;
* возможные причины и пути распространения пожара по произ­водственным устройствам (коммуникациям).

Таблица 1.5 – Причины аварийных состояний на технологических установках, приводящих к пожарам, взрывам или аварийной загазованности территории

|  |  |
| --- | --- |
| **Причины аварийных состояний** | **Доля от общего числа,%** |
| выход из строя сальников, подшипников, прокладок | 30,2 |
| нарушение режима эксплуатации технологической линии | 16,9 |
| некачественный монтаж технологического оборудования | 14,1 |
| коррозия оборудования | 12,1 |
| прогар труб | 8,5 |
| переполнение сооружений промканализации | 7,6 |
| прочие | 10,6 |

Причинами взрывов, пожаров и загораний могут быть:

* недостаточная проработка научно-исследовательскими и проектными организациями технологических процессов и производственных операций, неудачный выбор некоторых видов оборудования (реакторы, компрессоры, колонны, центрифуги и т. д.), слабое оснащение производства надежными средствами контроля процессов, автоматическими противоаварийными блокировками и системами предупреждения образова­ния взрывоопасной среды;
* отсутствие или низкое качество средств противопожарной защиты: огнепреградителей, гидрозатворов, предохранительных мембран;
* нарушение технологического регламента процессов, недостаточный контроль технического состояния оборудования, в том числе трубопроводов;
* низкая производственная дисциплина обслуживающего персонала, его недостаточная обученность, несоблюдение правил техники безопасности;
* недостаточный анализ причин аварий и отсутствие должного контроля со стороны предприятий за выполнением мероприятий, направленных на предотвращение аварийных ситуаций.

Ситуация с возникающими пожарами, сложившаяся на нефтеперерабатывающих предприятиях настолько серьезна, что требует обстоятельного инженерного анализа всех неблагоприятных ситуаций и разработки соответствующих мер пожарной безопасности.

#### 1.2. Описание технологического процесса блочной нефтеперегонной установки (БНПУ) по стадиям

Блочная установка обессоливания и атмосферной перегонки нефти (БНПУ) ЗАО «Антипинского НПЗ» предназначена для производства прямогонного бензина, дизельного топлива и мазута топочного из сырой Западно-Сибирской нефти и эксплуатируется с 2006 года.

В результате технологического процесса получаются отдельные нефтяные фракции, которые используются либо как товарные продукты, либо направляются в дальнейшую переработку.

Процесс производится с помощью физико-химических методов: обессоливания, обезвоживания. Физических методов: ректификации, теплообмена.

Весь процесс состоит из следующих стадий:

* обезвоживание и обессоливание нефти;
* атмосферная перегонка нефти;

#### 1.2.1. Обезвоживание и обессоливание нефти

Нефть, поступающая на установку, содержит значительное количество хлористых солей, воды и механических примесей.

Содержащаяся в нефти вода, с растворенными в ней солями, преимущественно хлоридами, является не только ненужной примесью, но и вызывает сильную коррозию нефтеперегонного оборудования и ухудшает качество котельных топлив, сырья для каталитических процессов, вызывает отложения на стенках теплообменной аппаратуры и змеевиках печей, ухудшая теплопередачу, а также ухудшает качество товарных продуктов. При снижении содержания хлоридов до 5 мг/дм3 из нефти удаляются такие металлы, как железо, кальций и магний, содержание ванадия снижается более чем в два раза.

При подогреве нефти до 120 0С и выше в присутствии даже следов воды происходит интенсивный гидролиз хлоридов с выделением сильно корродирующего агента – хлористого водорода.

Гидролиз хлоридов идет согласно следующим уравнениям:

*MgCl2 + H2O = MgOHCl + HCl*

*MgCl2 +2H2O = Mg(OH)2 + 2HCl*

На установке применен комбинированный термоэлектрический способ обезвоживания и обессоливания нефти. Вместе с водой из нефти при обессоливании в значительной мере удаляются механические примеси.

В основе данных процессов лежит деэмульгация исходной эмульгированной нефти в смеси с промывной водой, которую подают в нефть для вымывания солей. Промывная вода при этом диспергируется в нефти до размеров капель пластовой воды.

Для интенсификации деэмульгирования процесс проводят в электрическом поле переменного тока. В электрическом поле высокого напряжения (10-25 кВ.) капли воды за счет поляризации принимают вытянутую форму и заряжаются, ориентируясь по направлению к электродам. При этом на концах капли возникают заряды, противоположные по знаку зарядам на электродах. Так как электрическое поле переменное, то и знаки зарядов на капле меняются с частотой поля. В результате взаимодействия таких капель с электродами и между собой капли приходят в хаотичное движение, сталкиваются друг с другом, сливаясь при этом в более крупные, которые опускаются под собственным весом вниз аппарата. Основными параметрами, влияющими на процесс при постоянном составе нефти, являются температура, расход деэмульгатора и количество промывной нефти.

#### 1.2.2. Атмосферная возгонка нефти

Для разделения нефти принята двухступенчатая схема перегонки с предварительным испарением и подачей водяного пара в отгонные части атмосферных колонн.

Стадия атмосферной перегонки осуществляется в двух ректификационных колоннах, оборудованных насадкой фирмы «ПЕТРОФАК». Основным условием ректификации является противоточный многократный ступенчатый контакт жидкости (флегмы) и паров, поднимающихся вверх по слоям насадки.

Также с целью защиты верхней части колонны Т-101 пары воды, легких фракций нефти и газы выводятся с верха колонны при температуре 110-160 оС, контролируемый прибором TIС-1216, и направляются по шлемовой трубе в конденсатор-холодильник воздушного охлаждения АС-101А/В/С. В воздушном холодильнике парогазовый поток охлаждается потоком воздуха, подаваемый вентиляторами АМ-101А/В/С/D/E/F, до 40÷70оС и основная часть паров конденсируется. Температура конденсации регулируется за счет изменения положения жалюзи воздушного холодильника и байпасирования части парового потока через клапан TV-1223 под управлением регулятора температуры TIC-1223.

#### 1.3. Краткое описание технологической схемы установки

#### 1.3.1. Электрообессоливание и обезвоживание нефти

Регулируемый поток сырой нефти подается на установку с помощью сырьевых насосов Р-101/А,В. Во избежании отложения солей в теплообменниках к сырой нефти добавляется около 2 объемных процентов пресной воды. В начале процесса происходит теплообмен между сырой нефтью и холодным мазутом в теплообменнике Е-101/А,В; а затем – теплообмен между сырой нефтью и холодным дизельным топливом в теплообменнике Е-102/А,В. К этому моменту температура сырой нефти достигнет 255 оF (124оС).

Пресная вода вводится в предварительно нагретую сырую нефть в количестве 4 объемных процента и смешивается с ней путем пропускания через шаровой клапан с целью создания перепада давления (5-15) psi [(0,35-1,05) кг/см2 изб.]. Пресная вода закачивается из ТК-101 с помощью водяных насосов Р-107/А,В обессоливающей установки (ОУ) и перед смешением с сырой нефтью подвергается предварительному нагреву за счет теплообмена с солевым раствором в водном теплообменнике ОУ Е-107. После перемешивания воды с сырой нефтью процесс обессоливания заканчивается за счет дегидратации сырой нефти по принципу электростатического коалесцирования; эта процедура обеспечивает удаление солей, растворенных в воде. Весь процесс происходит в обессоливателе V-101.

Обессоливатель V-101 представляет собой электростатическую обессоливающую установку, в которой поддерживается электростатическое поле высокого напряжения (15-25 кВт). Сырая нефть поступает в емкость через распределительный коллектор, расположенный в нижней части емкости и охватывающий всю длину корпуса. Обессоливающая вода отделяется от нефти и осаждается на дне емкости под действием силы тяжести, так как обладает более высокой плотностью, в то время как небольшие диспергированные частицы поднимаются наверх в электростатическое поле. Влияние электростатического поля заставляет электропроводимые капли соленой воды коалесцировать друг с другом, в результате чего их масса увеличивается, и соответственно повышается их скорость осаждения. Соленая вода из V-101 поступает на устройство регулирования межфазного уровня, после этого – в водяной теплообменник Е-107, где происходит теплообмен с пресной водой, а затем - на слив. Обессоленная сырая нефть выводится через верхнюю часть V-101.

Выходящая из ОУ сырая нефть подвергается дальнейшему предварительному нагреву за счет теплообмена с горячим дизельным топливом в теплообменнике Е-103 до 325 оF (163 оС). Дополнительный предварительный нагрев производится в теплообменнике промежуточного мазута/сырой нефти Е-104/А,В и в теплообменнике горячего мазута/сырой нефти Е-105. Температура сырой нефти на выходе составляет приблизительно 415 оF (213 оС). Выходящая сырая нефть разделяется на два параллельных потока, каждый из которых затем снова разделяется на два параллельных потока. Общий расход сырой нефти и её разделение на четыре параллельных потока регулируется регулятором расхода на каждом из нагревателе сырой нефти   
Н-101 и Н-102. Сырая нефть нагревается приблизительно до 640 оF (338 оС) и частично испаряется. Температура сырой нефти на выходе из нагревателя регулируется регулятором температуры, чем осуществляется регулирование подачи газообразного топлива в горелки нагревателя. Для повышения температуры сырой нефти перед поступлением в зону испарения ректификационной колонны предусмотрены два подающих нагревателя (Н-101 и Н-102) мощностью 3,7 ккал/ч. Эти нагреватели оснащены горелками, работающими на газообразном топливе.

#### 1.3.2. Атмосферная перегонка

Нагреватели сырой нефти Н-101 и Н-102 оснащены установленными в секциях конвекции змеевиками перегрева пара. Перегретый пар производится путем пропускания насыщенного пара через перегревающие змеевики. Затем перегретый пар подается в колонну фракционирования сырой нефти Т-101, а также в секцию отгонки дизельного топлива Т-103. Частично испарившаяся сырая нефть из нагревателей подается на тарелку № 4 колонны Т-101. Перегретый пар подается под тарелку № 1 колонн Т-101 и Т-103 для повышения испаряемости и отгонки легких фракций из неиспарившейся части сырой нефти и дизельного топлива при их прохождении через донные тарелки вышеупомянутых колонн.

Испарившаяся часть сырой нефти поднимается через верхние тарелки колонны Т-101 и вступает в контакт с возвращающейся флегмой, в результате чего происходит требуемое фракционирование. Охлаждение перегретого пара происходит в конденсаторе наверху ректификационной колонны сырой нефти АС-101/А,В,С. Сконденсированный дистиллят собирается в накопителе ректификационной колонны V-102. Все несконденсированные пары как при нормальной работе, так и при нарушениях работы установки выпускаются через регулятор давления для сжигания на факеле. Температура сконденсированного дистиллята регулируется ручным жалюзи теплообменника с воздушным охлаждением или путем частичного перепуска в обход АС-101/А,В,С.

Водяной пар в потоке дистиллята конденсируется и осаждается в основании V-102. Получаемая вода возвращается в ТК-101 регулятором уровня жидкости, а затем используется в качестве источника воды для ОУ. Сконденсированный бензин закачивается наверх ректификационной колонны сырой нефти для организации орошения с помощью насосов орошения Р-102/А,В. Эти насосы используются также для перекачки бензина из V-102 по регулятору уровня в резервуары хранения Р-13, Р-14 через воздушный холодильник АС-103 и водяной холодильник Е-106.

Мазут, остаточный продукт перегонки в ректификационной колонне сырой нефти Т-101, отводится с помощью регулятора уровня жидкости (насосом Р-106/А,В). Мазут последовательно охлаждается в теплообменнике горячего мазута/сырой нефти Е-105, в теплообменниках промежуточного мазута/сырой нефти Е-104/А,В и холодного мазута/сырой нефти Е-101/А,В, а затем отводится в резервуары хранения Р-5÷Р-8.

Дизельное топливо отделяется на тарелке градирни выше тарелки № 12 колонны Т-101 и подается в область выше тарелки № 4 секции отгонки дизельного топлива Т-103. Под тарелку № 1 секции отгонки дизельного топлива подается перегретый пар. Дизельное топливо отбирается в нижней части колонны Т-103 с помощью регулятора уровня и перекачивается насосами дизельного топлива Р-105/А,В в теплообменник горячего дизельного топлива/сырой нефти Е-103, теплообменник холодного дизельного топлива/сырой нефти Е-102/А,В; устройство охлаждения дизельного топлива АС-102, а затем пропускается через солевой обезвоживатель V-103 и перекачивается в резервуары хранения Р-9÷Р-12. Значительная часть дизельного топлива перепускается обратно на тарелку № 14 колонны Т-101 для утилизации тепла от процесса. Дизельное топливо также подается обратно в колонну Т-101 на тарелку № 11 в качестве оросителя.

В блоке атмосферной разгонки нефти предусматривается линия нефтяных отходов, в которую врезаются трубопроводы некондиционного бензина, некондиционного дизельного топлива и мазута. С БНПУ нефтяные отходы направляются в Р-1 товарно-сырьевого склада.

#### 2 Анализ пожарной опасности технологического процесса установки БНПУ

Установка БНПУ нефтеперерабатывающего завода ЗАО «Антипинский НПЗ», как и другие установки по переработке нефти, представляет собой большую пожарную опасность, которая обуславливается: сложностью технологических линий, большим количеством емкостей и аппаратов в которых находятся пожаровзрывоопасные продукты под большим давлением и при высокой температуре, разветвленной сетью с многочисленной запорно-пусковой и регулирующей арматурой и контрольно-измерительными приборами, а также значительным количеством легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, паров и газов.

#### 2.1. Пожаровзрывоопасные свойства сырья, полупродуктов, готовой продукции и отходов производства

Потенциальная возможность возникновения и развития пожара в значительной мере определяется свойствами применяемых веществ и материалов.

В технологическом процессе принимают участие разнообразные легковоспламеняющиеся и горючие жидкости, газы в холодном и нагретом состоянии при давлении до 1,8 МПа. Рассмотрим ниже пожароопасные свойства основных веществ, обращающихся в установке.

Нефть западно-сибирских месторождений – легковоспламеняющаяся жидкость темно-бурого цвета, представляющая собой смесь углеводородов. Плотность 840-880 кг/м3 ,температура вспышки tвсп=-350С, температура самовоспламенения tс=3200С, температурные пределы воспламенения нижний -210 С, верхний - 80 С, скорость выгорания 9-12 см/ч, скорость прогрева слоя и его нарастания 24-36 см/ч, температура пламени 11000С, температура прогретого слоя 130-1600С.

Бензин – бесцветная легковоспламеняющаяся жидкость представляющая собой смесь легких углеводородов. Плотность 730 кг/м3 температура вспышки *tвсп*=-360С, *tc*=3000C, область воспламенения 0,9-7,5 объемных, температурные пределы воспламенения нижний -360С, верхний -70С, скорость нарастания прогретого слоя 70см/ч, температура прогретого слоя 80-1000С, скорость выгорания 20-30 см/ч, температура пламени 12000С.

Дизельное топливо (летнее, зимнее) – горючая жидкость. Плотность 860(Л), 840(З) кг/м3*, tвсп*=61-400С, *tс*=2400С, температурные пределы воспламенения нижний 690°С, верхний 1190С.

Мазут М-100 - горючая жидкость. Плотность 890-995 кг/м3, скорость выгорания 6 см/ч, скорость нарастания прогретого слоя 24-42 см/ч, температура прогретого слоя 230-3000С, температура пламени 10000С, *tвсп*= 2070С, *tс* = 3800С, температурные пределы воспламенения нижний 1380С, верхний 1450С.

Характеристику пожаровзрывоопасных свойств обращающихся газов сведем в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Характеристика пожаровзрывоопасных свойств, обращающихся газов

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование продукта,  формула | Температура самовоспламенения оС | Плотность, кг/м3 | Концентрационные пределы воспламенения | | Минимальная концентрация для тушения | |
| НПВ, % | ВПВ, % | СО2 | N2 |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** |
| Этан *C2H6* | 472 | 1,3561 | 3,07 | 15 | 34 | 46 |
| Пропан *C3H8* | 470 | - | 2,3 | 9,5 | 32 | 45 |
| Бутан *C4H10* | 405 | 2,6720 | 1,8 | 9,1 | 29 | 41 |

Из анализа пожароопасных свойств веществ видно, что в данном производстве применяются вещества, которые могут образовать горючую среду в аппаратах, в помещениях насосных и на территории установки.

Ниже рассмотрим эти вопросы подробнее.

#### 2.2. Анализ горючей среды внутри технологических аппаратов при нормальном режиме работы

В технологическом процессе производства применяются легковоспламеняющиеся и горючие жидкости в холодном и нагретом состоянии, при различном давлении 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 (1), (2).

*tнвп-100 С ≤ tраб ≤ tвпв+100 С ,* (2.1)

где  *tраб –* рабочая температура жидкости в аппарате, 0С,

*tнпв, tвпв* – соответственно нижний и верхний пределы воспламенения жидкости с запасом надежности 100 С.

Для проверки условий образования взрывоопасных концентраций в аппаратах составляем таблицу 2.2

Таблица 2.2 - Образование взрывоопасных концентраций в аппаратах

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование аппарата и вид жидкости | Наличие паровоздушного  пространства | Рабочая темпера-тура  оС | Температурные пределы воспламенения | | Заключение |
| *tн*-10 оС | *tв*+10 оС |  |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Электродегидратор V-101, нефть | нет | 120 | -31 | +2 | Взрывоопасная концентрация не образуется |
| Насосы для перекачки нефти Р-101/А,В | нет | 60 | -31 | +2 | Взрывоопасная концентрация не образуется |
| Кожухотрубные теплообменники Е-101/А,В и Е-102/А,В | нет | 124 | -31 | +2 | Взрывоопасная концентрация не образуется |
| Кожухотрубный теплообменник Е-103 | нет | 163 | -31 | +2 | Взрывоопасная концентрация не образуется |
| Кожухотрубные теплообменники Е-104/А,В; Е-105 | нет | 213 | -31 | +2 | Взрывоопасная концентрация не образуется |
| Нагреватели сырой нефти Н-101 и Н-102 | нет | 338 | -31 | +2 | Взрывоопасная концентрация не образуется |
| Ректификационные колонны Т-101, Т-103 | нет | 338/218 | -46 | +3 | Взрывоопасная концентрация не образуется |

Из проведенного анализа делаем вывод, что при нормальном режиме работы ни в одном аппарате данного производства нет взрывоопасных концентраций, так как нет паровоздушного пространства или температурный режим выше верхнего предела воспламенения с учетом коэффициента надежности.

#### 1.3. Анализ пожаровзрывоопасности горючей среды в периоды остановки и пуска аппаратов

Взрывопожароопасные концентрации образуются при остановке работы аппаратов или трубопроводов в результате неполного удаления жидкостей, паров или газов из внутреннего объема системы, а при пуске аппаратов и трубопроводов - в результате недостаточного удаления воздуха.

Непосредственными причинами образования взрывоопасных концентраций при остановке аппаратов являются:

* неполное удаление из аппарата огнеопасных жидкостей. Если в колонне осталось горючая жидкость, то удалить их последующей продувкой очень сложно;
* недостаточная продувка водяным паром или инертным газом внутреннего пространства аппаратов и трубопроводов от оставшихся жидкостей и паров;
* негерметичное отключение от подлежащих остановке аппаратов соединенных с ними трубопроводов с огнеопасными жидкостями или газами.

Просачиваясь через негерметичные задвижки, пары жидкостей постепенно накаливаясь, могут образовать взрывоопасные концентрации даже в полностью опорожненных и правильно продутых аппаратах и трубопроводах.

Полный слив жидкости и герметичное отключение останавливаемых аппаратов создают необходимые предпосылки для окончательного удаления оставшихся горючих веществ путем продувки.

Проверим расчетом время продувки ректификационной колонны Т-101.

Пар в колонны поступает со скоростью 3,5 м/с по трубопроводу *d=* 50 мм = 0,05 м.

*q=,* (2.4)

где *q* – количество пара подаваемого в аппарат м3/мин;

*w* – скорость истечения пара из трубопровода в аппарат м/с .

*q=* *м3/мин.*

Для огнеопасных жидкостей определяем по формуле [1]:

*τж=,*  (2.5)

где *τж* – время продувки колонны с бензином, мин.;

*n* – коэффициент зависящий от летучести жидкости, *n*=5;

*V* – свободный объем колонны, м3 *V*=12,9 м3.

Для определения предельно допустимой концентрации горючего вещества в конце продувки аппарата принимаем коэффициент запаса равным 20 по отношении к нижнему пределу взрыва, т.к. колонны тарельчатая, в ней возможно отложение пирофорных соединений.

, (2.6)

где *φНПВ* – нижний концентрационный предел взрываемости бензина, %.

*объемные доли.*

*τж=мин≈20 часов.*

Технологическим регламентом время продувки колонны принято 22 часа, следовательно, будет исключено образование взрывоопасных концентраций паров бензина в колонне Т-101.

Большую пожарную опасность представляют собой большое количество насосов предназначенных для транспортировки нефтепродуктов, при эксплуатации которых возможен выход паров нефтепродуктов с образованием взрывоопасных концентраций.

Проверим расчетом вероятность образования взрывоопасных концентраций при нормальном режиме работы.

В холодной насосной блока колонн установлено 12 рабочих насосов, 6 из которых перекачивают светлые нефтепродукты. 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 насосов наблюдается утечка паров нефтепродуктов. Как видно из таблицы 11.1 стр.170 [1], по данным опытов среднее выделение легких углеводородов составляет в данном случае 1000 г/ч.

Величину утечки через сальник центробежного насоса можно оценить по формуле [1]:

*Gс=,* (2.7)

где *Gс* –количество просачивающейся жидкости кг/ч;

 – плотность бензина кг/м3 ;

*d* – диаметр вала насоса м;

*К* – коэффициент испаряемости жидкости;

*Н* – рабочее давление насоса, м.ст.ж.

Подставив значение формулы получим:

*Gс=.*

Что меньше опытных данных.

Принимая опытные данные за основу, выход для 6 насосов составит:

*G=.*

Далее определяем достаточно ли данного количества бензина вышедшего из сальников насосов для образования взрывоопасной концентрации в объеме насосной (без учета паров с конвективными патоками).

, (2.8)

где  – концентрация паров бензина, г/м3;

*V –* объем пространства насосной м3.

*V=*16х12х*6=1152м3.*

=.

Предельно допустимая концентрация паров бензина составит:

.

Нижний предел взрыва в весовых единицах не дается, в справочной литературе приводятся данные в объемных концентрациях для бензина .

Переводим объемную концентрацию в весовую:

, (2.9)

где *М –* масса бензина, кг/кМоль;

*Vt* – объем кМоля паров бензина при рабочей температуре жидкости.

*,*  (2.10)

где *t* – рабочая температура, 0С.

*,*

*.*

Вывод: так как в объеме насосной концентрация паров бензина =*6г/м3*, а нижний концентрационный предел взрыва =*29,5г/м3* возможность образования общей взрывоопасной концентрации при нормальном технологическом режиме исключается.

#### 2.4. Причины повреждения технологического оборудования

#### 2.4.1. Анализ горючей среды при аварии технологического оборудования

Самую большую опасность для производства представляют повреждения и аварии технологического оборудования и трубопроводов, в результате которых значительное количество горючих веществ выходит наружу, вызывая опасное скопление паров жидкости, загазованность открытых территорий, розлив жидкости на большие площади.

Аварии при эксплуатации технологического оборудования возникает в результате механических, химических и электрических воздействий. К механическим воздействиям можно отнести: сверхрасчетные давления, возникающие при нарушении материального баланса и режима работы насоса, повышение сверхрасчетной температуры, накипи на отводящих трубопроводах, уменьшающих их сечение, гидравлические удары, вибрации, температурные перенапряжения.

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

*4Fe + 3O2→2Fe2O3*

Окисел *Fe2O3* не обладает механической прочностью и легко отслаивается от металла. Сероводород при температуре310оС и выше разлагается, в результате чего происходит процесс диссоциации сероводорода с образованием элементарной серы и взаимодействия ее с металлом, например:

*H2S→H2+S* (термическая диссоциация)

*2H2S+O2→2H2O+2S* (окисление)

*Fe+S→FeS* (коррозия)

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 разновидности, 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. Проведем несколько проверочных расчетов на возможность разрушения аппаратов или трубопроводов.

#### 2.4.2. Расчет на прочность трубопроводов при гидравлическом ударе

Определим силу гидроудара при закрытии задвижки в стальном трубопроводе *d* 400 мм. и толщиной стенки 5 мм.

По трубопроводу протекает нефть со скоростью 1,2 м/с и объемным весом 860 кг/м3

Для определения приращения давления в трубопроводе воспользуемся формулой Н.Е. Жуковского [3]:

, (2.11)

где – плотность жидкости, кг/м3;

 – уменьшение скорости движения при торможении струи м/с;

*v* – скорость распространения ударной волны м/с/

**, (2.12)

где *Еж*– модуль упругости жидкости, Па ;

*Е* – модуль упругости материала трубопровода, Па;

*d* – внутренний диаметр трубопровода, м;

– толщина стенки трубы.

*.*

.

Приращение давления на 0,484 МПа сверх нормы может привести к повреждению трубопровода и истечению нефти.

#### 2.4.3. Проверочный расчет на прочность кожухотрубного теплообменника при температурных напряжениях

При эксплуатации теплообменников неплотности и повреждения могут появиться в результате образования непредусмотренных расчетом температурных напряжений в материале аппарата, а также в результате изменения механических свойств металлов под воздействием температуры. При этом даже нормальные рабочие нагрузки могут привести к появлению необратимых деформаций и повреждений аппаратов. Определим температурное напряжение в корпусе и трубах кожухотрубного теплообменника с неподвижными трубными решетками. Длина труб *L*=3м., число труб *Z*=25 шт. наружный диаметр труб *dн*=0,25 м., давление в трубном пространстве *Рт*=0,14 МПа, в межтрубном пространстве *Рн*=0,1 МПа. Корпус и трубы изготовлены из стали СТ-3. Толщина кожуха *Sк*=0,004 м., толщина труб *Sтр*=0,002 м., внутренний диаметр кожуха *Dв*=0,53 м., температура кожуха *tк*=25оС, *t* труб 95оС.

Температурное напряжение в теплообменном аппарате определим по формуле [1]:

, (2.13)

, (2.14)

где – максимальное напряжение в материале, Па;

*F*– площадь поперечного сечения, м2;

*Рt* – сила возникающая между жесткосоединенными корпусом и трубами теплообменника H;

*Р* – сила вызываемая давлением среды в трубном и межтрубном пространстве H;

*Е* – модуль упругости материала.

Определим сечение труб

 (2.15)

где *dH* – наружный диаметр трубы, м;

*dв* – внутренний диаметр трубы, м;

*Z* – число труб в пучке.

*dв= dH – 2SТ*, (2.16)

где *SТ* – толщина труб, м.

*dв=0,025 –* 2х0*,002=0,021 м*



Определим сечение кожуха:

 (2.17)

где *Дв* – внутренний диаметр кожуха, м;

*Sк* – толщина кожуха, м.

.

По справочным данным определим коэффициент линейного расширения *αТ* *=αк* и модуль упругости стали *ЕТ*.

*αТ= αк=12*х*10-6к-1 ЕТ=Ек=2,2*х*1011Па*

Определим силу, возникающую между корпусом и трубками за счет температурных напряжений:

 (2.18)

где *tк,tТ* – расчетные температуры труб и корпуса теплообменника, оС .



Определим силу, вызванную давлением среды в трубах и межтрубном пространстве:

 (2.19)

где *РН,РТ* – давление в межтрубном и трубном пространствах, Па.



Определим напряжение в корпусе:



Определим напряжение в трубах:

.

Вывод: расчет показал, что при напряжении в трубах  возникает опасность разрушения кожухотрубного теплообменника [*σ*]=97,6 *МПа* согласно СНиП II-23-81 «Стальные конструкции».

#### 2.4.4. Проверочный расчет повышения давления в колонне, при отсутствии конденсации паров

Нарушение нормального процесса конденсации паров может привести к образованию повышенного давления в системе. Если конденсация пара уменьшиться или прекратиться совсем, а процесс парообразования будет продолжаться, то количество пара в колонне, конденсаторе и приемнике конденсаторе будет возрастать.

Оценим конечное давление в ректификационной колонне Т-101, если в течение 10 минут будет прекращена подача воды на конденсацию пара. Степень неполноты конденсации *d*=5%, свободный объем колонны 11,8 м3 , температура верха колонны 403К, низа колонны 487К. Давление колонны при нормальном режиме работы 0,21 МПа, производительность колонны 2,8 кг/с. Приращение давления при нарушении нормального процесса конденсации паров определим [1].

 (2.20)

где *P* – приращение давления в колонне, Па;

*d* – степень неполноты конденсации паров в % ;

*σ –* производительность колонны по пару, кг/с;

*τ* – продолжительность нарушения процесса конденсации паров, с;

*Ро* – давление окружающей среды, Па;

*Vсв –* свободный объем колонны, м3 ;

*ρt* – плотность паров жидкости при температуре и давлении в колонне, кг/м3 .

Определим плотность паров бензина при рабочих условиях верха колонны:

 (2.21)

где *М* – молекулярная масса бензина;

*Тр* – температура верха колонны, К;

*Рр* – рабочее давление колонны, Па.





Конечное давление в верхней части колонны составит



Следовательно, делаем вывод, что повышение давления приведет к выходу паров бензина через открытую воздушку на емкости конденсата, а также к возможному повреждению оборудования колонны.

#### 2.4.5. Проверочный расчет прогрева стены трубы, змеевика трубчатой печи

Прогар стенки трубы наступает в результате сильного перегрева отдельного участка теплообменной поверхности. Механическая прочность металла снижается, появляется его текучесть, необратимые деформации, утоньшение, а затем разрыв стенки и выход продукта в топочное пространство. Перегрев чаще бывает в тех местах трубы, где имеются различные отложения (кокса, солей), инородные включения являющиеся плохими проводниками тепла. Температуру стенки трубы на участках с отложениями и без отложений можно определить по уравнениям теплопередачи [1]

 (2.22)

где *tст* – температура стенки трубы, оС ;

*tпр* – температура продукта, оС;

*tГ –* температура продуктов горения, оС.

 (2.23)

 (2.24)

где *К1* – коэффициент теплопередачи на участке с отложениями, Вт/м-2 ч-1.град-1;

*К2* – коэффициент теплопередачи на участке без отложений, Вт/м-2 ч-1.град-1;

*α1* – коэффициент теплопередачи от топочных газов к стенке трубы, Вт/м-2 ч-1.град-1;

*α2* – коэффициент теплопередачи от стенки трубы к нагреваемому продукту, Вт/м-2 ч-1.град-1;

*σст*, *σотл –* толщина стенки трубы и слоя отложений, м;

*λст, λотл* – коэффициенты теплопроводности материала стенки и отложений, Вт/м-2 ч-1.град-1.

Определим коэффициент теплопередачи на участке без отложений



Определим коэффициент теплопередачи на участке с отложениями:



Определим температуру на поверхности стенки трубы без ококсования:

.

Определим температуру на поверхности стенки трубы с отложениями:

.

Из приведенного анализа делаем вывод, что на участке трубы с ококсованием температура на поверхности стенки достигает предела текучести металла, что приведет к прогару трубы и выходу продукта на данном участке в топочное пространство.

Для предотвращения перегрева необходимо строго соблюдать температурный режим, следить за скоростью движения продукта.

#### 2.5. 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.

Рассмотрим ниже вероятность возникновения источника зажигания при эксплуатации технологического оборудования на установке БНПУ.

#### 2.5.1. 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.

Определим расчетом количество теплоты, отдаваемое каплей металла при искрении пролитого нефтепродукта, на которое она упала [4]:

 (2.25)

где *W* – количество теплоты, Дж;

*Vк* – объем капли, м3;

*ρ* – плотность металла кг/м3;

*lt* – удельная теплоемкость металла при температуре 0,5*(tп+tсв),* Дж/кгК;

*tсв* – температура самовоспламенения нефти, оС.

, (2.26)

где *dк* – диаметр капли, м.

*VК=0,524* х*1,25*х*10-10=6,55 10-11м3*



Из приведенного расчета можно сделать вывод, что энергии данной искры будет недостаточно для воспламенения нефти с большой энергией зажигания [5]

*Wрасч.=0,12Дж<[W=1,3Дж] (руководство)*

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.

Рассчитаем температуру подшипника по перекачки бензиновых фракций с подшипниками «414», диаметр вала 0,06 м. Коэффициент теплообмена между поверхностью подшипника и средой 200 Вт/м2.К, температура окружающей среды 25оС, коэффициент трения 0,15, число оборотов вала 3000 1/мин. сила действующая на подшипник 3000 Н, поверхность подшипника 0,08 м2

Определим мощность сил трения [1],[2].

 (2.27)

где *f* – коэффициент трения;

*N* – радиальная сила, действующая на подшипник, Н;

*d* – диаметр шейки вала, м;

*n* – число оборотов вала, 1/мин.



Определим максимальную температуру корпуса подшипника:

 (2.28)

где *Тп* – максимальная температура подшипника, К;

*Тв* – температура окружающей среды, К;

*α* – коэффициент теплообмена между поверхностью подшипника и средой, Вт/м2.К;

*F* – поверхность корпуса подшипника, м2.



На основании проведенного расчета делаем вывод, что температура подшипника превышает температуру самовоспламенения бензина *tп=3780С>tсв=3000С* следовательно при попадании бензина на поверхность подшипника произойдет его воспламенение. Для исключения перегрева подшипников необходимо осуществлять постоянный контроль установкой термопар с выводом на пульт управления.

#### 2.5.2. Тепловое проявление электрической энергии. Разряды атмосферного электричества

Опасность прямого удара молнии заключается в контакте горючей среды с накалом молнии, температура в которой достигает 20000оС. 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.

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 паро- и газовоздушные 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). 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,

Замыкание и искровые пробои между электродами электродегидраторов могу привести к повреждениям герметичных аппаратов и воспламенению горючих веществ.

#### 2.5.3. Открытые источники огня

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. Трубчатые печи с огневым обогревом характеризуются наличием горящего топлива, высоко нагретой теплообменной поверхностью и раскаленными конструктивными элементами топки. При сжигании газообразных веществ действительная температура горения колеблется в пределах 1200-14000С, жидкостей 1100-13000С.

При такой температуре аппаратов огневого действия всякие повреждения и аварии смежных аппаратов, сопровождающиеся выходом наружу горючих жидкостей, паров или газов и распространением их в сторону печей, неизбежно приведут к возникновению вспышки и пожару. Для безопасного ведения процесса необходимо предусматривать паровую защиту печей.

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.

#### 2.5.4. Тепловое проявление химической реакции

По условиям технологии, находящиеся в ректификационных колоннах, трубчатых печах, насосах, жидкости нагреты до температуры превышающей температуру их самовоспламенения. Появление неплотностей в аппаратах и трубопроводах и соприкосновение с воздухом выходящего наружу продукта, нагретого выше температуры самовоспламенения, сопровождается его загоранием.

Определенную опасность в возникновении загораний и пожаров являются случаи самовозгорания отложений сернистых соединений железа. Окисление сернистых соединений железа начинается с подсыхания поверхности и соприкосновения ее с кислородом воздуха, при этом температура постепенно повышается, появляется голубой дымок, а затем и пламя. В результате этого отложения разогреваются иногда до температуры 600-7000С.

Избежать самовозгорания сернистого железа можно путем химической очистки от сероводорода поступающих на обработку нефтепроводов и самой нефти.

#### 2.6. Анализ возможных путей распространения горения

Пожары на нефтеперерабатывающих заводах протекают в сложных условиях с быстрым распространением огня на соседние аппараты и участки, и, зачастую, принимают характер катастрофы с огромным материальным ущербом. Наличие больших объемов легковоспламеняющихся и горючих жидкостей приводит к тому, что пожар на установке может принять значительные размеры. Условиями распространения горения на установке являются: розливы по территории установки горючих и легковоспламеняющихся жидкостей; разветвленная сеть промышленной канализации при неэффективности гидравлических затворов в колодцах; отсутствие аварийных сливов из емкостных аппаратов, линий стравливания газовоздушных смесей из аппаратов; разветвленная сеть трубопроводов при отсутствии на них гидравлических затворов. При пожаре возможен взрыв, так как имеет место образование взрывоопасных концентраций в них. Испарение паров легковоспламеняющихся жидкостей и газов будет создавать газовоздушную смесь, которая при ветреной погоде будет перемещаться к возможному очагу пожара.

#### 3 Определение и обоснование класса взрывоопасной зоны, категории и группы взрывоопасных смесей, категории по взрывопожарной и пожарной опасности

#### 3.1. Определение и обоснование класса взрывопожароопасной зоны, категории и группы взрывоопасных смесей

Установка БНПУ нефтеперерабатывающего завода ЗАО «Антипинский НПЗ» является наружной установкой со всех технологическим оборудованием: насосами, теплообменниками, электродегидратором, ректификационными колоннами, трубчатыми печами. В технологическом процессе установки участвуют легковоспламеняющиеся и горючие жидкости, которые, как показали расчеты, могут в смеси с воздухом образовать взрывоопасные смеси при аварийных режимах работы технологического оборудования.

Поэтому в соответствии с требованиями ПУЭ-86 п.7.3.43. установка БНПУ – взрывопожароопасная зона (наружная установка) – класса В-1г.

Так как установка насыщенна технологическим оборудованием и трубопроводами, находящимися по ее периметру, границы взрывоопасных зон необходимо установить в пределах трех метров по горизонтали и вертикали от закрытого технологического оборудования. И пяти метров по горизонтали и вертикали от устройств для выброса из предохранительного и дыхательного клапанов от технологического оборудования согласно п. 7.3.44 ПУЭ-86.

В зависимости от температуры самовоспламенения и способности передавать взрыв через зазор оболочки, взрывоопасной смеси подразделяются на категории и группы, указанные в таблице 3.1.

Таблица 3.1 *-* Категории и группы взрывоопасности смесей

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Взрывоопасная смесь** | **Категория** | **Группа** | |
| **По ПИВРЭ** | **По ПУЭ** |
| Бензин  Нефть  Керосин  Бутан  Пропан  Этан  Пентан  Метан | **IIА**  IIА  IIА  IIА  IIА  IIА  IIА  I | Т3  Т3  Т3  Т2  Т1  Т1  Т2  Т1 | Г  Г  Г  Б  А  А  Б  А |

Наиболее взрывоопасная смесь из всех перечисленных – смесь паров бензина с воздухом В2Т3(В2Г).

В связи с наличием трубопроводов с бензином и открытого расположения оборудования принимаем в целом для установки взрывоопасную смесь 2-ой категории и группы Т3(Г).

Таблица 3.2 – Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных установок

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование  сооружения | Класс взрывоопасности  по ПУЭ | Категория и группа взрывоопасной смеси  по ПУЭ |
| Блок электрообессоливания и атмосферной разгонки («Петрофак») | В-1г | IIВ-ТЗ |
| Факельный сепаратор с насосной («Петрофак») | В-1г | IIА-ТЗ |
| Факельный стояк  Н=16,8 м («Петрофак») | - | - |
| Площадка резервуаров нефти и нефтепродуктов | В-1г | IIВ-ТЗ |
| Площадка теплообменника ( «Петрофак») | В-1г | IIА-ТЗ |
| Запальный шкаф( «Петрофак») | В-1г | IIА-ТЗ |
| Эстакада налива светлых нефтепродуктов в ж.д.цистерны | В-1г | IIВ-ТЗ |
| Эстакада налива нефти и темных нефтепродуктов в ж.д.цистерны | В-1г | IIА-ТЗ |
| Площадка автоналива | В-1г | IIВ-ТЗ |
| Насосная нефти | В-1г | IIА-ТЗ |
| Насосная темных нефтепродуктов | П-III | - |
| Насосная светлых нефтепродуктов | В-1г | IIВ-ТЗ |
| Свеча рассеивания | В-1г | IIА-ТЗ |
| Лаборатория  под вытяжкой | П-I  В-1б | -  IIВ-ТЗ |
| Дренажная емкость светлых нефтепродуктов V=12,5 м3 | В-1г | IIВ-ТЗ |
| Дренажная емкость темных нефтепродуктов V=12,5 м3 | В-1г | IIА-ТЗ |
| Аварийная емкость темных нефтепродуктов V=63 м3 | В-1г | IIА-ТЗ |
| Аварийная емкость светлых нефтепродуктов V=63 м3 | В-1г | IIВ-ТЗ |

Вывод: установка БНПУ взрывопожарная зона класса В-1г со смесью IIВ-Т3.

#### 3.2. Определение и обоснование взрывоопасности технологических блоков

#### 3.2.1. Методика расчета значений энергетических показателей взрывоопасности технологических блоков

Взрывоопасность технологической стадии количественно можно определить по значению общего энергетического потенциала. Общий энергетический потенциал взрывоопасности технологического блока характеризуется энергией адиабатического расширения парогазовой фазы, полного сгорания имеющихся и образующихся из жидкости паров за счет внутренней и внешней (окружающей среды) энергии при аварийном раскрытии технологической системы: [18]

 (3.1)

где – сумма энергий адиабатического расширения и сгорания ПГФ, находящейся непосредственно в аварийном блоке;

– энергия сгорания ПГФ, поступившей к разгерметизированному участку от смежных блоков;

– энергия сгорания ПГФ, образующейся за счет энергии перегрева ЖФ рассматриваемого блока и поступившей от смежных объектов за время;

– энергия сгорания ПГФ, образующейся из ЖФ за счет тепла экзотермических реакций, не превращающихся при аварийной разгерметизации;

– энергия сгорания ПГФ, образующейся из ЖФ за счет теплопритока от внешних теплоносителей;

– энергия сгорания ПГФ, образующейся из пролитой на твердую поверхность ЖФ за счет теплоотдачи от окружающей среды (от воздуха по зеркалу и твердой поверхности к жидкости).

Исходя из значения *Е,* рассчитывают общую массу горючих паров взрывоопасного парогазового облака, приведенную к единой удельной энергии сгорания, равной 46000 кДж/кг и относительный энергетический потенциал взрывоопасности технологического блока:

 (3.2)

где *m* – масса горючих паров, газов, кг.

 (3.3)

где *Qв* – относительный энергетический потенциал взрывоопасности технологического блока.

По значению *Qв* и *m* осуществляют категорирование блоков:

Таблица 3.3 – Параметры категорирования

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Категория взрывоопасности** | ***Qв*** | ***m*** |
| I | >37 | >5000 |
| II | 27-37 | 2000-5000 |
| III | <27 | <2000 |

Согласно п.1.3 [18] категорию взрывоопасности блоков, определенную расчетом, следует принимать на одну выше, если образующиеся в технологическом блоке вещества относятся к I или II классу по ГОСТ 12.1.007-76.

Значения общей приведенной массы парогазовых сред и общего энергетического потенциала могут быть использованы при определении зон разрушения и возможного травмирования персонала в случае аварии.

Методики расчета энергий сгорания парогазовых сред, которые могут быть выброшены при аварийной разгерметизации блока и образованы от внутренних и внешних источников состоят в следующем:

*Сумма энергий адиабатического расширения и сгорания парогазовой фазы, находящейся непосредственно в аварийном блоке.*

##### Значения рассчитывается по формуле:

=*А+G΄q΄; кДж* (3.4)

в свою очередь

 (3.5)

 (3.6)

В технологии (блоках) могут находиться многокомпонентные парогазовые фазы. В этом случае расчет массы и объема производится с учетом процентного содержания () и физических свойств () составляющих эту смесь продуктов. Вместе с тем, допускается расчет производить по одному компоненту, составляющему наибольшую долю в смеси.

Подставляя (3.5) и (3.6) в (3.4) для случая многокомпонентных парогазовых фаз можно записать:

=*Рабс..* (3.7)

Поскольку значения  изменяются в пределах 1,08÷1,6 и 5÷50 МДж/кг, что значительно больше , тогда в практических расчетах значением первого слагаемого в (3.4) можно пренебречь, тогда:

.

Энергия сгорания парогазовой фазы, поступившей к разгерметизированному участку от смежных блоков.

##### Значение рассчитывается по формуле:

, (3.8)

где . (3.9)

В практических расчетах скорость истечения парогазовой фазы можно определить по формуле:

. (3.10)

Подставив (3.9) и(3.10) в (3.8) получим:

 (3.11)

*Энергия сгорания парогазовой фазы, образующейся за счет энергии перегрева жидкой фазы.*

##### Значения рассчитывается по формуле:

 (3.12)

массу жидкой фазы, поступившей от смежных блоков можно рассчитывать по методике:

 (3.13)

Скорость истечения:

, (3.14)

где *Н* – напор, при котором происходит истечение жидкости, м.вод.ст.;

*μ* – коэффициент расхода, учитывающий сужение струи и трение.

Если аппарат работает под избыточным давлением *Рабс*, тогда:

 (3.15)

Энергия сгорания ПГФ, образующейся из ЖФ за счет теплопритока от экзотермических реакций и внешних теплоносителей.

Значения  и  рассчитываются по формулам:

=, *кДж* (3.16)

, *кДж*  (3.17)

Значение *ПТi* рассчитывается по формуле:

. (3.18)

*Энергия сгорания ПГФ, образующейся из пролитой на твердую поверхность жидкой фазы.*

Значения  рассчитывается по формуле:

, *кДж* (3.19)

Значение  можно принимать по таблице 4 [18], и для конкретных условий розлива производить перерасчет по формуле:

= (3.20)

Площадь розлива можно определить, зная радиус растекания жидкой фазы. Для горючих жидкостей с различной вязкостью по поверхности полированного стекла в зависимости от кинематической вязкости и времени растекания *τ* получены расчетные формулы при разовом истечении объема *V:*

**  (3.21)

при непрерывном истечении с объемным расходом *Q*:

**  (3.22)

Для учета характеристики поверхности введен коэффициент состояния поверхности *Кn*, определяющий соотношение фактического радиуса растекания по идеальной поверхности.

Приняв для идеальной поверхности стека *Кn*=1 экспериментально нашли: для металла 0,9, для грунта 0,9, для железобетонной плиты 1,1, для асфальта 1,1, для бетона с наполнителем из мраморной крошки 0,5.

Согласно [6] допускается принимать площадь испарения при розливе на пол, исходя из расчета, что 1 литр смесей и растворов, содержащих 70% и менее (по массе) растворителей, разливается на площади 0,5 м2, а остальных жидкостей – на площадь 1м2 пола помещения.

#### 3.2.2. Разделение на блоки

Расчет значений энергетических показателей взрывоопасности

технологического блока

Установка БНПУ представляет собой химико-технологическую систему взаимосвязанных технологических операций, в которых перерабатываются взрывоопасные среды.

Установка состоит из следующих узлов:

* электрообессоливание;

– атмосферная возгонка.

Однако, учитывая небольшую производительность и, следовательно, малые геометрические объемы аппаратуры, а также характеристики сред технологическая схема установки БНПУ рассматривается как единый технологический блок.

Рассчитаем значения энергетических показателей взрывоопасности установки БНПУ:

1. Расчет энергий адиабатического расширения и сгорания ПГФ.

1.1. Вещество в блоке – газ придельный, объем ПГФ – 5 м3=*V΄*, регламентированное давление Рабс=210 кПа, регламентированная температура Т=460 К, β1=1,4, Т0=293 К, П0=100 кПа, ρ΄=2,2 кг/м3, q΄=46250 кДж/кг.

Определим объем ПГФ приведенный к нормальным условиям:

 (3.23)



Определим массу ПГФ, находящуюся в аварийном блоке:

 (3.24)

По формуле (3.5) определяем:

*А=1,4* х*5*х*210=1470 кДж*

По формуле (3.4) определяем:

*=1470+19,7*х*46250=914234 кДж*

1.2. Вещество в блоке – пары бензина, объем ПГФ V=13,9, Рабс=210 кПа, Т=460 *К*, *β1=1,21, ρ΄=4,69 кг/м, q΄=43786 кДж/кг.*

Определяем по формуле (3.5):

*А=1,21*х*210*х*13,9=3532 кДж*



По формуле (3.24) определяем:



По формуле (3.4) определяем:

*=3532 + 87,2*х*43786=3821671 кДж*

Общая энергия взрыва ПГФ составит:

*=914237+3821671 =4735905 кДж*

2. Расчет энергии сгорания ПГФ, поступившей от смежных участков. Рабс=160 кПа, β2=1,68, ρ΄=4,69 кг/м, q΄=43786 кДж/кг, V1=8,43 м3/кг, d=0,15 м, τ=300с.

По формуле (3.10) определяем:



По формуле (3.9) определяем:



По формуле (3.8) определяем:

*=1672,5* х *43786=73232085 кДж*

3. Расчет энергии сгорания жидкой фазы, пролитой на твердую поверхность. Скорость воздушного потока 1м/с, температура воздуха 250С, площадь контакта жидкости с твердой поверхностью 180 м2, поверхность – бетон, время контакта 300с, температура твердой поверхности 500С.

3.1. Вещество – мазут, температура 2100С. Из графика рисунок 1 и таблицы 4 [10] находим .

По формуле (3.20) определяем:



По формуле (3.19) определяем:

=*82,8*х*43786=3625481 кДж.*

3.2. Вещество – нефть температура 1800С. Из графика рисунок 1 и таблицы 4 [10] находим .

По формуле (3.20) определяем:



По формуле (3.19) определяем:

=*57,6*х*43786=2522074 кДж*

Энергия сгорания составит:

=*3625481 + 2522074=6147555 кДж*

4. Общий энергетический потенциал будет равен:

*Е=4735905+73232085+6147555=84115545 кДж*

5. Определим приведенную массу вещества по формуле (3.2):



6. Определим относительный энергетический потенциал по формуле (3.3):



Таблица 3.4 -Классификация технологических блоков по взрывоопасности

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номера позиций аппаратуры по технологической схеме, составляющие технологический блок | Относительный энергетический потенциал блока | | Категория взрывоопасности | | Вывод о соответствии |
| По регламенту | По расчетам | По регламенту | По расчетам |
| Блок теплообменников: Е-101А/В, Е-102А/В, Е-103, Е-104А/В и Е-105 | 8,3 | 26,49 | III | III | Соответствует таблица 5 [10] |
| Электродегидратор V-101 | 7,9 | 26,49 | III | III |
| Ректификационная колонна Т-101 | 20,4 | 26,49 | III | III |
| Печи нагрева Н-101 и Н-102 | 6,7 | 26,49 | III | III |
| Рефлюксная емкость V-102, воздушные холодильники АС-101А/В/С | 9,8 | 26,49 | III | III |
| Отпарная колонна Т-103, осушитель V-103 | 2,6 | 26,49 | III | III |
| Воздушные холодильники АС-102 и АС-103 | 0,6 | 26,49 | III | III |

Вывод: проведя расчеты и определив относительный энергетический потенциал *Qв=26,49<27,* и приведенную массу *m=1828,58кг<2000кг*, в соответствии с таблицей 5 [10], определим категорию взрывоопасности установки БНПУ. Установка относится к III категории взрывоопасности.

#### 3.3. Определение и обоснование категорий по взрывопожарной и пожарной опасности

Проведем проверочные расчеты категории взрывопожарной и пожарной опасности производственных зданий, помещений, входящих в состав установки по НПБ 105-03 [19].

1. Определим категорию взрыва пожароопасности для насосной производственного корпуса.

Проведем расчет избыточного давления взрыва для паров легко воспламеняющихся и горючих жидкостей по формуле (4) [19]

 (3.25)

Для расчета примем следующие значения: НТ=45000 кДж/кг, Т=120с, ρв=1,205 кг/м3, Ср=1,01 103Дж/кг К, Z=0,3, Vсв=864м3, Кн=3, Р0=101кПа, Рн=1,64 104Па.

Определим массу по формуле из [19]

 (3.26)

где *W* – интенсивность испарения, кг/с м2;

*Fи* – площадь испарения, м2;

*Т* – время отключения трубопроводов, с.

В свою очередь интенсивность испарения определяется:

 (3.27)

Подставив числовые значения в формулу (3.27) получим:



Определяем по формуле (3.26) массу паров жидкости:



Определим избыточное давление взрыва по формуле (3.25):



2. Определим пожароопасную категорию помещения мешкосклеивающей машины. Площадь помещения – 128 м2, теплота сгорания =12,26мДж/кг, количество материала пожарной нагрузки G=1500кг.

Определим пожарную нагрузку в пределах помещения:

 (3.28)

Определим удельную пожарную нагрузку в помещении:

 (3.29)

По таблице 4 [19] определяем категорию данного помещения – категория В4.

3. Определим пожароопасную категорию склада бумаги. Площадь – 48 м2, *G*=300кг.

По аналогии определяем по формуле (3.28) пожарную нагрузку:



По формуле (3.29) определяем удельную пожарную нагрузку:



Проведем проверочный расчет:



Вывод: склад бумаги относится к категории В3.

Определенные значения категории помещений сведем для сравнения в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий и помещений

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование производственных зданий и помещений | Категории взрывопожарной и пожарной опасности согласно НПБ 105-03 | | Вывод о соответствии |
| По проекту | По расчетам |
| Насосная производственного корпуса  Узел аварийной и факельной емкостей  Помещение мешкосклеивающей машины  Склад бумаги | А  А  В  В | А  А  В4  В3 | Соотв.  Соотв.  Соотв. категор. В4  Соотв. категор. В3 |

В результате проведенных расчетов выявлено, что установка по первичной переработке нефти БНПУ представляет собой один технологический блок, который относится к III категории взрывоопасности.

#### 4 Экспертиза противопожарной защиты технологического и электрооборудования установки БНПУ

#### 4.1. Экспертиза противопожарной защиты технологического оборудования установки БНПУ

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

Результат проверки сведем в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Результат анализа противопожарной защиты технологического процесса

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование технологического оборудования | Принято проектом | Требуется по нормам | Вывод о соответствии |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Массообменные процессы | | | |
| Электродегидратор V-101  -контроль за уровнем жидкости в аппаратах | приборы типа РУПФ-355-40-450 | требуется прибор контроля за уровнем | соответ. П.3.7.1.[8] |
| -защита мест пропуска кабелей к электродам | защищены бунингами выполненными из фторопласта | требуется герметизация этих мест | соответ.  П.3.7.4 [8] |
| -защита от повышенного давления | установлена предохранительная мембрана 16с 13иж, соединенные с закрытой системой  на входе из т/о | требуется устройство предохранительных клапанов | соответ.  П.3.7.1.[8] |
| -контроль за температурой среды в аппаратах | установлены преобразователи температуры | температура не должна превышать 900 С | соответ.  П.2.5.7[8] |
| - удаление нефти при аварии | предусмотрен сброс в промканализацию | требуется устройство аварийных сливов или дренажных емкостей | не соотв.  П.6.43,7.14  [6] |
| Процесс теплообмена | | | |
| Кожухотрубные теплообменники Рр > 1,6 МПа  - защита аппаратов при повышении давления | устройство для сброса избыточного давления не предусмотрено | требуется устройство предохранительных мембран | не соответ.  [8] |
| - приборы контроля за температурой | на отводящих линиях установлены датчики температуры | требуется контроль за средой аппаратов | соответ.  П.2.5.8.[8] |
| - защита от растекания жидкости при аварии | по периметру предусмотрены бортики h=0,15 м | требуются бортики на расстоянии 1 м от аппаратов h ≥ 0,15 м | соответ.  П.6.40 [8] |
| Процесс перемещения ЛВЖ, ГЖ | | | |
| Насосы для транспортировки нефтепродуктов  - наличие системы охлаждения насосов | предусмотрено охлаждение бензиновой фракцией под давлением | требуется охлаждение нагретых частей насосов | соответ.  П.4.5.5.[8] |
| -уплотнение валов насосов | установлены сальниковые уплотнения на холодных насосах | требуются насосы с торцевым уплотнением | не соотв.  П.6.24 [6] |
| -наличие световой и звуковой сигнализации в горячей насосной | предусмотрена пневматическая система с выводом на звуковую сигнализацию через ЭКМ-1М в помещении КИП и А | требуется световая или звуковая сигнализация | соответ.  П.4.5.4.[8] |
| -защита от растекания нефтепродуктов в насосных при аварии | предусмотрены бортики высотой 0.15 м.по периметру насосных на расстоянии 1 м. | требуются бортики по периметру насосных высотой 0.15 м. на расстоянии 1 м. от насоса | соотв.  П.6.40 [6] |
| - защитные боковые ограждения насосных | установлены асбестоцементные листы на высоте 0,6 м от перекрытия | требуются по условиям естественной вентиляции ограждения не доходящие до пола и перекрытия насосной не менее 0,3 м | не соответ.  П.6.23 [6] |
| Емкостные аппараты | | | |
| Сборники и отстойники нефтепродуктов:  - наличие аварийного слива | не предусмотрен | требуется аварийная емкость объемом не менее 200 м3 | не соответ.  П.6.43.[6] |
| - защита линий стравливания паров нефтепродуктов | предусмотрены регуляторы давления, без задерживающих устройств | требуются предохранительные клапана с огнепреградителями | не соотв.  П.4.2.3.[8] |
| - защита аппаратов от разрушения при взрыве | не предусмотрено | требуются предохранительные мембраны | не соотв.  П.4.3.2.[8] |
| - контроль за уровнем нефтепродуктов | предусмотрен контроль нижнего и верхнего уровня РУПФ 356-40-450 | оборудуются сигнализаторами верхнего и нижнего уровней | соответ.  П.4.3.9.[8] |
| Процесс нагрева | | | |
| Трубчатые печи:  - контроль за давлением поступающего топлива в печь | контролируется давление в общем коллекторе топливопровода | контроль автоматическими регуляторами давления | соответ.  П.3.2.10. [8] |
| -общее отключение подачи топлива к форсункам | предусмотрено общее отключение на расстоянии не менее 5 м от печи | требуется общее отключение на расстоянии не менее 5 м | соответ.  П.3.2.14. [8] |
| -наружная паровая завеса от технологических установок | предусмотрена находится в аварийном состоянии | требуется при расстоянии от установок до печей < 100м | не соответ.  [6] |
| - внутреннее паротушение в печах | предусмотрена подача пара в печи | требуется система внутреннего паротушения | соответ.  П.3.24(б) [8] |
| -наружное паротушение | предусмотрено | требуется для ликвидации загорания выброшенных наружу продуктов | соответ.  П.3.24(г) [8] |
| - аварийная эвакуация нефтепродуктов | предусмотрено удаление при аварии в подземную емкость | требуется удаление в подземную емкость | соответ.  П.3.24(в) [8] |
| - продувка змеевиков паром | предусмотрено от общего коллектора | требуется | соответ.  П.6.43.[6] |
| - устройство взрывных клапанов | предусмотрено на всех печах | требуется | соответ.  П.3.23.[8] |
| Процесс ректификации | | | |
| Ректификационные колонны :  -теплоизоляция колонн | предусмотрена | требуется | соответ.  П.6.47.[6] |
| -контроль за уровнем нефтепродуктов | предусмотрен контроль в кубовой части колонн прибором РУПФ | требуется установка датчиков и вторичных приборов в помещении КИП | соответ.  П.3.4.2.[8] |
| -контроль за давлением в колоннах | установлены приборы ЭКМ-1М | требуется первичный и вторичный контроль | соответ.  П.3.4.2.[8] |
| -контроль за температурой | установлены приборы НСК-4М в помещении КИП | дополнительный контроль при помощи термометров | не соответ.  П.3.4.2.[8] |
| - удаление избытка паров нефтепродуктов из колонны | установлены регуляторы давления, соединенные с газосборниками | требуется устройство клапанов с выводом на свечу или газосборник | соответ.  П.3.4.1.[8] |
| - защита отводящих трубопроводов от температурных напряжений | установлены линзовые температурные компенсаторы | требуется устройство температурных компенсаторов | соответ.  П.4.2.10.[8] |
| - средства тушения и охлаждения колонны | передвижные лафетные стволы, орошение колонны с ручным пуском | лафетные стволы и кольца орошения для колонн с высотой более 30 м | соответ.  П.8.26.[6] |
| - тушение пожара на этажерках | предусмотрены передвижные пожарные стволы | наруж. установки высотой более 10 м и более должны быть оборудованы стояками- сухотрубами с d не менее 80 мм | не соответ.  П.8.15.[6] |
| - средства тушения в насосной блока колонн | не предусмотрены | при объёме помещения более 500 м3 требуется система пенотушения | не соответ.  Прил.№1[6] |
| -средства тушения в насосной производственного корпуса | предусмотрена система пенотушения | требуется система пенотушения | соответ.  Прил.№1  [6] |

#### 4.2. Экспертиза противопожарной защиты электрооборудования установки

Для проверки противопожарной защиты электрооборудования установки БНПУ отнесенной по взрывопожарной опасности к классу зоны В-1г составляется таблица 4.2

Таблица 4.2 – Проверка противопожарной защиты электрооборудования

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Вид электрооборудования | Принято проектом | Требуется по ПУЭ 86 | Вывод о соответствии |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| -уровень взрывозащиты оболочки эл.двигателей насосов | повышенной надежности против взрыва | повышенной надежности против взрыва | соответствует  [17] табл.7.3.10. |
| -уровень взрывозащиты светильников | повышенной надежности против взрыва | повышенной надежности против взрыва | соответствует  [17] табл.7.3.12 |
| -защита двигателей талей в насосных | степень защиты оболочки 1Р53 | степень защиты оболочки не менее 1Р44 | соответствует  [17] п.7.3.74. |
| -вид взрывозащиты электродвигателей в насосах | взрывонепроницаемая оболочка В3Г | защита вида «е» и взрывонепроницаемая оболочка В3Г | соответствует  [17] табл.7.3.8. |
| -вид взрывозащиты светильников | взрывонепроницаемая оболочка, защита вида «е», В3Г, НОГ | защита вида «е» взрывонепроницаемая оболочка | соответствует  [17] табл.7.3.12.  табл. П3.1 |
| -способ прокладки кабеля и электропроводов | бронированные кабели открыто по стенам и небронированные кабели в металлической оболочке | допускается прокладывать небронированные кабели открыто при отсутствии механических повреждений | соответствует  [17] табл.7.3.14. |
| -вид жилы в проводах и кабелях | провода и кабели с медными жилами | допускается применение в проводах и кабелях медных жил | соответствует  [17] п.7.3.93. |
| -степень защиты осветительных коробок | принято со степенью защиты 1Р65 | требуется степень защиты не менее 1Р65 | соответствует  [17] п.7.3.103. |
| -защита проводов и кабелей при вводе в двигатели и светильники | ввод осуществляется в трубах | требуется в трубах | соответствует  [17] п.7.3.104. |
| -заземление электрооборудования | в качестве заземлителя используется все металлические элементы конструкций и оборудование при естественных контактах | допускается выполнять заземление на оборудование при напряжении более 380 В | соответствует  [17] п.1.7.33.,  1.7.47.,1.7.48. |
| -прокладка магистралей заземления | присоединены к заземлителям с двух сторон | требуется присоединять с двух сторон, противоположных концов помещения | соответствует  [17] п.7.3.137. |
| - расстояние от трансформаторной до технологических установок | принято 30 м | требуется не менее 25 м | соответствует  [17] табл.7.3.13. |

Из проведенного анализа противопожарной защиты технологического оборудования и электрооборудования необходимо сделать вывод, что противопожарная защита установки в целом удовлетворяет требованиям норм и правил. Дополнительно подлежит разработке: эвакуация нефтепродуктов из технологического оборудования, защита теплообменной аппаратуры от температурных напряжений, система паротушения трубчатых печей, защита аппаратов от разрушений при взрывах и авариях.

#### 5 Разработка инженерных противопожарных мероприятий по защите установки БНПУ

#### 5.1. Расчет аварийного слива для сборников нефтепродуктов

Расчет аварийного слива бензина проводим для емкости Е-2, так как она наибольшего объема.

Продолжительность аварийного слива нефтепродуктов из емкостей определяется зависимостью [3].

*τслив=τопор.+τо.п.≤[ τслив],* (5.1)

где *τслив* – производительность аварийного слива, с;

*τопор* – опорожнения аппарата, с;

*τо.п* –продолжительность операций по приведению системы слива в действие, с;

*[ τслив]* –допустимая продолжительность аварийного слива, с.

Емкость Е-6/1 - горизонтальный цилиндрический аппарат *d=*3,4 м, *L*=21,65 м, *V*=200 м3, степень заполнения *ε*=0,8.

Продолжительность опорожнения емкости определяется по формуле

*τопор* = , (5.2)

где *L, D* – соответственно длина и диаметр емкости, м

*ϕсист*– коэффициент расхода системы

*ƒвых* – сечение сливного трубопровода на выходе в аварийную емкость, м

*Н* – расстояние (по вертикали) от выпускного отверстия до выходного сечения аварийного трубопровода, м

Определим сечение сливного трубопровода на выходе в аварийную емкость:

, (5.3.)

где *d* – диаметр выходного патрубка, м принимаем *d вых* =0,20 м.

.

Расстояние от выпускного отверстия емкости до выходного сечения аварийного трубопровода согласно предложенной схемы составит *Н*=6,5 м. Аварийную емкость необходимо расположить на расстоянии 30 м от аппаратуры наружной установки. Аварийный слив осуществляется самотеком. Вместимость аварийной емкости принимаем 200 м3. 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

, (5.4.)

где *ξсист* – коэффициент сопротивления системы.

*ξсист=* , (5.5.)

где  – коэффициент сопротивлению трения для рассматриваемого участка трубопровода;

*li, di* – соответственно длина и диаметр рассматриваемого участка трубопровода, м;

 – коэффициент местного сопротивления на рассматриваемом участке системы слива.

Коэффициент *λ* ориентировочно берем из справочной литературы.

*λ=0,0305 для d=200 мм*

*l1+l2=30 м d1=d2=200 мм*

По справочным данным находим коэффициент местных сопротивлений:

– прямой ввод в сливной патрубок *ξ1=0,5;*

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



– тройник для прямого потока *ξ=2*х*0,55=1,1;*

– полностью открытая задвижка *ξ=0,15;*

– гидравлический затвор *ξ=1.3;*

– колено аварийного трубопровода *ξ=2*х*1=2;*

– прямой вход в аварийную емкость *ξ=0,5.*



,

где , так как диаметр трубопровода одинаков по всей длине.





где *φоп.* – принимаем равным 60 с.

Допустимая продолжительность аварийного режима не должна превышать:

*[ tсл  ]= 900 с*

Определим продолжительность аварийного слива:

*tсл  = 807 + 60 + 867 с*

при *tсл* = 867 с условия аварийного слива бензина из емкости выполняются:

*tсл  = 867 с < [ tсл  ]=900 с*

Предложенная система аварийного слива нефтепродуктов обеспечит сброс продукта при аварии или пожаре.

#### 5.2. Расчет огнепреградителей на линиях аварийного стравливания газа

Огнепреградители должны обеспечить безопасность эксплуатации аппаратов от проникновения источников зажигания, открытого огня.

Определим расчетом необходимый диаметр гасящего отверстия огнепреградителя [2]

 , (5.6)

где *Ре –* число Пекле, равно 65-80;

*dкр*. – критический диаметр гасящего отверстия огнепреградителя, м;

*λ –* коэффициент теплопроводности горючей смеси, Вт/м К;

*R –* газовая постоянная;

*T* – температура горючей смеси, К;

*ω* –нормальная скорость горения пропана, м/с;

*Ср–* удельная теплоемкость горючей смеси , кДж/кг К;

*Р* – давление горючей смеси, Па.

Расчет проводим по пропано-воздушной смеси:

, (5.7.)

где *К*– стехиометрическая концентрация пропана в смеси;

*λг, λв* – коэффициент теплопроводности пропана и воздуха, Вт/м.

Концентрация пропана в стехиометрической смеси пропан-воздух определим из уравнения реакции горения его в воздухе:

*C3H8 + 5O2 + 5 3,76 N2 = 3CO2 + 4H2O + 5 3,76 N2,*

следовательно:

 *объемные доли*

*λг=0,019 Вт(м К)-1*

*λв=0,0244 Вт(м К)-1*

*Ср.г.=1,667 кДж(кг К)-1*

*Ср.в.=1,004 кДж(кг К)-1*

*λ=0,04*х*0,019+(1–0,04) 0,0244=0,0242 Вм(м·К)-1*

Определим удельную теплоемкость горючей смеси:

*Ср=К·Ср.г.+(1-К)·Ср.в.* (5.8.)

*Ср=0,04*х*1,667+(1-0,04) 1,004=1,02 кДж(кг·К)-1*

**

Нормальная скорость горения пропана 0,41 м/с:



Определим диаметр гасящего канала огнепреградителя:

*d=0.5*х*dкр=0,5*х*1,2=0,6мм* (5.9)

Тогда диаметр зерен гравия будет равен:

*dгр=4d*

*dгр=4*х*0,6=2,4мм*

Высоту насадки гравия принимаем 80 мм.

Определенный расчетом тип огнепреградителя предполагается установить на линиях стравливания газовоздушных смесей из аппаратов.

#### 5.3. Расчет пружинного предохранительного клапана для отпарной колонны Т-103

Для предотвращения увеличения давления в колонне выше допустимого, установим предохранительный клапан, который выпускает из аппарата избыточное количество среды, создающей давление. Предохранительный клапан должен устанавливаться в вертикальном положении в наиболее высокой части колонны, с таким расчетом, чтобы в случае открытия из аппарата в первую очередь удалялись пары и газы.

Расчет предохранительного клапана проводится в соответствии с требованиями «Инструкции по выбору сосудов и аппаратов, работающих под давлением до 10 МПа и их защите от превышения давления» и «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».

Выбираем минимальное установочное давление предохранительного клапана

*Руст.=1,1· Рр*, (5.10)

где *Руст. –* установочное давление, Мпа;

*Рр –* рабочее давление, Мпа.

*Руст.=1,1*х*0,33=0,363 мПа*

Для колонны выбираем следующий тип предохранительного клапана СППК4-80-16 - это пружинный предохранительный клапан с диаметром условного прохода 80 мм при условном давлении 1,6 МПа. Скорость коррекции клапана составляет 0,5 мм/год при температуре от -400 С до + 4500 С.

Пропускная способность клапана выбирается с таким расчетом, чтобы в аппарате не могло образоваться давление, превышающее рабочее более чем на 15 %.

Определим пропускную способность клапана:

, (5.11)

где *Р –* давление в колонне, Па;

*М –* молекулярный вес жидкости;

*Т –* абсолютная температура паров, К;

*F –* рабочее сечение клапана, м2.

, (5.12)

где *d* – наименьший диаметр прохода, м.

,

.

Пропускная способность предохранительного клапана обеспечит безопасную эксплуатацию колонны против повышения давления. Предохранительный клапан должен быть защищен от промерзания, прикипания или засорения рабочей средой. Проходное сечение подводящего патрубка, на котором устанавливается предохранительный клапан, должно быть не менее проходного сечения фланца со стороны входа продукта в предохранительный клапан. Направление сброса от предохранительного клапана должно осуществляться в дренажную емкость. Отвод паров из нее через конденсатор в атмосферу. Периодичность проверки клапана принимается – 6 месяцев при условии скорости коррозии материала деталей затвора более 0,2 мм/год.

Перед пуском в эксплуатацию предохранительные клапаны регулируются на установочное давление с одновременной проверкой на плотность запирания и разъемных соединений. Клапан считается отрегулированным, если он при заданном давлении и с применением в качестве контрольной среды воздуха открывается и закрывается с чистым резким хлопком.

#### 5.4. Расчет системы паровой защиты трубчатых печей

Паровая защита трубчатых печей проектируется с учетом требований «Инструкции по проектированию перовой защиты трубчатых печей на предприятиях нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности». Она состоит из следующих четырех систем:

- наружной паровой завесы для предотвращения проникновения к печам или их отдельным опасным элементам «облака» горючей смеси при аварии на технологической установке;

- внутреннего пожаротушения для локализации и ликвидации пожара непосредственно в камерах печи при аварии или загорании в них нагреваемых продуктов, а также для продувки камер печи от горючих паров и газов перед розжигом и после остановки;

- эвакуации продукта для предотвращения экзотермического разложения и ококсования печных труб при повреждении (прогаре) труб или аварийном прекращении циркуляции продукта по змеевику;

- наружного пожаротушения с использованием переносных паровых шлангов для ликвидации возможных загораний аварийно выброшенных наружу жидких продуктов или топлива.

Данные системы паровой защиты подключаются самостоятельными паропроводами к распределительному коллектору соединенному подводящим паропроводом к паропроводной сети предприятия.

#### 5.4.1. Система аварийной эвакуации продукта

По технологическому регламенту удаление продукта из змеевиков печи производится в ректификационные колонны, что не обеспечивает безопасное удаление продукта с установки. Система аварийной эвакуации предназначена для оперативного освобождения змеевика печи от нагреваемого продукта при повреждении труб или аварийном прекращении циркуляции продукта по змеевикам печи. Освобождение змеевика осуществляется водяным паром. По технологическому регламенту поступление пара в ректификационные колонны влечет за собой резкое увеличение давления, что может привести к аварии, поэтому освобождение жидкого продукта из печи необходимо производить в аварийную емкость. Схема подключения паропроводов и размещение управляющих задвижек должна обеспечивать свободный ввод и вывод продукта, подачу пара со стороны ввода сырья. Включение системы аварийной эвакуации продукта и переключения технологических задвижек предусматривается вручную или дистанционно в соответствии со сложившейся обстановкой. Диаметр паропроводов на систему аварийной эвакуации продукта принимаем равным 50 мм. Расчётное время работы системы аварийной эвакуации продукта принимаем равным 10 мин.

#### 5.4.2. Система наружного паротушения

По технологическому регламенту система наружного паротушения на печах предусмотрена. Она предназначена для ликвидации загораний аварийно выброшенных наружу жидких продуктов находящихся в печи. На распределительном паропроводе системы наружного паротушения через 25 м по периметру печи, не ближе 5-7 м от неё, установлены стояки-краны с вентилями и устройствами для присоединения гибкого резинового шланга диаметром 25 мм, длиной 15 м .

**Рассчитаем наружную паровую завесу для трубчатых печей Н-101, Н-102**

Размер печей (4х5)х2 м.

Количество опасных сторон – 3

Высота опасной стороны – 4 м.

Количество локальных опасных зон – 6.

Диаметр локальной опасной зоны – 0,5 м.

Длина перфорированного паропровода по трем опасным сторонам составляет – 14 м.

Определяем диаметр выпускного отверстия по формуле [1]:

*dотв=0,001 H* (5.13)

где *dотв*– диаметр выпускного отверстия, мм;

*Н* – высота защищаемой зоны, мм.

*dотв=0,001*х*4000=4 мм*

##### Определим расстояние между выпускными отверстиями, в мм:

*l=50 dотв=*50х4*=200 мм* (5.14)

Определим количество отверстий в перфорированном паропроводе:

*n= L / l +1* (5.15)

где *L* – длина перфорированного трубопровода, мм.

*n=14000/200+1=71*

Определим расход пара на завесу

*Q=fd n i* , (5.16)

где *Q* – расход пара на завесу, кг/с;

*fd* – площадь сечения выпускного отверстия, мм.

*fd==3,14*х *(42/4)=12,6 мм2*

*i* =100 кг/м2с – удельный расход пара.

*Q=1,26*х*10-5*х*71*х*100=0,089 кг/с = 0,3 т/ч*

Определим диаметр перфорированного паропровода:

*dn=2*х *fd n =2*х*12,6*х*71 =59 мм.*

Принимаем диаметр перфорированного паропровода 65 мм.

###### 5.4.3. Расчет локальной завесы

Локальными опасными зонами на печи являются 4 горелки расположенные в днище печи и два взрывных клапана. Характерный размер всех зон Д=0,5 м.

Расстояние от выпускного отверстия до центра локальной защищаемой зоны принимаем:

*х=2Д,* (5.17)

где *х* – расстояние от выпускного отверстия до защищаемой зоны, мм;

*Д* – характерный размер защищаемой зоны, мм.

*х=2*х*500 =1000 мм .*

Диаметр выпускного отверстия для каждой локальной зоны определяется из условия обеспечения в плоскости защищаемой зоны на оси флегматизирующей концентрации водяного пара 35 %.

*d=0,01x=0,01*х*1000 = 10 мм*

Определим расход пара на завесу:

*Q=fd n i =7,85*х*10-5* х*6*х*100= 0,047 кг/с = 0,17 т/ч.*

В соответствии с рекомендацией п. 2.15 [13] в рассматриваемом случае локальную завесу применять не следует, так как она дает незначительное сокращение расхода пара по сравнению с непрерывной отражающей завесой.

###### 5.4.4. Расчет подводящего паропровода

Гидравлический расчет подводящего паропровода производится из условия обеспечения максимально потребного расхода пара на одну из двух основных систем защиты.

При давлении пара в производственной котельной 1,2 МПа и в распределительном коллекторе 0,2 МПа среднее давление водяного пара составит 0,6 МПа, которому соответствует объем *Vп=0,26 м3/кг* (по *i-s* диаграмме на линии насыщения).

Конструктивно принимаем *dтр= 110 мм*.

Определяем фактическую скорость движения пара в паропроводе по формуле:

≤ *[Wп]*, (5.18)

где *Wп* – фактическая скорость движения пара, м/с;

*Q* – потребный расход пара, кг/;

*[Wп] –* максимальная скорость движения пара, равная 50 м/с.

<*[50м/с]*

Условие неравенства выполняется.

Определим потери напора в паропроводе

, (5.19)

где λ – коэффициент сопротивления трению;

*lн –*  длина подводящего паропровода;

*∑ζ* – сумма коэффициентов местных сопротивлений.

.

Потери напора существенно меньше допустимых потерь напора *1,2–0,2=1,0* *МПа*. Следовательно, на распределительном коллекторе давление превысит минимально заданное давление 0,2 МПа.

Паровая защита будет работать нормально с некоторым превышением расчетных защитных характеристик.

## 6 Обоснование экономической эффективности от внедрения системы наружной паровой завесы трубчатых печей

**Экономическая задача**

На установке БНПУ эксплуатируется две трубчатые печи. Технологические печи являются одними из основных аппаратов в производственной цепи. В настоящее время трубчатые печи не в полном объеме защищены от проникновения со стороны технологического оборудования и аппаратов взрывоопасных смесей. При контакте с открытым огнем произойдет взрыв, что приведет к разрушению печи. По проведенным расчетам предполагается вариант защиты печей паровой завесой с опасных сторон.

**Выбор одного из предложенных вариантов защиты**

Для сравнения вариантов защиты рассмотрим два способа:

1. Существующий (базовый) – использование передвижных средств пожаротушения.
2. Предполагаемый – использование передвижных средств пожаротушения и системы непрерывной отражающей паровой завесы для защиты всего блока печей.

**Определение основных показателей**

*К1* и *К2* – капитальные вложения;

*И1* и *И2* – эксплуатационные расходы;

*П1* и *П2* – потеря от пожаров.

**Определение приведенных затрат по вариантам**

Первый вариант – защита объекта передвижными средствами пожаротушения.

Сметная стоимость печи составляет 180000 руб., *К1*=0, *И1*=1.

Определим косвенный ущерб пожара по формуле:

*УК=Упр.об.+Утех.*, (6.1)

где *Упр.об*. – ущерб от простоя оборудования, руб.

*Утех.* – ущерб от неотлаженности оборудования после пуска, руб.

Ущерб от простоя оборудования зависит от времени простоя оборудования. Время пожара принимаем 1 час, тогда по приложению №1 [16] опередим:

 (6.2)



По экспериментальным данным 

Определим длительность простоя оборудования, вызванного пожаром:



, (6.3)

где *Q* – производительность печи, т/ч;

*Ц* – стоимость одной тонны, руб.

*УК=*

Убыток от пожара составит:

, (6.4)

где *QП* – вероятность возникновения пожара.

, (6.5)

где *t* – частота возникновения пожара по таблице 6.2 [16].

,



Приведенные затраты составляют:

*З1=К1ЕН+И1+П1=0+0+17729,66=17729,66 руб.*

Второй вариант – защита объекта передвижными средствами пожаротушения и паровой завесой печей.

При аварии на установке печи защищаются с опасных сторон паровой завесой управляемой автоматически или вручную

*К=1,1(К0+КМ+КС),* (6.6)

где *К* – капитальные вложения, руб.;

*1,1* – коэффициент учитывающий, стоимость затрат;

*К0* – стоимость оборудования, руб.;

*КМ* – монтаж оборудования, руб.;

*КС* – стоимость строительных работ, руб.

Согласно смете затраты на приобретение и монтаж оборудования составит 5240,19 руб. (таблица 6.1).

*КС=КС.Р.+КС.О.,* (6.7)

где *КС.Р.* – общие строительные работы по оборудованию печи, руб.

*КС.О*. – стоимость оповещения и пуска, руб.

*КС=8300+6450=14750 руб.*

*К2=1,1(5240,19+14750)=21989,21 руб.*

Определим эксплуатационные расходы:

*И2=Сам+Стр+Сз.п.+Со.с.+Сэл* (6.8)

где *Сам* – аммортизационное отчисления.

*Сам*=

*Стр* – затраты на текущий ремонт 6%.

*Стр*=

Таблица 6.1 – Смета на приобретения и монтаж системы паровой завесы для печи

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование прейскурантов ЕРЕР и номера позиций | Наименование и характеристика оборудования и монтажа оборудования | Единица измерения | Количество | Стоимость прямых затрат, руб. | |
| Стоимость единицы оборудования, руб. | Общая стоимость, руб. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 6 | 7 |
| 16–57  12–719  16–155  11–250  11–429г  12–У-491-4  12-У-3062-1  12–У-3070-7 | Трубопроводы стальные 10Г2 d=65мм  Электрозадвижка ЗКЛ 2-50-16  Задвижка d=65мм  ЗКЛ 12-16  Манометр  Расходомер  ДРИ d=65мм  Монтаж трубопроводов на условное давление до 2,5 мПа  Предварительный разогрев мест сварки  Термическая обработка сварных швов | П/М  Шт.  Шт.  Шт.  Шт.  1т  на 1 соед.  На 1 соед. | 65  1  1  1  1  0,8  6  6 | 16,83  1076,32  74,36  9,75  46,80  1046,32  36,78  98,45 | 1093,95  1076,32  74,36  9,75  46,80  1046,32  220,68  590,7 |
|  | ИТОГО: |  |  |  | 4158,88 |
|  | Транспортные, заготовительно-складские расходы 6%  Накладные расходы на монтаж оборудования 20% |  |  |  | 249,53  831,78 |
|  | ИТОГО: |  |  |  | 5240,19 |

## ВЫВОДЫ

В дипломном проекте на основании противопожарного обследования действующей установки по первичной переработке нефти БНПУ нефтеперерабатывающего завода ЗАО «Антипинский НПЗ» и экспертизы проектной документации установки проведен анализ пожарной опасности технологического процесса.

Выявлены причины образования горючей среды внутри аппаратов, как при нормальном режиме работы, так и при аварийных ситуациях; технологические источники зажигания, пути распространения пожара, произведен расчет взрывоопасности технологических блоков установки, а также определены расчетным путем категории по взрывопожарной и пожарной опасности помещений и наружных установок.

В результате пожарно-технического обследования и экспертизы проектной документации выявлено:

1. Насосы по перекачке светлых нефтепродуктов эксплуатируются с сальниковыми уплотнениями.

*ПРЕДЛАГАЮ:*

- произвести замену насоса марки АХ-20\53-АСД с сальниковым уплотнением на насос 4АХ-4 с торцевым уплотнением вала.

2.Отсутствует контроль за температурой нагрева подшипников насосов вакуумного блока.

*ПРЕДЛАГАЮ:*

- установить в полости насосов термопары для контроля за температурой подшипников.

1. Для подогрева сырья применяются теплообменники с неподвижными трубками.

*ПРЕДЛАГАЮ:*

-произвести замену кожухотрубных теплообменников на теплообменники типа 600ТП-25-1 с плавающей головкой.

1. Отсутствует аварийный слив из сборников нефтепродуктов.

*ПРЕДЛАГАЮ:*

- выполнить аварийный слив из емкостей нефтепродуктов в аварийную емкость с диаметром сливного трубопровода 200 мм.

1. Отпарная колонна Т-103 не защищена предохранительными клапанами.

*ПРЕДЛАГАЮ:*

- на отпарной колонне Т-103 установить предохранительный клапан СППК-4-80-16.

1. На линиях стравливания паров нефтепродуктов установлены регуляторы давления без огнезадерживающих устройств.

*ПРЕДЛАГАЮ:*

- установить предохранительные клапаны с огнепреградителями.

1. Блок трубчатых печей не защищен системой паровой завесы по периметру.

*ПРЕДЛАГАЮ:*

- с опасных сторон блока трубчатых печей установить наружную паровую завесу.

1. Насосная блока колонн не оборудована автоматическими средствами пожаротушения и сигнализации о пожаре.

*ПРЕДЛАГАЮ:*

- оборудовать помещение насосной системой пенотушения.

1. Наружная установка БНПУ не оборудована стояками-сухотрубами.

*ПРЕДЛАГАЮ:*

- оборудовать установку стояками-сухотрубами диаметром не менее 80 мм и предусмотреть спускные клапаны для их опорожнения от воды.

10. Дано обоснование экономической эффективности от внедрения системы паровой завесы трубчатых печей.

## Литература

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

2. Горячев С.А., Клубань В.С. Задачник по курсу «Пожарная профилактика технологических процессов производств». М.: ВИПТШ МВД СССР, 1983.

3. ГОСТ-12.1.0044-89. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.

4. Расчет основных показателей пожаровзрывоопасности веществ и материалов // Руководство. М.: ВНИИПО, 1985.

5. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. ППБ-01-93. М.: Инфра-М, 1994.

6. ВУПП-88 «Ведомственные указания по противопожарному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности». М.: 1989.

7. ГОСТ-12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.

8. ППБ-79 «Правила пожарной безопасности при эксплуатации нефтеперерабатывающих предприятий» М.: 1979.

9. Баратов А.Н., Корольченко А.Я., Кравчук Г.Н. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения. Справочник в двух книгах. М.: Химия, 1990.

1. Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных, химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств. М.: Металлургия.1988.
2. Назаров В.П., Сонечкин В.М. Методические указания к выполнению курсового проекта по дисциплине «Пожарная профилактика технологических процессов» М.: ВИПТШ МВД СССР, 1988.
3. Технологический регламент БНПУ ЗАО «Антипинский НПЗ»
4. Инструкция по проектированию паровой защиты технологических печей на предприятиях нефтеперерабатывающей нефтехимической промышленности.
5. Учебно-методическое пособие по выполнению и защите дипломных проектов и работ на кафедре пожарной безопасности технологических процессов: Учебно-методическое пособие/ Контобойцев Е.А., – Екатеринбург: Уральский институт ГПС МЧС России, 2007
6. Ластовкин Г.А., Радченко Е.Д., Рудин М.Г. Справочник нефтепереработчика. Л.: Химия, 1986.
7. Аболенцев Ю.И. Экономика противопожарной защиты. М.: ВИПТШ МВД СССР, 1985.
8. ПУЭ Правила устройства электроустановок. М.: Энергоиздат, 1986.
9. Иванов Е.Н. Противопожарная защита открытых технологических установок. М.: Химия, 1986.
10. НПБ 105-03 Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности. М. 2003.