МЧС РОССИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «АКАДЕМИЯ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ СЛУЖБЫ МИНИСТЕРСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ПО ДЕЛАМ ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЫ, ЧРЕЗВЫЧАЙНЫМ СИТУАЦИЯМ И ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ СТИХИЙНЫХ БЕДСТВИЙ»

Кафедра управления и экономики ГПС

«К защите допущен»
Начальник кафедры

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

Магистерская диссертация

Тема: Оценка пожарных рисков на нефтеперерабатывающем предприятии с учетом функции экономических потерь.
(на примере ООО «РН – Туапсинский НПЗ»)

Выполнил: майор внутренней службы Ворфоломеев Сергей Григорьевич
(подпись)

Научный руководитель: к.т.н., доцент Присяжнюк Николай Леонидович
(подпись)

Консультанты_____
(ученая степень, ученое звание, должность, Ф.И.О.) (подпись)

Дата защиты «___»июня 2017 года
Оценка_____

Члены Государственной аттестационной комиссии:

Ф.И.О.	Подпись

МОСКВА
2017

№	Наименование раздела	№ стра-ницы
	Введение	
1.	Краткая характеристика ООО «РН-Туапсинский НПЗ».	
1.1	Основные социально-экономические показатели ООО «РН-Туапсинский НПЗ».	
1.2	Характеристика технологического процесса основных установок ООО «РН-Туапсинский НПЗ».	
1.3	Состояние противопожарной защиты ООО «РН-Туапсинский НПЗ».	
2.	Статистический анализ ППЗ ООО «РН-Туапсинский НПЗ», нефтеперерабатывающей отрасли России и мира.	
3.	Оценка пожарных рисков ООО «РН-Туапсинский НПЗ».	
3.1	Понятие, сущность и классификация рисков.	
3.2	Характеристика процесса управления пожарными рисками.	
3.3.	Методика расчетов пожарного риска.	
3.4.	Оценка вероятности возникновения пожара для основных установок НПЗ.	
4.	Оценка экономических потерь (ущерба) от пожаров на территории ООО «РН – Туапсинский НПЗ».	
5.	Использование механизмов перераспределения пожарного риска (противопожарное страхование) как фактора снижения (компенсации) уровня экономических потерь.	
	Заключение.	
	Литература.	
	Словарь ключевых терминов	

Введение

Различные виды горючих ископаемых – уголь, нефть и природный газ – известные человечеству с доисторических времён. До настоящего времени горючие ископаемые использовали и продолжают использовать главным образом, как энергетическое топливо, т.е. как первичные энергоресурсы. В XX в. к источникам энергоресурсов добавились ещё и гидроресурсы и ядерное топливо. Совокупность отраслей промышленности, занятых добычей, транспортировкой и переработкой различных видов различных ископаемых, а также выработкой, преобразованием и распределением различных видов энергии (тепловой, электрической и др.), называют топливно-энергетическим комплексом (ТЭК). ТЭК включает топливную (нефтяную, газовую, угольную, торфяную, сланцевую), нефтеперерабатывающую, нефтехимическую и энергетическую (тепло-, гидро- и атомную) промышленности.

ТЭК является основой современной мировой экономики. Уровень развития ТЭК отражает социальный и научно-технический прогресс в стране. Действительно, трудно представить жизнь современного человека без топлива, энергии, света, тепла, связи, радио, телевидения, транспорта и бытовой техники и т.д. Без энергии невозможно развитие кибернетики, средств автоматизации, вычислительной и космической техники.

Нефтеперерабатывающая промышленность – отрасль тяжёлой промышленности, охватывающая переработку нефти и газовых конденсатов и производство высококачественных товарных нефтепродуктов: моторных и энергетических топлив, смазочных масел, битумов, нефтяного кокса, парафинов, растворителей, элементной серы, термогазойля, нефтехимического сырья и товаров народного потребления.

Промышленная переработка нефти и газовых конденсатов на современных нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) осуществляется путём сложной многоступенчатой физической и химической переработки на отдельных или комбинированных крупнотоннажных технологических процессов (установках, цехах)

предназначенных для получения различных компонентов или ассортиментов товарных нефтепродуктов.

В XXI в. нефтеперерабатывающая отрасль России вступила со значительным отставанием высокоразвитых стран по глубине переработки нефти и насыщенности НПЗ вторичными процессами. Снижение научно-инновационного потенциала в отрасли обусловлено сокращением государственного финансирования на развитие исследований области создания наукоёмких технологий, включая фундаментальную и прикладную науку. Это в свою очередь, привело к ориентации нефтяного комплекса России на зарубежные технологии.

Очевидно, что общая технологическая оснащённость отечественных заводов процессами, углубляющими переработку нефти, крайне низка. На производственных площадях нефтеперерабатывающих предприятий сосредоточены большие массы взрывоопасных и токсичных продуктов, обладающих большой потенциальной опасностью. Предприятия нефтепереработки, на которых перерабатываются, изготавливаются и хранятся взрыво- и пожароопасные вещества, а также используется технологическое оборудование, работающее при высоких температурах и давлениях, относятся к опасным производственным объектам, согласно Федеральному закону от 21.07.97г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». В последние годы оглашается все меньше аварий и катастроф на нефтеперерабатывающих производствах, что позволило привлечь внимание общественности к проблеме промышленной безопасности.

По ежегодным данным Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору [1] были систематизированы аварии на объектах нефтехимических, нефтеперерабатывающих производств и объектах нефтепродуктообеспечения за период 2004-2015 гг. Из года в год число аварий и материальный ущерб от них возрастает.

Основными причинами производственных аварий являются:

- не соблюдение правил по технике безопасности;

- нарушение эксплуатации опасных объектов;

- нарушение норм технологического процесса;

- нарушение производственной дисциплины и неверные (несанкционированные) действия исполнителей работ;

- неудовлетворительная подготовка специалистов.

Зарегистрировано большое число крупных пожаров и взрывов. Согласно приведенному анализу произошло 201 опасное событие, в том числе

- 91 взрыв, что составило 45% от общего количества аварий за период 2004 – 2015 гг.;

- 72 пожара – 36% от общего количества аварий;

- 38 аварий с выбросом опасных веществ – 19% от общего количества аварий.

Предварительные данные по 2016 году представлены в таблице 1.

Таблица 1

Распределение аварий по видам на объектах нефтехимических, нефтеперерабатывающих производствах и объектах нефтепродуктообеспечения

Виды аварий	**Число аварий**				
	12 мес. 2016		**12 мес.2015**		**+/-**
				%	
Взрыв	8	44,4	6	32	2
Пожар	3	16,6	11	58	-8
Выброс опасных веществ	7	39	2	10	+5
Всего	**18**	**100**	**19**	**100**	**-1**

Согласно проведенному анализу из общего количества аварий за 12 месяцев 2016 года 44,4% (8 аварий) связано с видом «взрыв», доля которых по сравнению с тем же периодом 2015 года возросла на 12,4% .Увеличилось количество аварий, связанных с выбросом опасных веществ, доля которых возросла с 10% до 39%. Количество аварий, связанных с пожаром, уменьшилось на 8 аварий, а в процентном отношении снизилось на 41,4%.

К основным факторам возникновения промышленных аварий относятся изношенность оборудования и человеческий фактор. Для существенного сокращения или устранения негативных последствий аварий и их экономических

последствий необходимы исследования, позволяющие анализировать противопожарную защиту объектов нефтеперерабатывающих предприятий.

Проблемы безопасности жизни и сохранения окружающей среды, а вместе с ними и экономические потери предприятия и общества, наиболее остро встают в промышленных районах, как в России, так и за рубежом. В настоящий период все более актуальной становится задача предотвращения взрывов и пожаров на нефтеперерабатывающих предприятиях, в частности, на предприятиях компании ПАО НК «Роснефть».

Данные проблемы могут быть решены посредством анализа пожарных рисков на нефтеперерабатывающем предприятии с учетом функций экономических потерь.

Объектом исследования – является нефтеперерабатывающий завод. В качестве конкретного НПЗ принимаем ООО «РН-Туапсинский НПЗ».

Цель работы - Оценка и анализ противопожарных рисков с учетом экономических потерь на предприятии ООО«РН-Туапсинский НПЗ».

Задачи исследований:

- дать общую характеристику объекта исследования, охарактеризовать основные социально-экономические показатели развития и технологические процессы ООО «РН-Туапсинский НПЗ».

- провести сбор и анализ статистической информации по техногенным авариям на предприятия и нефтеперерабатывающей отрасли России;

- определить индивидуального пожарного риска для установки ЭЛОУ-АВТ-12 ООО «РН-Туапсинский НПЗ»;

- оценить ущерб от пожаров для установки ЭЛОУ-АВТ-12 с учетом вероятного уровня экономических потерь.

Новизна работы и степень преемственности

В ходе выполнения магистерской работы были проведены ряд исследований: оценка ущерба от пожаров для установки ЭЛОУ-АВТ-12, оценка ущерба от пожара, определение вероятного уровня экономических потерь. Результаты

исследований могут быть применены в качестве методической литературы для курсантов и слушателей АГПС, а также возможно применение на практике.

Раздел 1 Краткая характеристика ООО «РН-Туапсинский НПЗ»

1.1 Основные социально-экономические показатели ООО «РН-Туапсинский НПЗ».

Государственное предприятие «Туапсинский нефтеперерабатывающий завод» введено в эксплуатацию в 1929 году и изначально предназначалось для переработки Грозненской нефти с целью дальнейшей поставки продуктов ее переработки на экспорт.

Во время Великой Отечественной войны, в 1942 году, предприятие было эвакуировано в г. Красноводск. Послевоенное восстановление завода было произведено весьма оперативно — уже в 1949 году первая установка была введена в эксплуатацию.

В ноябре 1992 г. Государственное предприятие “Туапсинский нефтеперерабатывающий завод” было преобразовано в ОАО “РН-Туапсинский НПЗ” на основании указа президента РФ №1403 “Об особенностях приватизации и преобразования в акционерные общества государственных предприятий, производственных и научно-производственных объединений нефтяной, нефтеперерабатывающей промышленности и нефтепродуктообеспечения”.

ООО «РН-Туапсинский НПЗ» было образовано в мае 1994 года результате приватизации государственного предприятия «Туапсинский нефтеперерабатывающий завод» по первому варианту льгот. В связи с этим было выпущено 273267 обыкновенных и 91089 привилегированных акций номиналом 1000 руб. После чекового аукциона было проведено дробление акций с коэффициентом 20, а в 1998 году в связи с деноминацией рубля номинал акций снизился до 0.05 руб.

В настоящее время уставный капитал ООО «Роснефть-Туапсинский НПЗ» составляет 364346 руб., он поделен на 5465341 обыкновенных и 1821780 привилегированных акций номиналом 0.05 руб. У завода 1515 держателей акций, однако пакетами, большими чем 5%, владеют только четыре акционера.

В мае 2013 года Совет директоров ООО «РН-Туапсинский НПЗ» принял стратегию развития компании до 2025 года. Документ развивает стратегию до

2020 года, определяя пути достижения ранее намеченных целей в основных сегментах бизнеса - добыче углеводородов, нефтепереработке и сбыте нефтепродуктов - с учетом изменившихся условий в отрасли и мировой экономике. До 2025 года компания продолжит активно наращивать акционерную стоимость.



Рисунок 1 Вид на ООО «РН – Туапсинский НПЗ»

ООО «РН-Туапсинский НПЗ» ставит перед собой следующие стратегические цели:

- развитие инновационного и технологического потенциала с помощью собственных исследований и поглощений на рынке высокотехнологичных компаний и технологий;
- увеличение притока финансовых ресурсов, посвященному развитию компании с помощью активной работы на финансовых рынках и в торговом сегменте;

- расширение географии стратегического присутствия на международном рынке;

- сохранение конкурентных преимуществ и повышения компетенции в области морской добычи углеводородов, нефтепереработки и нефтехимии;

Основными задачами предприятия являются переработка углеводородного сырья (нефти и газового конденсата), производства нефтепродуктов и газа в соответствующих объемах и пределах, необходимых для бесперебойного обеспечения ими хозяйственного комплекса страны и международных компаний.

Продукция.

Основными продуктами производства ТНПЗ являются автомобильные бензины, малосернистое дизельное топливо, мазут и сжиженный газ. Особенность туапсинскогонефтекомплекса заключается в том, что здесь сосредоточены добыча, переработка, транспортировка и экспорт нефти.

В качестве сырья в настоящее время завод использует западносибирскую нефть, поступающую по трубопроводу. Завод расположен в порту Туапсе, составляя единый производственный комплекс с морским терминалом предприятия нефтепродуктообеспечения “Роснефти” — ОАО “НК “Роснефть-Туапсенефтепродукт”.

- Бензин А-76
- Бензин АИ-93
- Бензин экспортный технологический
- Дизельное топливо
- Керосин осветительный
- Мазут М-100
- Сжиженный газ

Программа модернизации ООО «РН-Туапсинский НПЗ» осуществляется в три очереди:

1-я очередь строительства - в составе технологической установки (секции) ЭЛОУ-АВТ-12 (мощностью 12 млн. тонн/год по нефти) и объектов общезаводского хозяйства;

2-я очередь строительства - в составе технологических установок (секций) гидрокрекинга вакуумного газойля, гидроочистки дизельного топлива, производства серы, производства водорода, гидроочистки бензина, риформинга, изомеризации и объектов общезаводского хозяйства;

3-я очередь строительства - в составе технологической установки (секции) Флексикокинга и объектов общезаводского хозяйства.

После завершения Программы модернизации глубина переработки нефти увеличится с 54% до 98,5%.

Модернизация Туапсинского НПЗ позволит обеспечить растущие потребности в высококачественных моторных топливах Юга России. Кроме того, учитывая уникальное географическое положение и перевалочные мощности Компании в Туапсе, расширятся возможности по альтернативе экспорта сырой нефти.

По итогам 2015 года суммарные инвестиции в Туапсинский НПЗ в составили 17 млрд. руб. без НДС.

При этом в 2015 г. введены в эксплуатациювакуумный блок установки ЭЛОУ-АВТ-12, что позволило обеспечитьпроизводство и реализацию вакуумного газойля, а также ряд объектовобщезаводского хозяйства.

Основные показатели операционной деятельности и социально-экономические показатели ООО «РН – Туапсинский НПЗ» представлены в таблицах 2-3.

Таблица 2

Основные показатели операционной деятельности

ООО «РН-Туапсинский НПЗ»

	2011	2012	2013	2014	2016

Объем переработки, млн.т.	4,55	4,55	5,57	8,65	9,57
Глубина переработки, %	52,8%	54%	53,87%	51,64%	54,97%
Выпуск нефтепродуктов, млн. т.	4,46	4,46	5,46	8,50	9,51
В том числе					
Бензин (в том числе прямогонный)	0,91	0,95	1,15	1,59	1,75
Дизельное топливо	1,43	1,44	1,78	2,76	3,14
Мазут	2,07	2,02	2,50	4,08	4,29

Таблица 3

Основные социально-экономические показатели развития

ООО «РН-Туапсинский НПЗ» (тыс. руб.)

№ п/п	Наименование показателя	2014	2015
1	Выручка, в т.ч. переработка нефти услуги УКС реализация товаров заготовление, хранение, передача в монтаж прочие	20046934 18416462 406589 796241 260064 167678	18748252 17703028 309288 422278 151704 161954
2	Себестоимость продаж, в т.ч. переработка нефти услуги УКС реализация товаров заготовление, хранение, передача в монтаж прочие	15073641 12958161 428818 751172 260064 674426	14962266 13521184 333227 415134 - 692721
3	Валовая прибыль	4973293	3785986
4	Прибыль от продаж	3276830	2767497
5	Прибыль до налогообложения	3364454	14576349
6	Чистая прибыль	2631576	12071598

1.2 Характеристика технологического процесса ООО «РН-Туапсинский НПЗ».

Краткая характеристика опасных производственных объектов эксплуатирующей организации

Установка ЭЛОУ-АВТ-12.

Секции 1000 и 2000 – ЭЛОУ-АВТ-12 входят в комбинированную установку №1 и предназначены для обессоливания и первичной переработки нефти с получением следующих продуктов:

Секция 1000 (Электрообессоливание, атмосферная перегонка нефти):

- бутан технический (далее по тексту БТ);
- пропан-бутановая фракция (далее по тексту ПБТ);
- пропан-бутан автомобильный (далее по тексту ПБА);
- пропан автомобильный (далее по тексту ПА);
- бензин прямогонный;
- керосиновая фракция;
- дизельная фракция;
- атмосферный остаток (мазут) – (фракция >360 ^{0}C).

Секция 2000 (вакуумная перегонка атмосферного остатка – мазута):

- вакуумная дизельная фракция;
- вакуумный газойль;
- некондиционная дизельная фракция;
- вакуумный остаток – гудрон.

Краткое описание технологического процесса работы ЭЛОУ-АВТ-12.

ЭЛОУ-АВТ-12 представляет собой технологическую систему взаимосвязанных технологическими потоками первичных процессов переработки нефти:электрообессоливание;атмосферная перегонка нефти;стабилизация бензина и разделение пропан-бутановой фракции;вакуумная перегонка мазута;абсорбционная очистка газов разложения.

Электрообессоливание (секция 1000)

В нефти, поступающей на переработку, содержится до 100 мг/л солей и до 0,5% (об.) воды. Вода с растворенными в ней солями, преимущественно хлоридами, вызывает сильную коррозию оборудования в процессе переработки. Попадая в готовую продукцию, вода и соли ухудшают ее качество.

Растворенные в воде и находящиеся в нефти в виде кристаллов соли ведут себя по-разному. В водных растворах хлориды подвергаются гидролизу с

образованием ионов хлора, которые активно вступают в химические реакции с металлическими деталями оборудования. Это явление называют хлористоводородной коррозией.

Особенно активно, даже при низкой температуре, гидролизуются хлориды кальция и магния. Хлористый натрий при низкой температуре почти не гидролизуется.

Гидролиз хлоридов протекает согласно уравнению:

$$MgCl_2 + H_2O \rightarrow Mg(OH)Cl + HCl \quad (1)$$

$$Mg(OH)Cl + H_2O \rightarrow Mg(OH)_2 + HCl \quad (2)$$

Особенно сильно под действием гидролизовавшихся хлоридов корродирует конденсационно-холодильное оборудование. Для удаления солей вся нефть, поступающая на установку, подвергается электрообессоливанию. Для перевода в раствор солей, содержащихся в нефти в виде кристаллов, нефть в смесителях интенсивно смешивается с чистой водой. Образующаяся эмульсия воды в нефти затем расслаивается и разделяется в электродегидраторах.

С целью интенсификации процессов перемешивания воды с нефтью и растворения солей в воде нефть перед обессоливанием нагревают, а для лучшего разрушения и разделения эмульсий в нее вводятся поверхностно-активные вещества - деэмульгаторы, под действием которых изменяется структура молекулярного слоя на поверхности капель воды в нефти, что способствует их слиянию. Кроме того, в электродегидраторах водонефтяная эмульсия подвергается воздействию интенсивного переменного электромагнитного поля, под действием которого капли воды с растворенными в ней солями приобретают электрический заряд, и поляризуются. Образовавшиеся диполи под действием электромагнитного поля передвигаются, сближаются и притягиваются противоположно заряженными сторонами. При столкновении наэлектризованных капель происходит разрушение диэлектрической оболочки капель, и они сливаются. Более крупные капли воды, обладая большим удельным весом, чем нефть, легче осаждаются и отделяются от эмульсии.

Образующиеся в процессе обессоливания солесодержащие сточные воды являются отходами производства и выводятся на очистные сооружения.

Атмосферная перегонка нефти (секция 1000)

Нефть представляет собой сложную смесь взаимно растворенных органических веществ, различных по молекулярному весу и температуре кипения. Разделить ее на составляющие компоненты очень сложно и для промышленного применения нефтепродуктов это не требуется.

На практике нефть разделяют на фракции, отличающиеся по пределам выкипания. Процесс разделения многокомпонентной смеси на фракции, основанный на разности температуры кипения компонентов, называется ректификацией. Ректификация представляет собой процесс многократного испарения более летучих и конденсации менее летучих компонентов. На установках первичной перегонки нефти процесс ректификации осуществляется в ректификационных колоннах - вертикальных аппаратах, оборудованных сложными внутренними устройствами – тарелками и насадками различных видов.

В процессе ректификации нефть, подлежащая разделению на фракции, нагревается в теплообменниках и трубчатых печах, причем часть содержащихся в нефти компонентов переходит в газовую фазу. Разогретая газожидкостная смесь подается в нижнюю часть ректификационной колонны. Жидкая фаза стекает по тарелкам вниз, при этом из нее под действием поднимающихся с низа колонны паров продолжают испаряться легкокипящие компоненты, паровая фаза поднимается вверх. На каждой тарелке происходит контакт газов со стекающей с вышележащих тарелок жидкой фазой. В результате наиболее тяжелые, имеющие более высокую температуру кипения компоненты конденсируются и, смешиваясь со стекающим с тарелки потоком жидкости, опускаются вниз. Оставшиеся газообразные компоненты поднимаются на вышележащую тарелку, где описанный процесс повторяется.

Поток жидкости, стекающий по тарелкам в низ колонны, называется флегмой. Начало ему дает часть продукта, выходящего в паровой фазе с верха колонны, сконденсированного в холодильниках-конденсаторах и возвращаемого

на верхнюю тарелку колонны в качестве острого орошения. Качество острого орошения соответствует качеству головного погона колонны. Стекая по тарелкам вниз, флегма обогащается конденсирующимися в ней наиболее тяжелыми компонентами из потока поднимающихся вверх газов. Конденсируясь, компоненты газового потока отдают потоку флегмы тепло, за счет которого из нее испаряются наиболее легкие, кипящие при более низкой температуре компоненты. Таким образом, на тарелках ректификационной колонны одновременно протекают процессы теплообмена (передачи тепла от потока горячих газов потоку более холодной флегмы) и массопередачи (перехода легкокипящих компонентов из жидкого потока в газовый поток, а тяжелых - из газового потока в жидкостной). В результате этих процессов при установившемся режиме на каждой тарелке колонны устанавливается определенная температура и соответствующий равновесный состав жидкой и газообразной фаз.

В секции 1000 - ЭЛОУ-АВТ-12 перегонка нефти осуществляется по двухколонной схеме. В первой колонне происходит удаление из нефти части бензиновых фракций с растворенными в них углеводородными газами. Это позволяет вести дальнейший процесс ректификации отбензиненной нефти при давлении близком к атмосферному. Во второй - сложной атмосферной ректификационной колонне - происходит разделение отбензиненной нефти на основные фракции:

- головной погон – бензиновая фракция;
- боковой погон – керосиновая фракция;
- боковой погон – дизельная фракция;
- нижний (кубовый) продукт – мазут.

Для снижения концентрации низкокипящих компонентов в мазуте, снижения парциального давления в колонне и повышения четкости ректификации в нижнюю часть ректификационной колонны подается водяной пар. В его присутствии углеводороды нефти испаряются при более низкой температуре. Боковой погон - керосиновая фракция ректификационной колонны выводятся в

отпарную колонну (стриппинг - секцию), где дополнительно удаляется части легких компонентов. Это позволяет повысить четкость разделения погонов.

Кроме того, стриппинг - секция служит буферной емкостью, позволяющей производить более равномерный отбор бокового погона при колебаниях режима атмосферной колонны. В связи с тем, что отбор боковых погонов происходит в жидкой фазе, которая в процессе теплообмена должна поглощать тепло газового потока, в колонне нарушается тепловой баланс. Для его восстановления предусмотрены промежуточные циркуляционные орошения в зоне отборов боковых погонов. Имеется также острое орошение верха колонны.

Циркуляционное орошение представляет собой поток флегмы, который отбирается с одной из тарелок, охлаждается в аппаратах воздушного охлаждения и возвращается в колонну на вышележащую тарелку. Изменяя количество и температуру потока циркуляционного орошения, регулируют тепловой режим колонны. Потоки циркуляционных орошений, боковых погонов, кубового продукта связаны с потоками поступающей на перегонку сырой нефти системой наружного теплообмена таким образом, чтобы максимально использовать тепло отходящих потоков для нагрева нефти и уменьшения тепловой нагрузки на трубчатые печи.

Нейтрализатор «Геркулес 54505» (для регулирования PH) и ингибитор коррозии «Геркулес 30617» (для подавления процесса коррозии) подаются в шлемовые линии отбензинивающей колонны Т-1001 и атмосферной ректификационной колонны Т-1002.

Интенсивность процесса коррозии оборудования контролируют, анализируя pH и содержание железа в воде, выходящей вместе с головными погонами колонн и отделяемой в рефлюксных емкостях отбензинивающей, атмосферной и стабилизационной колонн.

Предусмотрена очистка мазута от сероводорода и меркаптанов кислородом воздуха в присутствии гомогенного катализатора MARC (MercaptanAridConversion) по следующей схеме:

$$2H_2S+O_2 — \text{катализатор MARC} \rightarrow 2S+2H_2O$$

Снижение содержания меркаптановой серы в продукте осуществляется путем прямой конверсии меркаптанов в безопасные дисульфиды:

$$4RSH+O_2 — \text{катализатор MARC} \rightarrow 2RSSR+2H_2O$$

При этом окисление сероводорода и меркаптанов на катализаторе MARC происходит непосредственно в потоке углеводородного сырья.

Стабилизация бензина и разделение пропан-бутановой фракции (секция 1000).

Бензиновая фракция, получаемая с верха отбензинивающей колонны Т-1001, содержит большое количество углеводородных газов, которые плохо конденсируются в воздушных холодильниках-конденсаторах и создают высокое давление в колонне и ее рефлюксной емкости. С целью снижения давления в отбензинивающей колонне Т-1001ее головной погон перед входом в водяной холодильник смешивают с головным погоном атмосферной колоннуТ-1002. При этом несконденсированные газы абсорбируются потоком более тяжелого бензина, их концентрация в смешанной бензиновой фракции снижается и, соответственно, снижается давление в отбензинивающей колонне.

Бензиновая фракция, содержащая большое количество растворенных углеводородных газов, не может подвергаться дальнейшей переработке с целью получения моторных топлив, поэтому на ЭЛОУ-АВТ-12 предусмотрена ее стабилизация, то есть удаление нестабильных (легколетучих) компонентов.

Процесс стабилизации осуществляется в простой ректификационной колонне по схеме, описанной выше. Головным погоном стабилизатора является пропан-бутановая фракция, которая направляется в колонну ректификации пропан-бутановой фракции. Нижним продуктом стабилизационной колонны является стабильная прямогонная бензиновая фракция.

Процесс разделения пропан-бутановой фракции осуществляется в простой ректификационной колонне. В зависимости от режима работы, головным погоном колонны ректификации пропан-бутановой фракции может быть пропан или пропан-бутан автомобильный. Нижним продуктом колонны ректификации пропан-бутановой фракции является бутан технический.

Вакуумная перегонка мазута (секция 2000)

Сырьем блока вакуумной перегонки является прямогонный мазут – кубовый остаток колонны атмосферной перегонки нефти. Этот остаток является смесью нефтяных фракций, в состав которых входят вещества, выкипающие в диапазоне 360-540 °С.

Процесс разделения проводится методом ректификации под вакуумом. Вакуум создается двумя параллельными трехступенчатыми пароэжекторными системами. При снижении общего давления проведения процесса снижается парциальное давление паров и соответствующая ему температура кипения (конденсации) веществ разделяемой смеси. Поскольку в процессе ректификации происходит многократное испарение более летучих и конденсация менее летучих веществ, проведение ее в условиях вакуума позволяет снизить температуру процесса и делает возможным разделение труднолетучих или термолабильных смесей при более низких температурах. В частности, перегонка мазута в условиях вакуума позволяет получить вакуумную дизельную фракцию, вакуумный газойль и гудрон, избежав нагрева сырья в печи выше температур 400÷410°С и предотвратив его термическое разложение.

Кроме этого, дополнительное снижение парциального давления паров углеводородов обеспечивается подачей водяного пара в нижнюю часть вакуумной колонны, что приводит к дополнительному выпариванию из гудрона паров летучих веществ и позволяет увеличить выход целевых фракций.

Сырье, нагретое и частично испаренное в печи, поступает в зону питания колонны.

Жидкая фаза потока питания смешивается с потоком орошения, покидающим секцию промывки, и перетекает в секцию отпарки гудрона, где происходит ее отпаривание водяным паром, который подается под нижнюю тарелку секции. Отпаренный вакуумный остаток (гудрон) выводится из колонны.

Паровая фаза из зоны питания поднимается вверх по колонне, где происходит ее постадийная конденсация и фракционирование.

Вакуумная дизельная фракция и вакуумный газойль полностью выводятся из колонны. Одна часть отобранной вакуумной дизельной фракции и вакуумного газойля возвращается в качестве орошения, а балансовое количество выводится с установки как продукт.

Несконденсированные углеводородные пары, водяной пар и газы разложения направляются с верха колонны в вакуумсоздающую систему. Несконденсированные углеводородные пары, выходящие из вакуумсоздающей системы, направляются на очистку от сероводорода с помощью диэтаноламина. После очистки сжигаются в печи нагрева сырья вакуумной колонныН-2001/1÷4**.**

Для антикоррозионной защиты вакуумсоздающей системы и шлемового трубопровода вакуумной колонны предусмотрена подача нейтрализатора и ингибитора коррозии.

Блок-схема установки ЭЛОУ-АВТ-12 ООО «РН-Туапсинский НПЗ» представлены в приложении 1.

Приложение 1
Блок-схема установки ЭЛОУ-АВТ-12 ООО «РН-Туапсинский НПЗ»



Парк СУГ

Парк сжиженных углеводородных газов (газофакельный участок – ГФУ), входит в состав ОПО База хранения (кустовая), регистрационный № А30-04677-004, предназначен для приема, хранения и отпуска газов углеводородных сжиженных топливных, применяемых в качестве топлива для коммунально-бытового потребления, моторного топлива для автомобильного транспорта.

Краткое описание технологического процесса парка СУГ

Парк сжиженного углеводородного газа предназначен для приема и хранения сжиженного углеводородного газа марок: бутан технический (БТ), пропан-бутан технический (ПБТ), пропан автомобильный (ПА), пропан-бутан автомобильный (ПБА).

Парк состоит из четырех шаровых резервуаров поз. Ер-1…Ер-4 объемом 600 $м^3$ каждый, предназначенных для хранения сжиженного углеводородного газа (смесь пропана и бутана технического), и из двух шаровых резервуаров для хранения сжиженного углеводородного газа (смесь пропана и бутана технического) объемом 2000 $м^3$ каждый поз. Ер-6, поз. Ер-5.

Любой из резервуаров Ер-1…Ер-4 может являться аварийным (резервным) для перекачки сжиженного газа из рабочего резервуара в случае его аварийной разгерметизации или в связи с освобождением для проведения ремонтных работ. Перекачка продукта из одного рабочего резервуара в другой или в аварийный резервуар производится герметичными центробежными насосами поз. Н-1, Н-2, Н-7…Н-9.

Резервуары Ер-1…Ер-4 оборудованы наружными подогревателями и теплоизолированы на высоту подогревателя. В качестве теплоносителя применяется теплофикационная вода с температурой до 120 °С. Температура и давление во входящем трубопроводе и температура на обратном трубопроводе теплофикационной воды к каждому резервуару контролируются по месту (TI507, PI541, TI511 – Ер-1; TI506, PI540, TI510 – Ер-2; TI505, PI539, TI509 – Ер-3; TI504, PI538, TI508 – Ер-4).

Сжиженный углеводородный газ поступает в группу резервуаров Ер-1...Ер-4 через отсекающий клапан UV1093 с давлением не более 1,3 МПа и с температурой не более 40 °С.

Расход поступающего сжиженного газа контролируется со станции оператора по массовому расходомеру 150-FIR002. Давление ПБТ контролируется посредством АСУТП регулятором давления, установленном на линии подачи газа в парк, на основании показаний датчика давления.

Уровень заполнения резервуаров от 300 до 7300 мм.

Откачка продукта из резервуаров Ер-1…Ер-4 в емкости ГНС ОАО «Туапсегоргаз» производится насосами Н-3, Н-4; на производство насосами Н-3, Н-4, Н-6; в автоцистерны насосами Н-1, Н-2, Н-6.

Подтоварная вода, отстоявшаяся в резервуарах Ер-1…Ер-4, через незамерзающий донный клапан, по трубопроводу, оборудованному смотровым фонарем, дренируется в заглубленную дренажную емкость Е-2/1.

На трубопроводах приема и откачки продукта в/из резервуаров Ер-1…Ер-4 установлены отсекающие клапаны с электрическим управлением пневмопривода, которые расположены за бетонным обвалованием резервуарного парка.

Управление отсечными клапанами осуществляется дистанционно - из операторной. Состояние клапанов (открыт/закрыт) сигнализируется на станции управления в операторной.

На всех трубопроводах, подключаемых к резервуарам парка, предусмотрена установка внутри обвалования коренной запорной арматуры с ручным управлением для возможности отключения резервуаров на ремонт.

Для защиты от аварийного повышения давления сверх допустимой величины резервуары Ер-1…Ер-4 оснащены двумя системами предохранительных клапанов (рабочей и резервной), каждая из которых состоит из контрольного клапана и рабочего клапана со сбросом на факел.

Для обеспечения ревизии и ремонта предохранительных клапанов, до и после резервного и рабочего предохранительных клапанов предусмотрена отключающая арматура с блокирующим устройством, исключающим возможность

одновременного закрытия запорной арматуры на рабочем и резервном клапанах.

С целью предотвращения создания вакуума при откачке продукта все резервуары с одним продуктом объединены единой газоуравнительной линией.

Резервуар поз. Ер-6 является аварийным (резервным) и предназначен для приема продукта в случае аварии резервуара поз. Ер-5 в штатном режиме эксплуатации.

Любой из резервуаров Ер-5, Ер-6 может являться аварийным для перекачки сжиженного газа из рабочего резервуара в случае его аварийной разгерметизации или в связи с освобождением для проведения ремонтных работ. Перекачка продукта из одного рабочего резервуара в другой или в аварийный резервуар производится герметичными центробежными насосами поз. Н-1, Н-2, Н-7… Н-9.

Предусмотрена возможность приема и хранения сжиженного углеводородного газа марок БТ, ПБТ, ПБА, ПА в каждом из резервуаров.

Сжиженный углеводородный газ марки БТ поступает с установки ЭЛОУ-АВТ секции 1000 по трубопроводу Ду 150 через отсекающий клапан 150-UV055 и клапан регулятор давления 150-PV052 к резервуарам Ер-5, Ер-6 и/или к группе резервуаров Ер-1…Ер-4 через клапан 150-UV1093 с давлением не более 1,3 МПа и с температурой не более 40 °С. Расход поступающего сжиженного газа контролируется со станции оператора по массовому расходомеру 150-FT001. Давление БТ контролируется посредством АСУТП регулятором давления 150-PV052, установленном на линии подачи газа в парк на основании показаний датчика давления 150-PT052.

Сжиженный углеводородный газ марки ПБТ поступает с установки ЭЛОУ-АВТ секции 1000 по трубопроводу разного сечения на определенных участках Ду 150, Ду 80 через отсекающий клапан 150-UV056 и клапан регулятор давления 150-PV054 к резервуарам Ер-5, Ер-6 и/или к группе резервуаров Ер-1…Ер-4 через клапан 150-UV1093 с давлением не более 1,3 МПа и с температурой не более 40 °С. Расход поступающего сжиженного газа контролируется

со станции оператора по массовому расходомеру 150-FT002. Давление БТ контролируется посредством АСУТП регулятором давления 150-PV054, установленном на линии подачи газа в парк на основании показаний датчика давления 150-PT054.

Уровень заполнения резервуаров от 2200 до 11200 мм.

Для защиты от аварийного повышения давления сверх допустимой величины резервуары Ер-6 и Ер-5 оснащены двумя системами предохранительных клапанов (рабочей и резервной) с Руст.=1,75 МПа со сбросом на факел.

На трубопроводах приема и откачки продукта в/из Ер-6 установлены пневмоприводные отсекающие клапаны, которые расположены за бетонным обвалованием резервуарного парка.

Из резервуаров Ер-6 и Ер-5 углеводородный газ марок БТ, ПБТ подается в открытую насосную СУГ.

Подтоварная вода, отстоявшаяся в резервуарах Ер-1...Ер-5, через незамерзающий донный клапан, по трубопроводу, оборудованному смотровым фонарем, дренируется в заглубленную дренажную емкость Е-2/1.

Открытая насосная сжиженных углеводородных газов предназначена:

- для отгрузки товарной продукции (сжиженных углеводородных газов марки БТ, ПБТ, ПА, ПБА) автотранспортом и железнодорожными цистернами;
- для аварийной перекачки продукта из одного резервуара в другой резервуар;
- для подачи по трубопроводу сжиженного углеводородного газа в емкости ГНС ОАО «Туапсегоргаз» (в емкости газонаполнительной станции);
- для подачи СУГ из парка на секцию 4100 и ЭЛОУ-АВТ-12 комбинированной установки КУ-1.

Насосы предназначены:

- поз. Н-1, Н-2 (1 рабочий, 1 резервный, при одновременной заправке 2-х и более автоцистерн включаются оба насоса паралельно) - для отгрузки потребителю сжиженных углеводородных газов в автоцистерны. Насосы Н-1, Н-2 могут использоваться для аварийной перекачки сжиженных углеводородных

газов из одного резервуара в другой или в аварийный резервуар, а также для откачки СУГ в трубопровод некондиции;

- поз. Н-3, Н-4 (1 рабочий, 1 резервный) - для подачи сжиженных углеводородных газов в сеть «Туапсегоргаз» и на КУ-1;

- поз. Н-5 (1 рабочий) - для откачки продукта из дренажной емкости Е-2/1 в линию некондиции и далее в трубопровод сырой нефти;

- поз. Н-6 (1 рабочий) - для отгрузки потребителю сжиженных углеводородных газов в автоцистерны на автоэстакаде налива СУГ и на КУ-1. Насос установлен в дополнение к насосам поз. Н-1, Н-2. Таким образом, для налива сжиженных углеводородных газов марки ПБТ в автомобильные цистерны используются насосы поз. Н-1, Н-2, Н-6.

- поз. Н-7…Н-9 (2 рабочих, 1 резервный) - для отгрузки потребителю сжиженных углеводородных газов в железнодорожные цистерны на железнодорожной эстакаде налива СУГ и аварийной перекачки продукта из резервуара в резервуар. Насос поз. Н-6 может использоваться и для налива в железнодорожные цистерны.

Автоэстакада налива сжиженных углеводородных газовпредназначена для отгрузки товарной продукции (сжиженных углеводородных газов марок БТ, ПБТ, ПА, ПБА) потребителям автотранспортом.

Для этой цели предусмотрено шесть существующих колонок для наполнения сжиженным углеводородным газом автоцистерн поз. АК-1…АК-6.

Объем наливаемых автоцистерн для сжиженных углеводородных газов составляет от 7,0 м^3 до 50,0 м^3. Заполнение автоцистерны не должно превышать 85 %.

Расход сжиженного углеводородного газа контролируется по датчикам 150-FIR015, 150-FIR018.

Технологической схемой предусмотрено подключение автоцистерн к газоуравнительным линиям товарных парков для хранения, а также к линии сброса на факел, к дренажным трубопроводам в емкость Е-2/2.

Предусмотрена возможность аварийного удаления продукта из автоцистерн в случае возникновения аварии или аварийной ситуации на эстакаде. Это осуществляется путем передавливания продукта азотом из аварийной автоцистерны в подземную дренажную емкость Е-2/2.

Для подачи СУГ в автоцистерны из товарного парка используются герметичные центробежные насосы Н-1, Н-2, Н-6.

Сжиженные газы (БТ и ПБТ) поступают на автоэстакаду налива через регулирующие клапаны 150-PV 014 и 150-PV 017 (соответственно по каждому продукту).

Факельная система парка СУГ состоит из факельного коллектора, отбойника конденсата Е-3, дренажных емкостей Е-2/1, Е-2/2, сепаратора Е-1, свечи А-1, закрытой факельной системы фирмы JohnZink.

Сбросы на факел поступают от:

- предохранительных клапанов, установленных на оборудовании и трубопроводах объектов парка СУГ;
- периодическихсдувок при наливе в железнодорожные и автоцистерны;
- аппаратов перед их пропаркой и продувкой перед ремонтом.

Для улавливания жидкой фазы из газов, сбрасываемых от предохранительных клапанов, на МЦК установлен отбойник конденсата поз. Е-3.

Не сконденсировавшиеся углеводородные газы через запорную заслонку UV1083 поступают на сжигание в систему закрытого факела по трубопроводу Ду800. Количество газов, их температура и давление контролируются в ПУ (датчики 157-FT001,157-PT001, 157-TT001). Понижение расхода сигнализируется в ПУ.

В системе закрытого факела, поступающие на сжигание газы в зависимости от создаваемого ими давления в коллекторе при помощи стадийной системы распределяются на соответствующее количество секций факела, в которых происходит их сжигание.

Система состоит из следующих компонентов:

- Камера сгорания, оснащённая следующим оборудованием:

а) - горелки LH-3 - 2 шт.,

б) - горелки LRGO- 3 –A - 12 шт.,

в) - горелки LRGO- 3 –B - 126 шт.,

г) - горелки LRGO- 3 –C - 72 шт.

- Панель управления пилотами (157-LCP-002) для наблюдения за пламенем пилотов (индикаторные лампочки статуса пилотов) и система розжига искрой высокого напряжения.

- Панель управления ступенями (157-LCP-001) с индикаторными лампочками позиции клапанов, индикаторными лампочками позиции байпасов и индикаторными лампочками давления (пилотный газ и азот).

- Программируемый Логический Контроллер (ПЛК), установленный в диспетчерской.

- Система из десяти ступеней, оснащённая следующим оборудованием:

а) девять клапанов переключения ступеней (ВКЛ./ВЫКЛ.) с приводами и концевыми переключателями (1-я ступень не имеет клапана переключения). Поз.157-PV-x103, где x - номер ступени;

б) шесть байпасов с разрывными дисками и концевыми переключателями для обхода клапанов переключения ступеней (1, 2, 3 и 4 ступени не имеют байпасов с разрывными дисками). Поз. 157-RD-x401, где x - номер ступени;

в) девять клапанов переключения продувочного газа (ВКЛ./ВЫКЛ). 1-я ступень имеет ручной клапан для непрерывной продувки. Поз. 157-XV-x101, где x - номер ступени.

- Два датчика давления для замера давления в факельном коллекторе, которые обеспечивают 4-20 мА ввода на ПЛК (поз. 157-PT-601 и 157-PT-602).

Для приема дренажей из резервуаров Ер-1…Ер-6, отбойника конденсата Е-3, сепаратора Е-1, а также для приема продукта из трубопроводов и оборудования парка СУГ перед началом ремонтных работ предназначена подземная дренажная емкость Е-2/1.

Отсечные клапаны UV1084 и UV1086 на линии дренажа из отбойника конденсата Е-3 в подземную дренажную емкость Е-2/1 должны быть постоянно открыты.

Уловленная в Е-3 жидкая фаза дренируется в подземную дренажную емкость Е-2/1. При этом отсечной клапан UV1085 на трубопроводе, соединяющем дренажную емкость Е-2/1 с факельным коллектором, должен находиться в положении «открыт».

При достижении максимального уровня продукта в Е-2/1 емкость отключается от факельного коллектора путем закрытия отсечного клапана UV1085, герметизируется и в емкость через клапан UV1087 подается азот с давлением 0,8 МПа для обеспечения безкавитационной работы насоса Н-5.

Продукт из емкости Е-2/1 откачивается насосом Н-5 в линию сырой нефти. После откачки продукта и останова насоса Н-5 подача азота в емкость Е-2/1 прекращается, избыточное давление азота сбрасывается на свечу А-1, а емкость Е-2/1 вновь подключается к факельному и дренажному коллекторам.

Предусмотрен дистанционный контроль технологических параметров емкости Е-2/1.

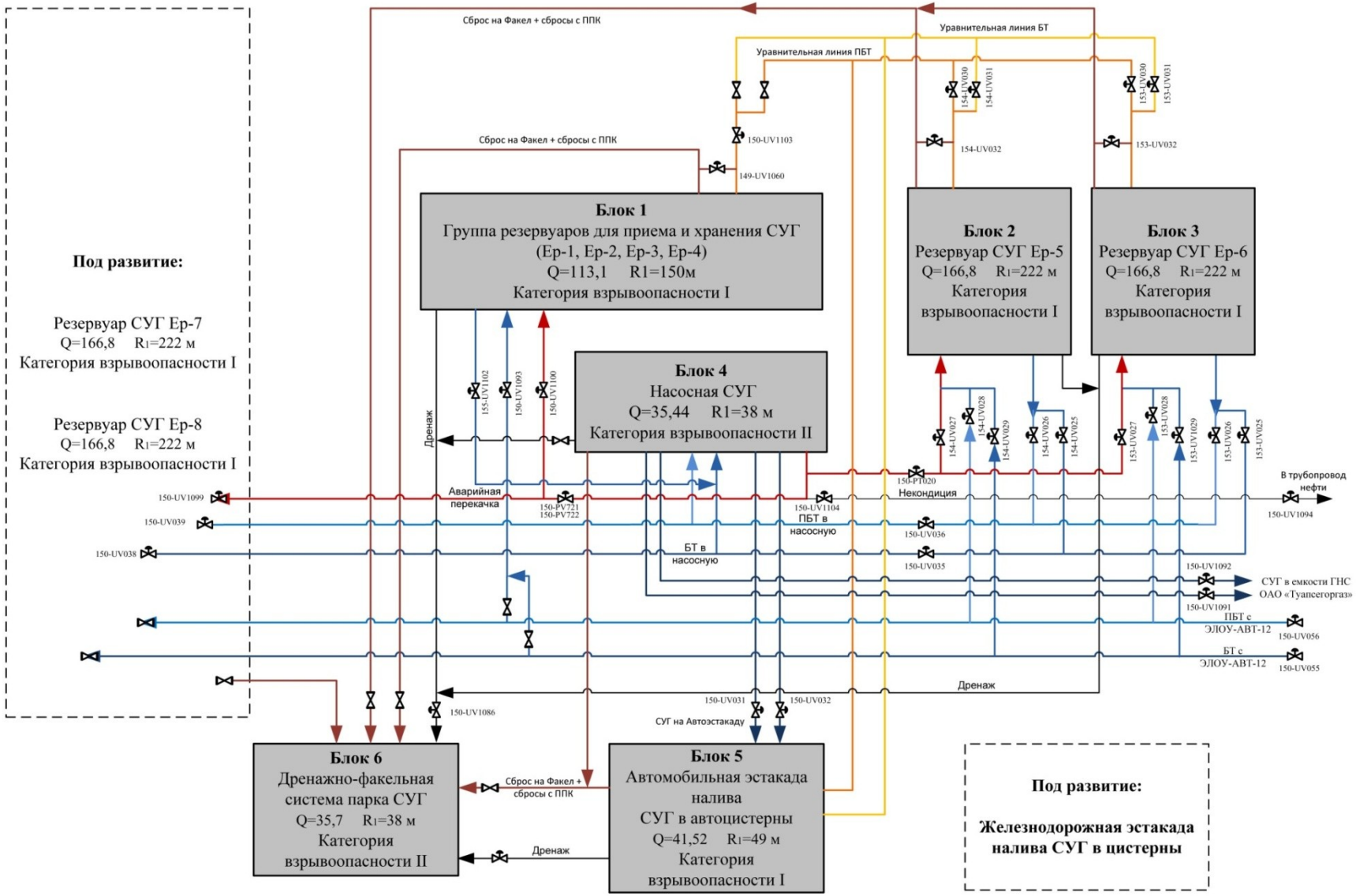
Для предупреждения образования взрывоопасной смеси в начало факельного коллектора на МЦК подается продувочный топливный газ в трех точках:

- в трубопровод Ду600 от Ер-6;
- в трубопровод Ду600 от Ер-8;
- в трубопровод Ду500 от Ер-1…Ер-4;
- в трубопровод Ду-80 от СППК.

В качестве топливного газа для продувки факельного коллектора используется топливный газ из заводских сетей с давлением 0,6 МПа.

Блок схема парка СУГ по приему и хранению газа представлена в Приложении 2.

Приложением 2



Парк товарных светлых нефтепродуктов.

В состав рассматриваемых объектов входят:

- Парк товарных нефтепродуктов.
- Товарная насосная светлых нефтепродуктов.
- Узел фильтрации реактивного топлива.

Товарно-сырьевой цех предназначен для приема и хранения светлых нефтепродуктов.

Краткое описание технологического процесса парка товарных светлых нефтепродуктов.

Парк товарных нефтепродуктов условно можно разделить на три резервуарных парка.

Первый резервуарный парк, предназначен для приема и хранения дизельного топлива летнего Евро-5, бензина прямогонного и автобензина марки Премиум Евро 95/5.

Резервуарный парк состоит из:

- пяти резервуаров поз. Р-1÷Р-5 стальных вертикальных цилиндрических с защитными стенками для хранения дизельного топлива летнего Евро-5;
- четырех резервуаров поз. Р-6÷Р-8, Р-21 стальных вертикальных цилиндрических с защитными стенками, оборудованных понтонами, для хранения бензина прямогонного;
- четырех резервуаров поз. Р-22÷Р-25 стальных вертикальных цилиндрических с защитными стенками, оборудованных понтонами, для хранения автобензина марки Премиум Евро 95/5.

Прямогонное дизельное топливо поступает в резервуары поз.Р-1 ÷ Р-5 из секции 1000 комбинированной установки №1.

Из резервуаров поз. Р-1 ÷ Р-5 насосами поз.Н-1, Н-2, Н-3р прямогонное дизельное топливо подается по трубопроводу в качестве товарного продукта на ООО «РН-Туапсенефтепродукт», где предусмотрен узел учета топлива.

Прямогонная бензиновая фракция поступает в резервуары поз.Р-6 ÷ Р-8, Р-21 и резервуары поз. Р-22 ÷ Р-25 из секции 1000 комбинированной установки №1.

Из резервуаров поз. Р-6 ÷ Р-8, Р-21 насосами поз.Н-6, Н-7р и из резервуаров поз. Р-22 ÷ Р-25 насосами поз. Н-8, Н-9р, Н-14, Н-15р бензин подается по трубопроводу в качестве товарного продукта на ООО «РН-Туапсенефтепродукт», где предусмотрен узел учета топлива.

Второй резервуарный парк, предназначен для приема и хранения автобензина марки Премиум Евро 95/5, топлива для реактивных двигателей ТС-1, дизельного топлива летнего Евро-5.

Резервуарный парк состоит из:

- четырех резервуаров поз. Р-9÷Р-12 стальных вертикальных цилиндрических с защитными стенками, оборудованных понтонами, для хранения автобензина марки Премиум Евро 95/5 при перспективном развитии завода;
- четырех резервуаров поз. Р-13 ÷ Р-16 стальных вертикальных цилиндрических с защитными стенками для хранения топлива для реактивных двигателей ТС-1;
- четырех резервуаров поз. Р-17 ÷ Р-20 стальных вертикальных цилиндрических с защитными стенками, оборудованных понтонами, для хранения автобензина марки Премиум Евро 95/5;
- двух резервуаров поз. Р-46, Р-47 стальных вертикальных цилиндрических с защитными стенками для хранения дизельного топлива летнего Евро-5.

Прямогонная бензиновая фракция поступает в резервуары поз. Р-9÷Р-12 из секции 1000 комбинированной установки №1.

Из резервуаров поз. Р-9÷Р-12 насосами поз. Н-4, Н-5р бензин подается по трубопроводу в качестве товарного продукта на ООО «РН-Туапсенефтепродукт», где предусмотрен узел учета топлива.

Прямогонная керосиновая фракция поступает в резервуары поз. Р-13÷Р-16 из секции 1000 комбинированной установки №1.

Из резервуаров поз. Р-13÷Р-16 насосами поз. Н-12, Н-13р топливо для реактивных двигателей ТС-1 подается по трубопроводу в качестве товарного продукта на ООО «РН-Туапсенефтепродукт», где предусмотрен узел учета топлива.

Прямогонная бензиновая фракция поступает в резервуары поз. Р-17÷Р-20 из секции 1000 комбинированной установки №1.

Из резервуаров поз. Р-17÷Р-20 насосами поз. Н-10, Н-11р бензин подается по трубопроводу в качестве товарного продукта на ООО «РН-Туапсенефтепродукт», где предусмотрен узел учета топлива.

Прямогонное дизельное топливо поступает в резервуары поз. Р-46, Р-47 из секции 1000 комбинированной установки №1.

Из резервуаров поз. Р-46, Р-47 насосами поз. Н-35, Н-36р дизельное топливо подается по трубопроводу в качестве товарного продукта на ООО «РН-Туапсенефтепродукт», где предусмотрен узел учета топлива.

Третий резервуарный парк, предназначен для приема и хранения автобензина марки Супер Евро 98/5.

Резервуарный парк состоит из четырех резервуаров поз. Р-29÷Р-32 стальных вертикальных цилиндрических с защитными стенками, оборудованных понтонами.

Прямогонная бензиновая фракция поступает в резервуары поз. Р-29÷Р-32 из секции 1000 комбинированной установки №1.

Из резервуаров поз. Р-29÷Р-32 насосами поз. Н-16, Н-17р бензин подается по трубопроводу в качестве товарного продукта на ООО «РН-Туапсенефтепродукт», где предусмотрен узел учета топлива.

Для перекачки нефтепродуктов в насосной применяются центробежные насосы с двойными торцевыми уплотнениями.

Прямогонное дизельное топливо из резервуаров поз. Р-1÷Р-5 насосами поз. Н-1, Н-2, Н-3р и из резервуаров поз. Р-46, Р-47 насосами поз. Н-35, Н-36р подается по трубопроводу в качестве товарного продукта на ООО «РН-Туапсенефтепродукт», где предусмотрен узел учета топлива.

Бензин из резервуаров поз. Р-6÷Р-8, Р-21, Р-22 ÷ Р-25 насосами поз. Н-6, Н-7р Н-8, Н-9р, Н-14, Н-15р, из резервуаров поз. Р-9÷Р-12, Р-17÷Р-20 насосами поз. Н-4, Н-5р, Н-10, Н-11р и из резервуаров поз. Р-29÷Р-32 насосами поз. Н-16, Н-17р подается по трубопроводу в качестве товарного продукта на ООО «РН-Туапсенефтепродукт», где предусмотрен узел учета топлива.

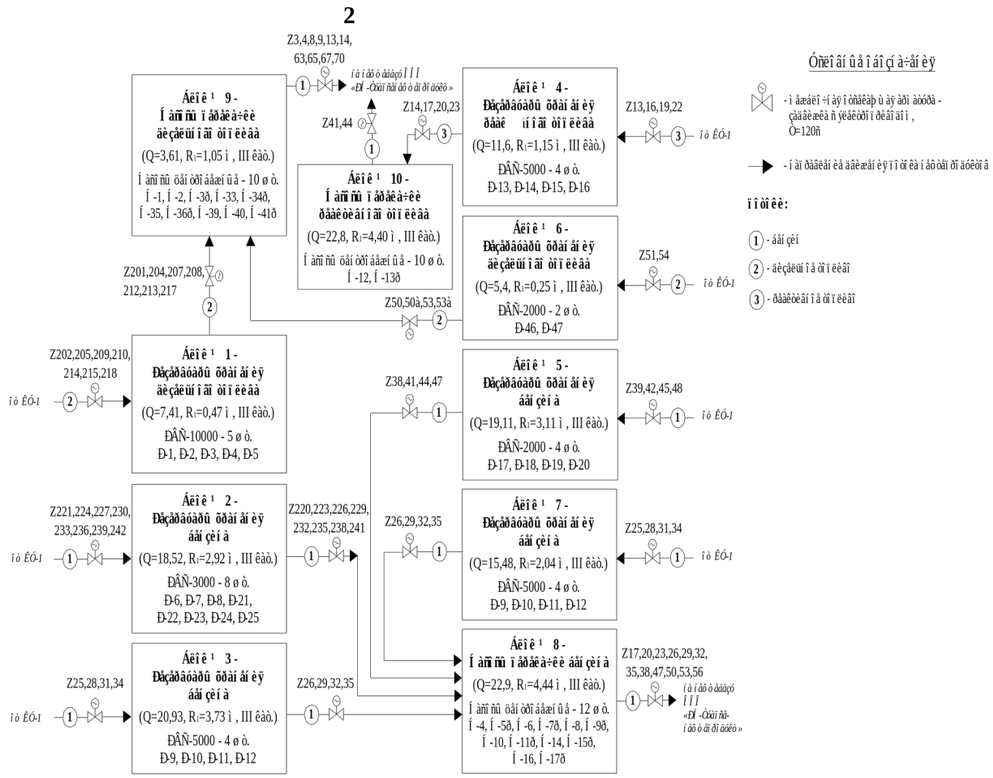
Реактивное топливо из резервуаров поз. Р-13 ÷ Р-16 насосами поз. Н-12, Н-13р подается по трубопроводу в качестве товарного продукта на ООО «РН-Туапсенефтепродукт», где предусмотрен узел учета топлива.

Насос поз. Н-39 предназначен для зачистки перед ремонтом трубопроводов и резервуаров поз. Р-1÷Р-5, резервуаров поз. Р-46, Р-47 от дизельного топлива и резервуаров поз.Р-13÷Р-16 от реактивного топлива.

Насос поз. Н-40 предназначен для зачистки перед ремонтом трубопроводов и резервуаров поз. Р-6÷Р-8, Р-21, Р-22÷Р-25, резервуаров поз. Р-9÷Р-12, Р-17÷Р-20 и резервуаров поз. Р-29÷Р-32 от хранящегося в них бензина.

Насос поз. Н-41р является резервным к насосам поз. Н-39 и поз. Н-40.

Блок схема парка светлых нефтепродуктов представлена в приложение 3.



Приложение 3 Блок схема парка светлых нефтепродуктов ООО «РН-Туапсинский НПЗ»

Парк сырой нефти.

Товарно–сырьевой цех предназначен для приема, хранения сырой нефти с последующей ее переработкой на установке ЭЛОУ-АВТ-12. Блок-схема парка сырой нефти товарно–сырьевого цеха представлена на рисунке 5.

Краткое описание технологического процесса парка сырой нефти товарно-сырьевого цеха.

Парк сырой нефти предназначен для приема и хранения нефти, поступающей с нефтебазы «Заречье» и по трубопроводу с ООО «РН-Туапсенефтепродукт» с давлением не более 0,6 МПа (6 кгс/см^2) и температурой до 40°С. Количество принятой нефти фиксируется в резервуарах уровнемерами.

В состав парка сырой нефти входят:

- 4 вертикальных стальных цилиндрических резервуара со стационарной крышей, алюминиевым понтоном и защитной стенкой РВС 20000 м^3;

- ёмкость подземная дренажная для сбора подтоварной воды объемом 75м^3, оборудованная центробежным полупогружным электронасосом.

Резервуар с защитной стенкой состоит из основного – внутреннего резервуара, предназначенного для хранения нефти, и защитного - наружного резервуара, предназначенного для удержания нефти в случае аварии или нарушения герметичности основного резервуара. Защитный резервуар выполняется в виде открытого «стакана», в котором установлен основной резервуар.

Для сокращения выбросов в атмосферу резервуары РВС 2000 м^3 №№ 1-4 оборудованы понтонами.

Из резервуаров РВС 20000 м^3 №№1-4 сырая нефть самотеком поступает на сырьевые насосы установки ЭЛОУ-АВТ-12 для последующей переработки.

В резервуарах предусмотрена система размыва осадка устройством послойного отбора проб, устройством удаления подтоварной воды, системой подслойного и надслойного тушения пожара и охлаждения.

Дренаж подтоварной воды осуществляется в подземную дренажную емкость Е-1Д. Опорожнение емкости Е-1Д осуществляется периодически по мере накопления при помощи полупогружного электронасоса Н-1Д: нефть,

отстоенная от воды направляется обратно в резервуар РВС №1-4, подтоварная вода откачивается в промышленную канализацию.

Для резервуаров предусмотрено:

Измерение уровня от одного уровнемера с разделом фаз нефть/вода, и предупредительной сигнализацией уровня нефти, минимальный – 1400 мм, максимальный – 18600 мм, для подтоварной воды минимальный – 100 мм, максимальный – 150 мм;

Предаварийная сигнализация верхнего предельного положения понтона с закрытием электрозадвижек на л. 100, 101 Z-4÷5(6÷7, 8÷9) при уровне - 19100 мм, от трех независимых датчиков;

Предаварийная сигнализация минимального уровня нефти и закрытие электрозадвижки на л. 102 Z-1(2,3) при уровне – 1300 мм, от одного датчика;

Предупредительная сигнализация максимального уровня нефти - 18600 мм, от двух независимых датчиков;

Измерение температуры от одного датчика. Для емкости Е-1Д предусмотрено:

Измерение уровня с разделом фаз нефть/вода и предупредительной сигнализацией минимального 400 мм и максимального 2400 мм уровней, а также предаварийной сигнализацией и блокировкой насоса Н-1Д и запрещением пуска при уровне - 300 мм от одного датчика;

Предупредительной сигнализацией максимального уровня и закрытием электрозадвижки Z-16 на приеме в емкость при уровне - 2400 мм.

Контроль температуры от одного датчика. Для полупогружного электронасоса Н-1Д предусмотрено:

Предаварийная сигнализация и остановка насоса при достижении температуры подшипника 70°С;

Остановка при уровне в емкости - 300 мм. Для предупреждения утечек сырой нефти предусмотрен контроль загазованности нижнего концентрационного предела взрываемости:

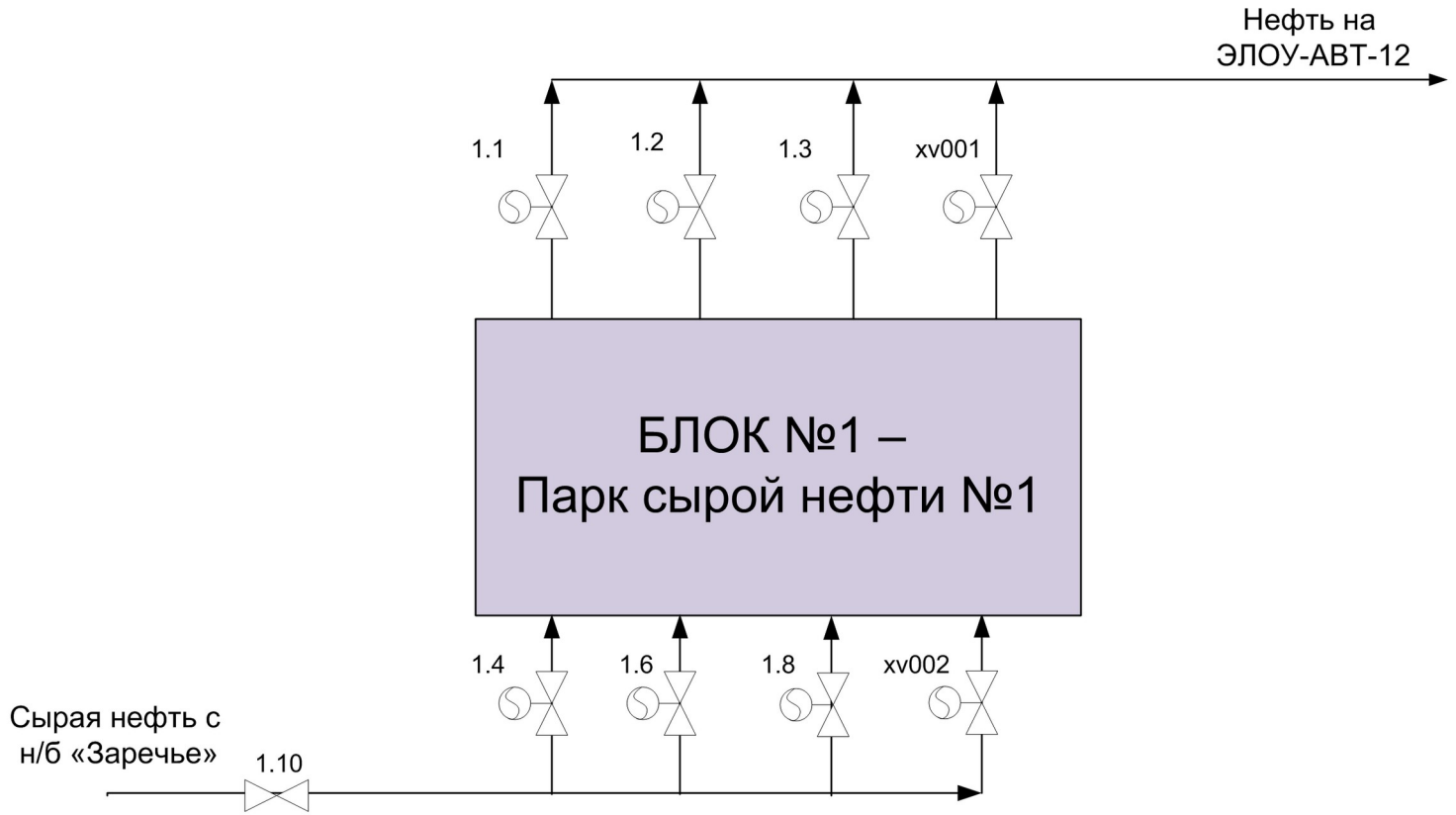
Около резервуара предупредительная максимальная 10 % и максимальная предаварийная 20 % НКПВ от двух независимых датчиков.

Около резервуара с закрытием эл.задвижек Z-1+9 от одного датчика при достижении максимальной предаварийной 20% НКПВ

В межстенном пространстве резервуара с предупредительной сигнализацией максимального 10 % НКПВ и предаварийной максимальной 20% НКПВ с закрытием электрозадвижек Z-4, 5(6, 7, 8, 9) от двух независимых датчиков.

В узле управления электрозадвижек с предупредительной сигнализацией 10% НКПВ и предаварийной сигнализацией 20% НКПВ от двух независимых датчиков.

Около дренажной емкости Е-1Д с предупредительной сигнализацией 10% НКПВ и предаварийной сигнализацией 20% НКПВ от одного датчика.



На входе в ТСЦ

Позиция по схеме	Характеристики
1.10	Ручная задвижка Dy400 Py1,6 Время перекрытия 300 сек

На выходе из ТСЦ

Позиция по схеме	Характеристики
1.11	Ручная задвижка Dy400 Py1,6 Время перекрытия 300 сек
1.12	Ручная задвижка Dy400 Py1,6 Время перекрытия 300 сек

На выходе из блока

Позиция по схеме	Характеристики
1.1,1.2, 1.3, xv001	Автоматическая задвижка Dy900 Py4,0 Время перекрытия 120 сек

На входе в блок

Позиция по схеме	Характеристики
1.4, 1.6, 1.8	Автоматическая задвижка Dy600 Py4,0 Время перекрытия 120 сек

Рисунок 2 Блок схема парка сырой нефти

Парк и насосная комбинированной установки №2.

Парк комбинированной установки №2 предназначен для приема и хранения сырья установки - прямогонной дизельной фракции и вакуумного газойля, а также приема некондиционных продуктов установки. Кроме того, в парке осуществляется прием и хранение отпаренной воды, а также хранение сырья секции 5000 комбинированной установки №1 - гудрона.

Насосная комбинированной установки №2 предназначена для связи парка комбинированной установки №2 с комбинированной установкой №2 и комбинированной установкой №1. Блок-схема комбинированной установки №2 представлена на рисунке 6.

Краткое описание технологического процесса парка и насосной комбинированной установки № 2.

Вакуумный газойль поступает в резервуары поз. Р-33, Р-34 из секции 2000 комбинированной установки № 1.

В период нормальной эксплуатации комбинированной установки № 2 основная часть вакуумного газойля (85 %) направляется на установку по жесткой связи из секции 2000 комбинированной установки №1, незначительная часть (15 %) направляется в резервуары парка поз. Р-33, Р-34, из которых откачивается на установку насосами поз. Н-26, Н-27.

В период остановки комбинированной установки № 2 на регенерацию катализатора весь вакуумный газойль поступает в резервуары РВС 1000 $м^3$ поз. Р-33, Р-34, из которых откачивается насосами поз. Н-24, Н-25 в качестве товарного продукта через узел учета на ООО «РН-Туапсенефтепродукт».

Из резервуаров поз. Р-33, Р-34 насосами поз. Н-24, Н-25 вакуумный газойль в качестве сырья подается на блок гидрокрекинга в пусковой период и в случае кратковременной остановки секции 2000 комбинированной установки № 1.В период пуска комбинированной установки № 2 в эти резервуары может подаваться некондиционный остаток гидрокрекинга секции 3000 комбинированной установки № 2.

Прямогонная дизельная фракция поступает из секции 1000 комбинированной установки № 1 в резервуары РВС 5000 $м^3$ поз. Р-35 ÷ Р-37.

Из этих резервуаров насосами поз. Н-21, Н-22 дизельная фракция подается на гидроочистку секции 3000 комбинированной установки № 2.

В период остановки комбинированной установки № 2 на регенерацию катализатора вся дизельная фракция из резервуаров поз. Р-35 ÷ Р-37 откачивается насосами поз. Н-21, Н-22 в качестве товарного продукта через узел учета топлива на ООО «РН-Туапсенефтепродукт».

С комбинированной установки № 2 в резервуары парка поз. Р-38, Р-39 выводятся некондиционные продукты, получаемые на установке в период пуска и кратковременного нарушения технологического режима. Из этих резервуаров насосом поз. Н-23 некондиционные продукты возвращаются на повторную переработку на комбинированную установку № 2

Отпаренная вода поступает в резервуар поз. Р-40 с комбинированной установки № 3, накапливается в этом резервуаре и насосом поз. Н-18 подается на комбинированную установку № 2 в период повторных пусков.

В резервуары парка поз. Р-41, Р-42 гудрон выводится при снижении нагрузки секции 5000 замедленного коксования установки №1 во время периодической остановки отдельных секции печей на выжиг кокса. При возобновлении полной производительности секции 5000 гудрон откачивается из резервуаров насосами поз. Н-19, Н-20 в секцию 5000 комбинированной установки № 1.При пуске комбинированной установки № 2 в эти резервуары может выводиться некондиционный остаток гидрокрекинга.

Предусмотрена возможность подачи дизельной фракции и вакуумного газойля в секцию 5000 в период пуска из парка комбинированной установки № 2 насосами насосной парка.

Температура продукта в резервуарах парка, кроме резервуаров поз. Р-35 ÷ Р-37, регулируется подачей пара во внутренние подогреватели.

Предусмотрена возможность приёма и хранения одного и того же нефтепродукта в двух (вакуумный газойль, гудрон, некондиция) или трех (прямогонная дизельная фракция) резервуарах.

В резервуарном парке для каждого вида продукта, кроме отпаренной воды, предусмотрена возможность перекачки продукта из одного резервуара в другой в случае аварии с одним из резервуаров насосами.

Для перекачки продуктов на комбинированную установку № 2 применяется насосная комбинированной установки № 2, предназначена для связи парка комбинированной установки № 2 с комбинированной установкой № 2 и комбинированной установкой № 1 и включает в себя следующие насосы:

- один насос поз. Н-18 для перекачки отпаренной воды;
- два насоса поз. Н-19, Н-20 (1 рабочий, 1 резервный) для перекачки гудрона;
- два насоса поз. Н-21, Н-22 (1 рабочий, 1 резервный) для перекачки дизельной фракции;
- один насос поз. Н-23 для перекачки некондиции комбинированной установки № 2;
- четыре насоса поз. Н-24, Н-25 (1 рабочий, 1 резервный) и поз. Н-26, Н-27 (1 рабочий, 1 резервный) разной производительности для перекачки вакуумного газойля;
- два насоса поз. Н-28, Н-29 (1 рабочий, 1 резервный) для охлаждающей жидкости.

Предусмотрена техническая возможность перекачки дизельной фракции насосами поз. Н-21, Н-22 и вакуумного газойля насосами поз. Н-24 ÷ Н-27 на ООО «РН-Туапсенефтепродукт».

Для перекачки продуктов на комбинированную установку № 2 применяются центробежные насосы с двойными торцевыми уплотнениями типа «Тандем», кроме насосов поз. Н-19, Н-20.

Насосы поз. Н-19, Н-20 – центробежные с двойным торцевым уплотнением типа «Тандем».

Для обеспечения охлаждающей жидкостью насосов насосной, снаружи насосной устанавливается горизонтальная емкость поз. Е-2.

Охлаждающая жидкость подается: из емкости поз. Е-2, насосами поз. Н-28, Н-29, через теплообменник пластинчатый поз. Т-1, Т-2, на охлаждение подшипников насосов этой насосной. В зависимости от количества работающих насосов, которым требуется охлаждение, регулируется расход охлаждающей жидкости. Часть охлаждающей жидкости из циркуляционной системы сбрасывается в емкость поз. Е-2, в которой осуществляется контроль за температурой и уровнем продукта.

Все насосы осуществляют перекачку из резервуара в резервуар при аварии, кроме отпареной воды.

Слив дренажей предусмотрен в дренажную емкость поз. Е-1 об. 930-01-подземную горизонтальную, V- 40 м^3, оборудованную центробежным полупогружным электронасосом с термосифонным бачком тех.№Н-30.

Для резервуаров предусмотрено:

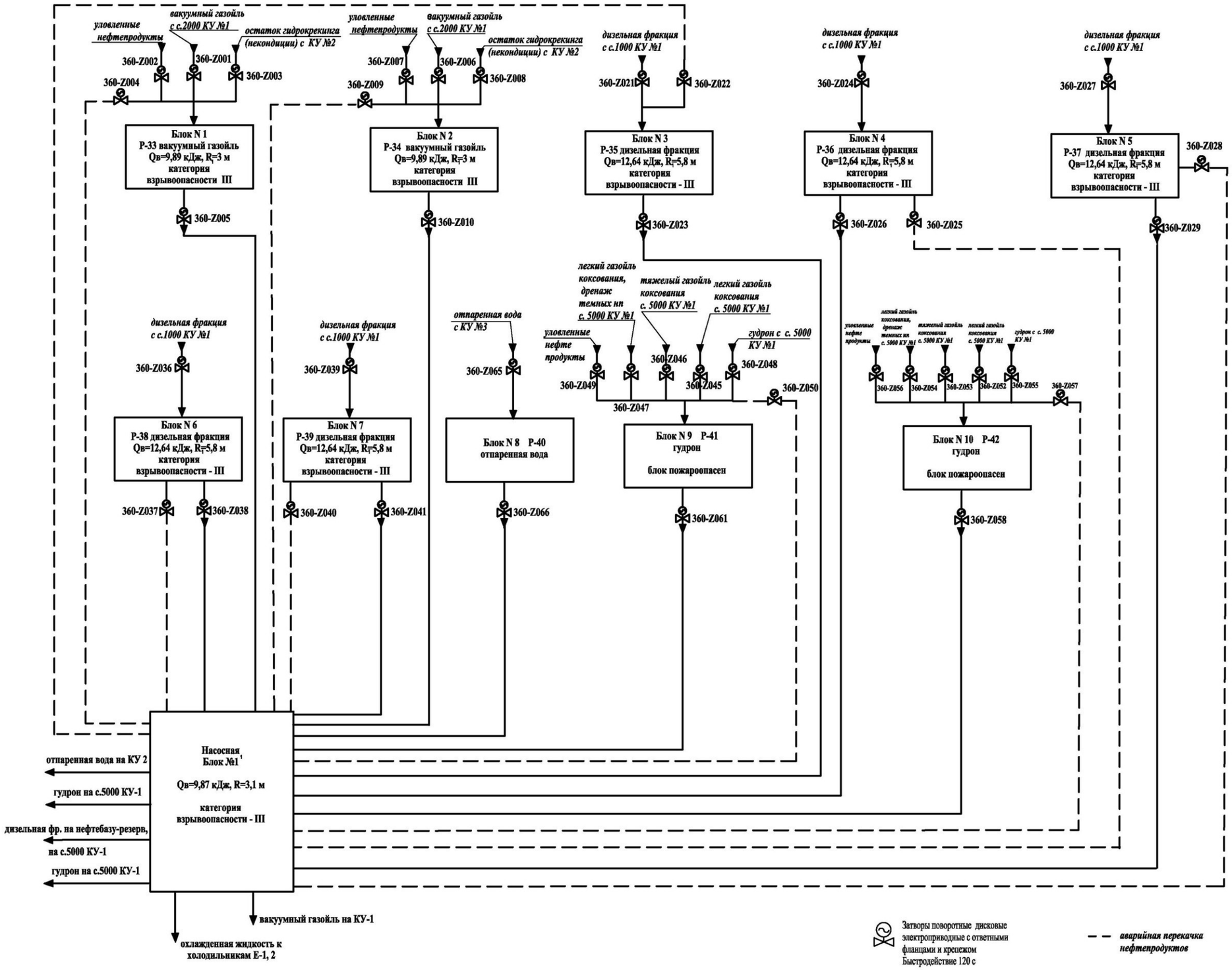
Измерение уровня нефтепродукта в резервуарах, температуры нефтепродукта в резервуарах и предупредительной сигнализацией минимального и максимального уровня нефтепродукта;

Предупредительная сигнализация минимальной и максимальной температуры в резервуарах;

Измерение температуры заглубленной дренажной емкости V- 40м^3 тех.№ Е001 от одного датчика;

Измерение уровня заглубленной дренажной емкости V- 40м^3 тех.№ Е001 от двух датчиков.

Для предупреждения утечек парка комбинированной установки КУ-2 предусмотрен контроль загазованности нижнего концентрационного предела взрываемости.



Приложение 4 Блок-схема насосной комбинированной установки №2

1.3 Состояние противопожарной защиты ООО «РН-Туапсинский НПЗ»

Система противопожарной защиты резервуарных парков представляет собой комплекс стационарно установленного оборудования для подачи огнетушащего вещества и воды для защиты основного резервуара, межстенного пространства, а также территории между резервуарами.

Система пожаротушения и водяного орошения резервуарных парков состоит из:

- системы пенного тушения основного резервуара, которая подключена через электроприводную задвижку к кольцевому растворопроводу;
- системы пенного тушения межстенного пространства, которая подключена через электроприводную задвижку к кольцевомурастворопроводу;
- стационарной системы охлаждения основной стенки резервуара, которая через электроприводную задвижку подключена к системе противопожарно-производственного водопровода;
- стационарной системы охлаждения внешней стороны защитной стенки резервуара, которая через электроприводную задвижку подключена к системе противопожарно-производственного водопровода;
- установок комбинированного тушения пожара типа «Пурга», которые через электроприводные задвижки подключены к системе противопожарно-производственного водопровода, оснащенные узлами для подключения передвижной пожарной техники.

Противопожарная защита вертикальных стальных резервуаров с защитной стенкой предусматривает систему пожаротушения, основанной на применении низкократной пены, получаемой из рабочих растворов фторсодежащих пленкообразующих пенообразователей, и водяного орошения.

Данная система включает в себя следующиеподситемы:

- автоматическую стационарную систему подачи пленкообразующей низкократной пены сверху в резервуар и в межстенное пространство (ППС);

- автоматическую стационарную систему подачи пленкообразующей низкократной пены в слой нефтепродукта (СПТ);

- стационарную установку охлаждения основной стенки резервуара, а также внешней стороны защитной стенки, с возможностью автоматического запуска при срабатывании системы пожаротушения (СОС).

Кольцевой растворопровод запитан от опорного пункта управления пенотушением (ОПУ), который предусмотрен для системы пенотушения каждого из рассматриваемых парков.

Интенсивность подачи раствора пенообразователя для тушения нефтепродуктов в резервуарах составляет 0,08 л/с·м^2 для всех типов резервуаров и хранимого нефтепродукта, в том числе при подслойном способе тушения.

Для автоматических установок пенного пожаротушения резервуаров расчетное время тушения пожаров составляет 15 минут без учета заполнения сухотрубных участков.

Инерционность автоматических установок пенного пожаротушения для резервуаров объемом 5000 м^3 составляет не более трех минут, для резервуаров меньшим объемом инерционность допускается увеличивать, но не более чем в два раза.

Система орошения выполнена в виде перфорированного трубопровода, установленного в верхнем поясе основной и защитной стенок резервуара.

Стационарная установка охлаждения стенок резервуаров подключается к системе противопожарно-производственного водопровода с возможностью автоматического запуска от системы пожаротушения.

Интенсивность системы водяного орошения основной стенки резервуара составляет не менее 0,75 л/с·м^2, а с внешнейстенки резервуара не менее 0,3 л/с·м^2, интенсивность орошения кровли составляет не менее 0,1 л/с·м^2.

Для тушения развившихся пожаров, пожаров проливов в пределах резервуарных парков и за их пределами, а также для орошения крыши резервуаров предусмотрены устройства комбинированного пенотушения и водяного орошения типа «ПУРГА» с подключением к системе противопожарного водопровода

для подачи воды, имеющая узлы для подключения передвижной пожарной техники для подачи пены. Для тушения парка товарных нефтепродуктов выбрана система пожаротушения, состоящая из установок комбинированного пожаротушения УКТП «Пурга-30.60.90», размещенных на вышках высотой до 10 м.

Для получения низкократной пены предусматривается использование рабочего раствора пленкообразующего фторсинтетического пенообразователя 3%, рассчитанного на применение как с пресной, так и морской водой.

ППС (система подачи пены сверху) предназначена для подачи пленкообразующей пены низкой кратности сверху в резервуар при помощи камер низкократной пены, оборудованных пеносливамирезервуарными.

Рабочий раствор пенообразователя приготовляется в ОПУ (опорный пункт управления пенотушением), и с помощью насоса, установленного также в ОПУ, подается по растворопроводам к камерам низкократной пены. ОПУ запитывается от системы противопожарного водопровода.

СПТ (автоматическую стационарную систему подачи пленкообразующей низкократной пены в слой нефтепродукта) предназначена для подачи пленкообразующей пены низкой кратности в слой нефтепродукта с использованием внутренней пеноразводки.

Кроме того на территории НПЗ предусмотрено пожарное депо на семь автомобилей. Запас воды на пожаротушение принят из расчета тушения трех одновременных пожаров и хранится в трех резервуарах по 10000м^3.

Для насосной предусмотрены мероприятия направленные на ограничение площади возможных проливов нефтепродуктов. В насосной товарных нефтепродуктов предусмотрена установка газосигнализаторов довзрывных концентраций с сигнализацией в операторную при достижении 20% нижнего концентрационного предела распространения пламени.

Также на территории насосной установлены ручные пожарные извещатели, подключенные к приемным приборам пожарной сигнализации.

ОПУ-3.

Здание Опорного пункта пожаротушения ОПУ-3 (далее опорный пункт пенотушения) представляет собой сборное каркасное здание, из металлоконструкций утепленное сэндвич-панелями для размещения технологического оборудования, запорно-регулирующей арматуры, КИП и автоматики, приборов отопления, электроосвещения и вентиляции. Опорный пункт пенотушения предназначен для подачи противопожарного запаса воды и хранимого запаса пенообразователя в кольцевой противопожарный водопровод и трубопровод раствора пенообразователя.

Основные технические характеристики представлены в таблице 4.

Таблица 4

Технические характеристики ОПУ-3

№ п/п	Параметры	Показатели
1.	Баки для хранения пенообразователя (2 шт.)	Объем бака V=5000 л;
2.	Насосный агрегат Grundfos CR 15-12 (2 шт.)	Производительность Q=14 м3/час; Напор – 150 м; Мощность электродвигателя 11 кВт;
3.	Насосный агрегат Grundfos CR 20-3 (1 шт.)	Производительность Q=25 м3/час; Напор – 30 м; Мощность электродвигателя 4 кВт;
4.	Вентиляция и отопление	Приточная установка «Компакт-2112М» (Q=2100 м3/час, мощность электронагревателя N=12 кВт)
5.	Перекачиваемая среда	Вода, раствор пенообразователя.
6.	Режим работы	Периодический, без постоянного присутствия обслуживающего персонала.
7.	Габаритные размеры, мм (длина х ширина х высота):	6 000х10 000х5 000
8.	Срок службы	Не менее 20 лет

ОПУ-4.

Здание Опорного пункта пожаротушения ОПУ-4 (далее опорный пункт пенотушения) представляет собой сборное каркасное здание, из металлоконструкций утепленное сэндвич-панелями для размещения

технологического оборудования, запорно-регулирующей арматуры, КИП и автоматики, приборов отопления, электроосвещения и вентиляции. Опорный пункт пенотушения предназначен для подачи противопожарного запаса воды и хранимого запаса пенообразователя в кольцевой противопожарный водопровод и трубопровод раствора пенообразователя.Основные технические характеристики ОПУ -4 представлены в таблице 5.

Таблица 5

Основные технические характеристики ОПУ -4

№ п/п	Параметры	Показатели
1.	Баки для хранения пенообразователя (2 шт.)	Объем бака V=9000 л;
2.	Насосный агрегат Grundfos CR 15-12 (2 шт.)	Производительность Q=14 м3/час; Напор – 150 м; Мощность электродвигателя 11 кВт;
3.	Насосный агрегат Grundfos CR 20-3 (1 шт.)	Производительность Q=25 м3/час; Напор – 30 м; Мощность электродвигателя 4 кВт;
4.	Вентиляция и отопление	Приточная установка «Компакт-2112М» (Q=2100 м3/час, мощность электронагревателя N=12 кВт)
5.	Перекачиваемая среда	Вода, раствор пенообразователя.
6.	Режим работы	Периодический, без постоянного присутствия обслуживающего персонала.
7.	Габаритные размеры, мм (длина х ширина х высота):	6 000х12 000х5 000
8.	Срок службы	Не менее 20 лет

Раздел 2 Статистический анализ ППЗ ООО «РН-Туапсинский НПЗ», нефтеперерабатывающей отрасли России и мира.

Ежегодно в мире на нефтеперерабатывающих предприятиях происходит до 1500 аварий, 4 % которых уносит от 150-ти до 200-х жизней. Материальный ущерб составляет свыше 100 млн. долларов в год, причем аварийность имеет тенденцию к росту. Так, в США за 30 лет число аварий в нефтепереработке увеличилось в 3 раза, число человеческих жертв - почти в 6 раз, материальный ущерб в 11 раз.

Основную опасность для промышленной территории и объектов нефтепереработки представляют аварийная загазованность, пожары и взрывы. Пожары составляют 58,5% от общего числа опасных ситуаций, загазованность - 17,9%, взрывы -15,1% прочие опасные ситуации- 8,5% [1]. Пожары и взрывы на открытых технологических установках возникают в ситуациях, которые характеризуются следующими факторами:

- неконтролируемыми выбросами горючих средств в атмосферу;
- загазованностью территории и образованием взрывоопасных облаков топливно-воздушной смеси (ТВС);
- наличием источников зажигания.

Крупные аварии, пожары и взрывы в большинстве случаев происходят из-за: огневые и ремонтные работы, искры электроустановок, статическое электричество, атмосферное электричество, неосторожное обращение с огнем и прочие причины.

Крупные аварии с пожарами и взрывами на НПП сопровождаются большим количеством выбросов в атмосферу (жидких и газообразных веществ) и большими человеческими жертвами. В таблице 6 представлены эти сведения в мировом масштабе [2,3].

Данные отчета Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору за 2016 год свидетельствуют о следующей ситуации на объектах нефтехимической и нефтегазоперерабатывающей промышленности и объекты нефтепродуктообеспечения.

Таблица 6

Крупные аварии с пожарами и взрывами на НПП в мире

Место	Вещество, характер аварии	Выброс m, кг	Число смертельных случаев	Число пострадавших
1	2	3	4	5
Германия, Людвигсхафен	Взрыв облака бутадиена и бутилена	20	57	439
Германия, Людвигсхафен	Взрыв облака диметилового эфира	30	207	3000
Франция, Фейзеи	Взрыв хранилища сжиженного газа	200	18	81
США, порт Гудзон	Взрыв хранилища сжиженного нефтяного газа	70	0	7
ЮАР, Потчефструм	Утечка жидкого аммиака из хранилищ		18	64
США, Декейтор	Утечка пропана	63	7	152
Нидерланды, Бек	Взрыв облака пропана	3-5	14	107
Англия, Фликсборо	Взрыв облака циклогексана	30-50	28	89
США, Веею	Выброс пропилена	5,5	14	45
Колумбия, Катахена	Утечка аммиака	-	30	22
Колумбия, Санта-Крус	Взрыв метана	-	52	-
Испания, Сан-Карлос	Взрыв облака пропилена	38	215	780
Мексика, Мехико	Взрыв емкости (сжиженный газ)	-	452	5250
Бразилия, Кубатао	Взрыв газолина	-	500	7000
Россия, Ярославль	Взрыв углеводородных газов	3,3	6	13
Россия, Красноярск	Взрыв углеводородных газов	—	4	5
Россия, Уфа	Выброс и взрыв углеводородных газов	—	2	-

Федеральный государственный надзор в области промышленной безопасности осуществляется в отношении 4790опасных производственных объектов нефтехимических, нефтегазоперерабатывающих производств и объектовнефтепродуктообеспечения (далее – опасные производственные объекты), в том числе:

404 ОПО I класса опасности;

407ОПО II класса опасности;

3736 ОПОIII класса опасности;

243 ОПО IVкласса опасности.

За 12 месяцев 2016года на опасных производственных объектах произошло 18 аварий, что на 1 аварию меньше чем за тот же период 2015 года.

При этом 12 аварий произошли на опасных производственных объектах I класса опасности, 3 аварии - на ОПО II класса опасности и 3 аварии на ОПО III класса опасности.

Общий ущерб от аварий за 12 мес. 2016 года составил 14 млрд827 млн. рублей, тогда как за 12 мес. 2015 года составил 133 млн 219 тыс. рублей.

За 12 месяцев 2016 года количество травмированных в результате аварии составило 23 человека, в том числе со смертельным исходом – 12, что значительно выше, чем за тот же период 2015 года, когда количество травмированных в результате аварии составило 13 человек, в том числе смертельно травмированных – 7.

Количество групповых несчастных случаев за 2016 год составило 6 случаев, что на 1 случай больше, чем в 2015 году, при этом общее количество травмированных по сравнению с аналогичным периодом 2015 года увеличилось с 14 до 28, а смертельно травмированных - с 4 до 12.

Таблица 7

Распределение аварий по отраслям промышленности

Отрасли промышленности	12 мес.2016	12 мес.2015
Нефтегазоперерабатывающие производства	12	7
Нефтехимические производства	3	7
Объекты нефтепродуктообеспечения	3	5
Всего	18	19

За 12 месяцев 2016 г. возросло количество аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающих производств (+5), снизилось

количество аварий на опасных производственных объектах нефтехимических производств (-4) и на объектах нефтепродуктообеспечения (-2).

Таблица 8

Распределение смертельного травматизма по отраслям промышленности

	2016	2015
Нефтегазоперерабатывающие производства	8	3
Нефтехимические производства	2	2
Объекты нефтепродуктообеспечения	2	2
Всего	12	7

Таблица 9

Распределение аварий по видам на объектах нефтехимических, нефтеперерабатывающих производствах и объектах нефтепродуктообеспечения

Виды аварий	Число аварий				
	12 мес. 2016		12 мес.2015		+/-
		%		%	
Взрыв	8	44,4	6	32	2
Пожар	3	16,6	11	58	-8
Выброс опасных веществ	7	39	2	10	+5
Всего	18	100	19	100	-1

Согласно проведенному анализу из общего количества аварий за12 месяцев 2016 года 44,4% (8 аварий) связано с видом «взрыв», доля которых по сравнению с тем же периодом 2015 года возросла на 12,4% .Увеличилось количество аварий, связанных с выбросом опасных веществ, доля которых возросла с 10% до 39%. Количество аварий, связанных с пожаром, уменьшилось на 8 аварий, а в процентном отношении снизилось на 41,4%.

Однако если рассматривать статистические данные аварий с пожарами и взрывами на НПЗ России за более длительный период, можно сделать однозначный вывод, что динамика аварий находится на прогрессирующем этапе. Например, с 2002 по 2003 года прослеживается снижение числа аварий, то с

2004 года по настоящее время наблюдается резкое увеличение динамики роста количества аварий с пожарами и взрывами на НПЗ России.

Раздел 3 Оценка пожарных рисков ООО «РН-Туапсинский НПЗ»

3.1 Понятие, сущность и классификация рисков.

В настоящее время слово «риск» используется в различных значениях:

1. «Риск» - существительное, когда речь идет о событии, которое может привести к убыткам, потерям.

2. «Риск» - понятие, употребляемое для указания на вероятность того, что какое - либо событие произойдет («Большой риск» или «небольшой риск»).

3. «Риск» - глагол, когда речь идет о действии кого-либо, с возможным ущербом для него.

4. Иногда о «риске» говорят как об объекте, например в страховании, оценивая «риск» конкретного объекта.

5. Толковом словаре русского языка есть несколько значений «Риска»:

- возможность опасности, неудачи;

- действия на удачу с расчетом на счастливый исход;

Рядом с понятием «риск» стоит понятие «шанс». Первое употребляется для обозначения некоторой неуверенности в исходе, результат которого бывает отрицательным. Второе, также означает некоторую неуверенность в исходе, который, однако, обычно бывает благоприятным.

В прикладной математике существует двойственная трактовка понятия «риск». Первая трактовка (априорной) определяет риск как вероятность появления неблагоприятного события. Вторая трактовка определяет риск как максимальный ущерб от этого события.

В теории игр под рисками (функцией риска) понимается математическое ожидание функции потерь какого - либо субъекта при игре с природой.

В теории статистического оценивания под риском (функцией риска) понимается математическое ожидание функции потерь при отыскании оценок параметров математической модели или ее структуры.

В теории статистических решений риск рассматривается как математическое ожидание потерь.

Риск в управлении чаще всего рассматривается как неопределенность в предсказании результата. По-разному трактуется понятие риска в страховании. Так, в [6] понятие риска рассматривается как гипотетическая возможность наступления ущерба с отрицательными особо не выгодными экономическими последствиями, которые, возможно наступят в будущем в какой-то момент времени.

Понятие «Риска» в страховании:

Страховой риск - вероятность нанесения ущерба от страхового случая (исчисляется математически и является основой для определения страховых тарифов).

Страховой риск - это также конкретный страховой случай, т.е. определяется опасность, от которой проводится страхование. В таком понимании перечень страховых рисков составляет объект страховой ответственности.

Страховой риск - часть стоимости имущества, которое не было охвачено страхованием и оставлена на риске страхователя.

Страховой риск - это конкретные объекты страхования по их страховой оценке и степени вероятности нанесения ущерба.

Таким образом, можно заметить связь риска, вероятности и неопределенности. Вероятность - это возможность получения определенного результата. Вероятностью события является определенное число, которое тем больше, чем более возможно событие [2], т.е. понятие вероятности связано с опытным, практическим понятием частоты события.

Неопределенность предполагает наличие факторов, которые не дают однозначных результатов, а степень возможности влияния этих факторов на результаты неизвестна.

Для более полного представления о разнообразности рисков приведем существующую классификацию рисков (таблица 10), которая далее будет использована для классификации пожарных рисков.

Таблица 10

Классификация рисков.

Признак выделения	Классификационные группы
1.	2.
1 .По уровню в социально-экономической системе.	риск на уровне индивида; риск на уровне семьи; риск групп людей; риск на уровне региональных образований; риск на уровне нации; риск для всего человечества.
2. По количеству людей принимающих решение и несущих ответственность.	индивидуальный риск; групповой риск.
3. По принадлежности к одной из групп системы отношений в человеческой деятельности.	риск природных катаклизмов; медико-биологический или генетический риск; социальный риск (психологический; политический правовой и др.); социально-экономический риск; экономический; экологический.
4. В зависимости от объекта деятельности.	риск работы с живыми системами; риск работы с техническими (искусственными) системами.
5. По стадиям принятия решения.	риск на стадии принятия решения; риск на стадии реализации решения.
6. По критерию рациональности.	обоснованный (рациональный); необоснованный (нерациональный).
7. По степени принуждения.	вынужденный; добровольный.
8. По возможности распределения.	распределяемый; нераспределяемый.
9. По возможности объединения.	объединяемый; необъединяемый
10. По причине возникновения.	риск, являющийся следствием: а)неопределенности будущего; б)неопределенности поведения других субъектов; с) недостатка информации.
11. По степени допустимости (для предпринимателя).	а) допустимый; б) критический; с) катастрофический.
11. По степени допустимости (для предпринимателя).	а) допустимый; б) критический; с) катастрофический.
12. По степени допустимости (для индивида).	а) пренебрежимый; б) приемлемый; с) предельно допустимый; д) чрезмерный.
13. В зависимости от возможного результата.	чистый риск; спекулятивный риск.
14. По степени неизбежности (возможности диверсификации).	систематический; неизбежный риск; несистематический.
15. По возможности страхования.	страхуемый; нестрахуемый.
16. По объекту ущерба.	Физический (риск нанесения ущерба людям); имущественный.

3.2 Характеристика процесса управления пожарными рисками

«…Обеспечение пожарной безопасности является одной из важнейших функций государства. « - Федеральный закон "О пожарной безопасности» от 12.12.95г. № 69 – ФЗ. Пожарный риск - мера возможности реализации пожарной опасности объекта защиты и ее последствий для людей и материальных ценностей [6]. Анализ пожарного риска заключается в систематическом использовании всей доступной информации для идентификации опасностей и оценки риска возникновения пожаров. Результаты анализа пожарного риска используются при декларировании пожарной безопасности опасных производственных объектов, экспертизе пожарной безопасности, обосновании технических решений по обеспечению пожарной безопасности, страховании, экономическом анализе пожарной безопасности по критериям "стоимость - безопасность - выгода". Структура анализа пожарного риска представлена на рисунке 3.

Для анализа пожарного риска проводится идентификация опасностей. Основные задачи этапа идентификации пожарной опасности - выявление и четкое описание всех источников пожарной опасности и путей (сценариев) их реализации. Это ответственный этап анализа, так как не выявленные на этом этапе опасности не подвергаются дальнейшему рассмотрению и исчезают из поля зрения.

Результатом идентификации опасностей являются:

- перечень нежелательных событий;
- описание источников пожарной опасности, факторов пожарного риска, условий возникновения и развития пожара;
- предварительные оценки пожарной опасности и пожарного риска.

Идентификация пожарной опасности завершается также выбором дальнейшего направления деятельности. В качестве вариантов дальнейших действий может быть:

- решение прекратить дальнейший анализ ввиду незначительности опасностей или достаточности полученных предварительных оценок;

- решение о проведении более детального анализа пожарной опасности и оценки пожарного риска;

- выработка предварительных рекомендаций по уменьшению пожарной опасности.

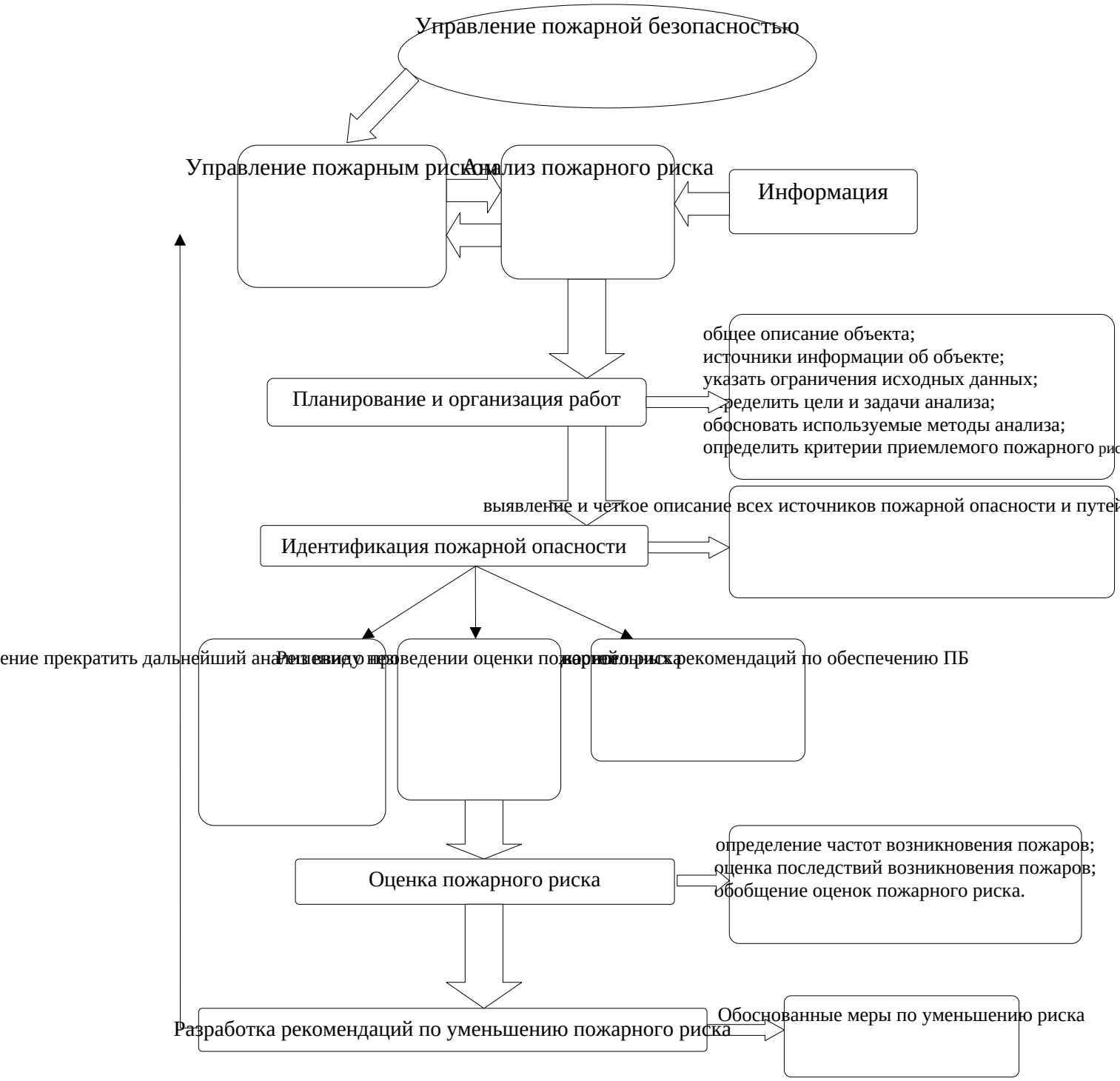


Рисунок 3 Блок-схема анализа пожарного риска[18,19]

Обобщенная оценка риска (или степень риска) аварий должна отражать состояние пожарной безопасности с учетом показателей пожарного риска от всех пожаров, которые могут произойти на опасном производственном объекте, и основываться на результатах:

- интегрирования показателей пожарных рисков всех пожаров с учетом их взаимного влияния;
- анализа неопределенности и точности полученных результатов;
- анализа соответствия условий эксплуатации требованиям пожарной безопасности и критериям приемлемого пожарного риска.

Разработка рекомендаций по уменьшению пожарного риска является заключительным этапом анализа пожарного риска. В рекомендациях представляются обоснованные меры по уменьшению риска, основанные на результатах оценок риска.

Основные задачи этапа оценки риска:

- определение частот возникновения пожаров;
- оценка последствий возникновения пожаров;
- обобщение оценок пожарного риска.

В большинстве случаев первоочередными мерами обеспечения пожарной безопасности, как правило, являются меры предупреждения пожаров.

Классификация пожарных рисков составленная на основе общей классификации рисков представлена в таблице 11.

Так, с помощью условных обозначений дается характеристика пожарным рискам, например, С, Г, НО, Ст, Кн, Т, Гс означает, что пожарный риск социальный, групповой, необоснованный, страхуемый, контролируемый, техногенный, государственный и относится к ЧС.

Функциональное представление меры риска (R) может быть следующим:

$$R=f(P,Y), \qquad (3)$$

где: P - вероятность (частота) наступления неблагоприятного события (пожара);Y - ущерб (иногда нормированный) от наступления неблагоприятного события.

Таблица 11

Классификация пожарных рисков

Признак классификации.	Вид риска.
1.	2.
1. По социально- экономическим последствиям.	- социальный (С); - экономический (Э); - социально-экономический (СЭ).
2. По масштабам.	- индивидуальный (И); - групповой (Г); - катастрофический (К).
3. По обоснованности.	- обоснованный (рациональный); - не обоснованный (не рациональный) (НО).
4. По возможности страхования.	- страхуемый (Ст); - не страхуемый (НСт).
5. По отраслям страхования.	- имущественный (Им); - личностный (Л); - гражданской ответственности (ГО).
6. По возможности контроля.	- контролируемый (Кн); - не контролируемый (НЕ н).
7. По происхождению.	- природный (П); - техногенный (Т).
8. По сфере возникновения (собственности).	- государственный (Гс); - частный (Ч).
9. По отношению к ЧС.	- относится (От); - не относится (НОт).

Для выражения пожарной меры опасности (пожарного риска) может использоваться формула:

$$R(A)=P(A)*Y(A), \qquad (4)$$

где: P(A) - повторяемость (частота) события А, 1/сек.

Y(A) - вероятный ущерб от события, имеющий размерность потерь.

Риск, выражаемый по формуле, называют комбинированным или приведенным (к единице времени).

Размер ущерба (стоимости риска Y(A) от пожара) зависит, с одной стороны от показателей пожарной опасности веществ и материалов (скорость горения, температура горения, начальные условия и др.) и с другой стороны от степени уязвимости объекта, который определяется степенью защищенности объекта, то значения (Y(A) определяется как:

$$Y(A)= Cy\ (A)*YП\ (A), \quad (5)$$

где:

Cy (A) - степень уязвимости объекта (рассматривается как доля возможных потерь от максимально возможных или от общей стоимости объекта);

YП (A) - максимально возможные (условно полные) потери (или общая стоимость объекта), руб.

В настоящее время выделяют административные и экономические методы управления пожарным риском.

Следует пояснить, что понятия административных и экономических методов не свободны от элементов условности, хотя понятие «экономические методы» все чаще встречается в литературе и большинством авторов, признается что процесс управления вообще предполагает использование в сочетании административных и экономических методов, в экономической науке еще не сложилось достаточно четкого понимания, классификации экономических методов. В силу этой условности целесообразно считать административные методы механизмами прямого действия, а экономические - косвенного воздействия.

Классификация административных и экономических методов управления пожарными рисками представлены на рисунке 4.

Максимизация прибыли, как было сказано выше, являясь одним из основных мотивов предпринимательства, побуждает в рыночной среде производственно-экономические системы (ПЭС) к активной финансово-хозяйственной деятельности. Данная мотивация реализуется через непосредственное взаимодействие ПЭС и внешней среды, которая по сути является источником пожарного риска. В свою очередь же пожарная безопасность является необходимым условием устойчивого динамичного развития ПЭС. Алгоритм функционирования ПЭС в современных условиях хозяйствования представлен на рисунке 5.

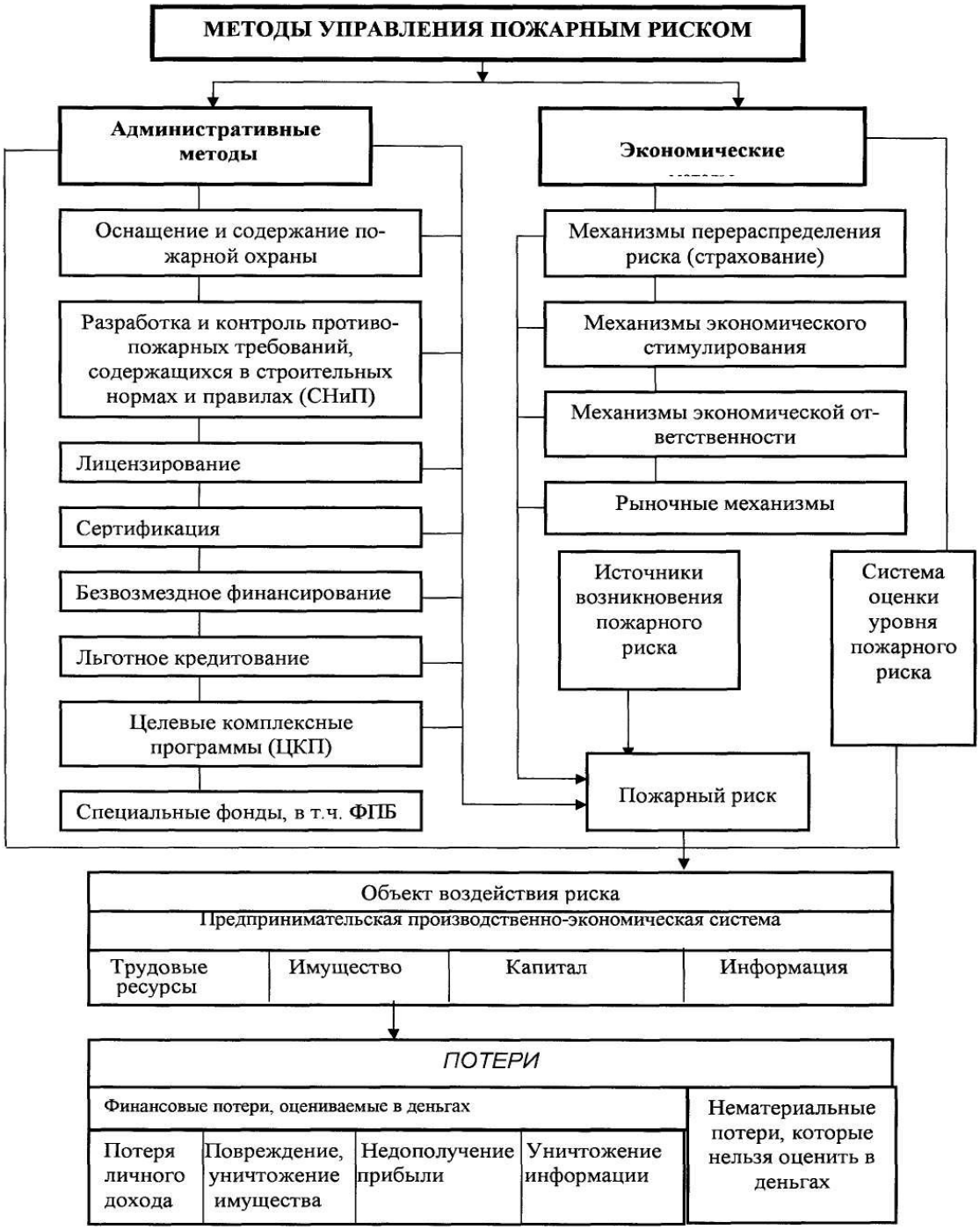


Рис.13.Классификация методов управления пожарным риском в условиях рыночной экономики

Рисунок 4 Классификация методов управления пожарным рисков

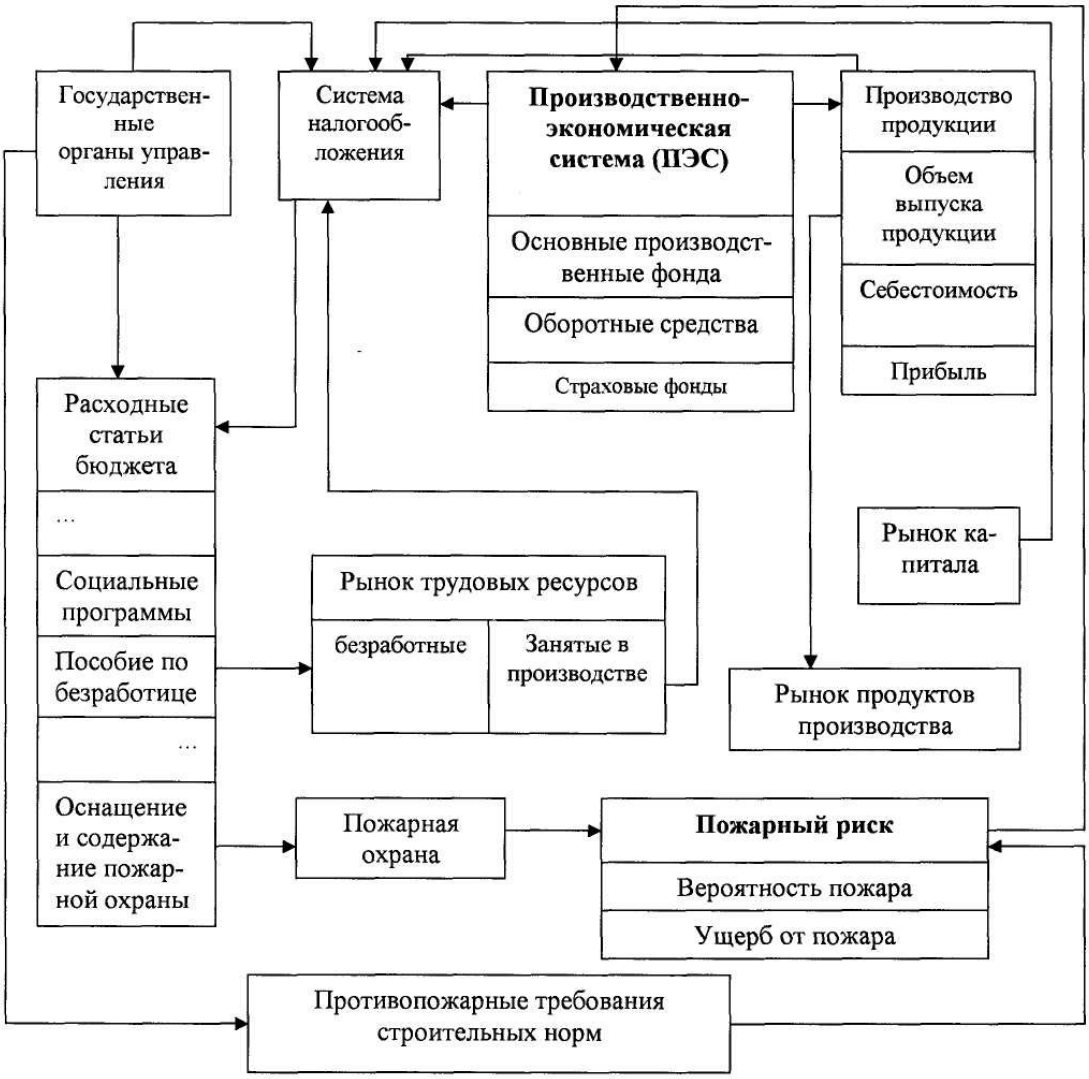


Рисунок 5 Схема функционирования ПЭС в современных условиях хозяйствования с учетом пожарного риска

3.3. Методика расчетов пожарного риска.

Описание существующих методик расчета пожарного риска.

Согласно статье 79. Федерального закона № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности: «Нормативное значение пожарного риска для зданий, сооружений и строений. Индивидуальный пожарный риск в зданиях, сооружениях и строениях не должен превышать значение одной миллионной в год при размещении отдельного человека в наиболее удаленной от выхода из здания, сооружения и строения точке….»[7].

Правила проведения расчетов по оценке пожарного риска, утверждены постановлением Правительства РФ от 31 марта 2009 г. N 272, приняты в соответствии с вышеуказанной статьёй 79, определяют основные направления деятельности по расчёту пожарного риска, т.е.: ….»[8]

1) устанавливают порядок проведения расчетов по оценке пожарного риска при составлении декларации пожарной безопасности.

2)определяют пути сопоставления расчетных величин пожарного риска;

3)указываютоснования, на которых проводиться расчёт риска (анализ пожарной опасности объекта защиты, определения частоты реализации пожароопасных ситуаций, построение полей опасных факторов пожара для различных сценариев его развития, оценки последствий воздействия опасных факторов пожара на людей для различных сценариев его развития, наличия систем обеспечения пожарной безопасности зданий, сооружений и строений);

4) при проведении расчета по оценке социального пожарного риска учитывается степень опасности для группы людей в результате воздействия опасных факторов пожара, ведущих к гибели 10 человек и более;

5) определяют, что расчет величин пожарного риска проводится по методикам, утверждаемым МЧС России;

6) предусматривают опубликование в печатном издании МЧС России и размещению в информационной системе общего пользования в электронно-цифровой форме указанных методик.

Расчеты по оценке пожарного риска оформляются в виде отчета, в который включаются:

а) наименование использованной методики, предусмотренной Правилами проведения расчетов по оценке пожарного риска**;**

б) описание объекта защиты, в отношении которого проведен расчет по оценке пожарного риска;

в) результаты проведения расчетов по оценке пожарного риска;

г) перечень исходных данных и используемых справочных источников информации;

д) вывод об условиях соответствия (несоответствия) объекта защиты требованиям пожарной безопасности.

В соответствии «Правилами проведения расчетов по оценке пожарного риска» МЧС России изданы: Приказ от 10 июля 2009 г. № 404 «Об утверждении методики определения расчётных величин пожарного риска на производственных объектах» [9] и Приказ от 30.06.2009 г. № 382 «Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска в зданиях, сооружениях и строениях различных классов функциональной пожарной опасности» [10]. Данные документы определяю порядок расчёта пожарного риска по методикам, разработчиками которых в основном является ВНИИПО МЧС России. Данные методики прошли все стадии согласования и неоднократно обсуждались в научном сообществе. Как указывалось выше, существуют две методики по расчёту пожарного риска, утверждённых Приказами МЧС России. Рассмотрим каждую в очерёдности, соответствующей порядку утверждения. Приказ от 10 июля 2009 г. № 404 «Об утверждении методики определения расчётных величин пожарного риска на производственных объектах»[9], разработан в рамках указанной выше концепции. Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах, устанавливает порядок расчета величин пожарного риска на производственных объектах. Расчеты по оценке пожарного риска проводятся путем сопоставления расчетных величин пожарного риска с соответствующими нормативными значениями пожарных рисков, установленными Федеральным законом от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [7]. Определение расчетных величин пожарного риска на объекте осуществляется на основании:

а) анализа пожарной опасности объекта;

б) определения частоты реализации пожароопасных ситуаций;

в) построения полей опасных факторов пожара для различных сценариев его развития;

г) оценки последствий воздействия опасных факторов пожара на людей для различных сценариев его развития;

д) наличия систем обеспечения пожарной безопасности зданий, сооружений и строений. Расчетные величины пожарного риска являются количественной мерой возможности реализации пожарной опасности объекта и ее последствий для людей. Количественной мерой возможности реализации пожарной опасности объекта является риск гибели людей в результате воздействия опасных факторов пожара, в том числе:

- риск гибели работника объекта;

- риск гибели людей, находящихся в селитебной зоне вблизи объекта.

Риск гибели людей в результате воздействия опасных факторов пожара на объекте характеризуется числовыми значениями индивидуального и социального пожарных рисков.

Анализ пожарной опасности объекта предусматривает:

а) анализ пожарной опасности технологической среды и параметров технологических процессов на объекте;

б) определение перечня пожароопасных аварийных ситуаций и параметров для каждого технологического процесса;

в) определение для каждого технологического процесса перечня причин, возникновение которых позволяет характеризовать ситуацию как пожароопасную;

г) построение сценариев возникновения и развития пожаров, влекущих за собой гибель людей.

Анализ пожарной опасности технологической среды и параметров технологических процессов предусматривает сопоставление показателей пожарной опасности веществ и материалов, обращающихся в технологическом процессе, с параметрами технологического процесса.

Перечень потенциальных источников зажигания пожароопасной технологической среды определяется посредством сопоставления параметров технологического процесса и иных источников зажигания с показателями пожарной опасности веществ и материалов.

Определение перечня пожароопасных аварийных ситуаций и параметров для каждого технологического процесса осуществляется на основе анализа пожарной опасности каждого из технологических процессов, предусматривающего выбор ситуаций, при реализации которых возникает опасность для людей, находящихся в зоне поражения опасными факторами пожара, взрыва и сопутствующими проявлениями опасных факторов пожара. Не подлежат рассмотрению ситуации, в результате которых не возникает опасность для жизни и здоровья людей. Эти ситуации не учитываются при расчете пожарного риска.

Для каждой пожароопасной ситуации на объекте приводится описание причин возникновения и развития пожароопасных ситуаций, мест их возникновения и факторов пожара, представляющих опасность для жизни и здоровья людей в местах их пребывания. Для определения причин возникновения пожароопасных ситуаций рассматриваются события, реализация которых может привести к образованию горючей среды и появлению источника зажигания.

Наиболее вероятными событиями, которые могут являться причинами пожароопасных ситуаций на объектах, считаются следующие события (рисунок 6): выход параметров технологических процессов за критические значения, который вызван нарушением технологического регламента (например, перелив жидкости при сливо-наливных операциях, разрушение оборудования вследствие превышения давления по технологическим причинам, появление источников зажигания в местах образования горючих газопаровоздушных смесей); разгерметизация технологического оборудования, вызванная механическим воздействием (влияние повышенного или пониженного давления, динамических нагрузок и т.п.), температурным (влияние повышенных или пониженных температур) и агрессивным химическим (влияние кислородной, сероводородной, электрохимической и биохимической коррозии) воздействиями; механическое повреждение оборудования в результате ошибок работника, падения предметов, некачественного проведения ремонтных и регламентных работ и т. п. (например, разгерметизация оборудования или выход из строя элементов его

защиты в результате повреждения при ремонте или столкновения с железнодорожным или автомобильным транспортом).

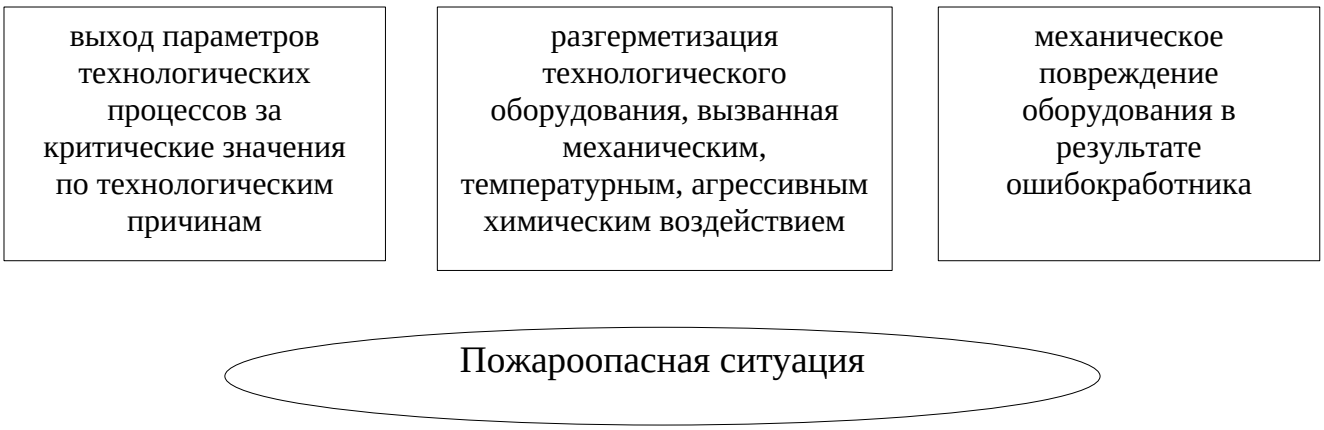


Рисунок 6 Причины пожароопасных ситуаций на производственном объекте

3.4 Оценка вероятности возникновения пожара для основных установок НПЗ.

Пожарный риск сочетает в себе две элементарные меры: меру возможности наступления события (вероятность неблагоприятного события - пожара) и меру последствий (величину потерь - ущерб). Для определения частоты пожаров (интенсивность) принято использовать случаи пожаров, которые возникают на технических участках НПЗ. Поэтому необходимую информацию (случаи пожаров, ущерб, производительность, время простоя установок и т.п.) будем брать из справочной литературы, из данных ООО «РН – Туапсинский НПЗ» и данных, имеющихся на кафедре Управления и Экономики ГПС.

Итак, частота возникновения пожаров (λ)для различных установок НПЗ определялась по выражению:

$$П = \frac{n}{T \times N} \quad , \qquad (5)$$

где:

n - количество пожаров происшедших на определенных типах установок за период Т, ед.

N - количество наблюдавшихся установок определенного типа различных НПЗ, ед.

Т- период наблюдения (для ряда установок более 35 лет), год.

Вероятность возникновения пожара на объекте принято вычислять, используя распределение Пуассона (закон Пуассона):

$$P_n(t) = (\lambda t)^n / n ! * e^{-\lambda t} \quad , \qquad (6)$$

где:

P_n (t)- вероятность возникновения и пожаров за период t;

λ-частота пожара, 1/год;

n - число пожаров происшедших (ожидаемых за период t=1 год)

При вычислениях необходимо согласовать размерность λ и t. Для определения риска важно знать меры возможности наступления хотя бы одного события за единицу времени, а не количество событий за единицу времени:

$$P_0 = (\lambda t)^0 / 0 ! * e^{-\lambda t} = e^{-\lambda t}, \qquad (7)$$

$$P_{n>1} = 1 - e^{-\lambda t} \quad , \qquad (8)$$

При расчете возникновения пожара будет учитываться и фактор однородности объектов-установок НПЗ (НПП), т.е. при учете объектов учитывались установки различных предприятий, имеющих сходные параметры (характеристики).

Полученные значения вероятности возникновения пожара для основных установок НПЗ при t=1 году приведены в таблице 10.

Таблица 10

Значения вероятности возникновения пожара для основных установок НПЗ при t =1 году.

№	Наименование технологических установок	Вероятность возникновения пожара
1	Электрообессоливающая установка (ЭЛОУ)	$6,2 \times 10^{-2}$
2	Атмосферно-вакуумная трубчатка (АВТ)	$1,5 \times 10^{-2}$
3	**Атмосферная трубчатка (АТ)**	$\mathbf{1,74 \times 10^{-2}}$
4	**Термический крекинг (т/к)**	$\mathbf{2,3 \times 10^{-3}}$
5	**Установка гидроочистки**	$\mathbf{1,37 \times 10^{-3}}$
6	**Установка вторичной перегонки**	$\mathbf{9,27 \times 10^{-3}}$
7	**Каталитический крекинг (к/к)**	$\mathbf{7,41 \times 10^{-4}}$
8	**Абсорбционная газофракционирующая установка (АГФУ)**	$\mathbf{1,46 \times 10^{-3}}$
9	**Газофракционирующая установка (ГФУ)**	$\mathbf{1,62 \times 10^{-3}}$
10	**Центральная газофракционирующая установка (ЦГФУ)**	$\mathbf{4,6 \times 10^{-4}}$
11	**Абсорбционно-компрессорная установка**	$\mathbf{2,65 \times 10^{-2}}$
12	**Установка алкилации**	$\mathbf{6,21 \times 10^{-5}}$
13	**Центральная сероочистка**	$\mathbf{5,39 \times 10^{-4}}$
14	**Установка серной кислоты**	$\mathbf{2,34 \times 10^{-3}}$
15	**Установка производства углекислоты**	$\mathbf{2,81 \times 10^{-5}}$
16	**Гидроформинг**	$\mathbf{1,44 \times 10^{-4}}$
17	**Установка азеотропной перегонки**	$\mathbf{2,38 \times 10^{-3}}$
18	**Установка получения бензола**	$\mathbf{9,31 \times 10^{-3}}$
19	**Установка суммарных ксилолов**	$\mathbf{2,29 \times 10^{-5}}$
20	**Сернокислотная очистка толуола**	$\mathbf{1,8 \times 10^{-4}}$
21	**Риформинг**	$\mathbf{3,43 \times 10^{-5}}$
22	**Установка селективной очистки масел**	$\mathbf{4,78 \times 10^{-3}}$
23	**Установка депарафинизации**	$\mathbf{2,49 \times 10^{-4}}$
24	**Установка деасфальтизации**	$\mathbf{6,75 \times 10^{-5}}$
25	**Установка контактной очистки масел**	$\mathbf{4,6 \times 10^{-4}}$
26	**Парафиновая установка**	$\mathbf{4,4 \times 10^{-3}}$
27	**Битумная установка**	$\mathbf{2,31 \times 10^{-2}}$

Согласно исследованиям и результатам расчетов, были получены значения вероятности возникновения пожара для установок ООО«РН – Туапсинский

НПЗ» за 1 год, например,электрообессоливающая установка (ЭЛОУ) -6,2 $x10^{-2}$, атмосферно-вакуумная трубчатка (АВТ) -1,5 x 10^{-2}, центральная сероочистка - 5,39 x 10^{-4},реформинг - 3,43 x 10^{-5}. Видно, что наибольшая вероятность возникновения пожара в ООО «РН – Туапсинский НПЗ» возможна на ЭЛОУ.

Раздел 4 Оценка экономических потерь (ущерба) от пожаров на территории ООО «РН – Туапсинский НПЗ».

Для оценки эффективности противопожарной защиты РНПК необходимо провести исследования в отношении меры последствий от пожаров (аварий) - ущерб.

Ущерб от пожаров можно рассматривать как совокупность следующих экономических элементов:

- стоимостная оценка потерь части национального богатства (прямой ущерб) - здесь имеется ввиду их уничтожение или повреждения в результате воздействия ОФП, ОТВ и проведения АС и ДНР [11];

- экономические потери от простоя объекта - это потери прибыли и потери условно-постоянных затрат;

- экономические потери в результате отвлечения ресурсов на компенсацию последствий пожара - это потеря эффективности ресурсов (капитальных затрат), идущих на восстановление объекта при условии, что они могли быть использованы на другие цели;

- потери от травматизма - это часть экономических потерь, которая идет на возмещение травматизма (в том числе и с летальным исходом) и может выражаться в денежной форме (пенсии, больничный лист, лечение т.п.);

- экологические потери - под экологическими потерями понимается денежный эквивалент загрязнения окружающей среды от разлива нефтепродуктов, загрязнения атмосферы, выделения токсичных продуктов сгорания и др.

Под величиной потерь стоимости части национального богатства (в общем виде) можно рассматривать потери от уничтожения или повреждения основных фондов (зданий, установок НПЗ) и оборонных средств (продукты производства - нефть, бензин, мазут, керосин и др.).

Поэтому, вычисления сводятся к расчету ущерба по основным фондам и оборотным средствам:

$$У_{оф} = C_б \left(1 - \frac{H_а \times T}{100}\right) - C_О; \qquad (9)$$

где:

$C_б$ - балансовая стоимость основных фондов (оборудования, агрегата, здания и т.п.), руб.;

$H_а$ - норма амортизации на реновацию (полное восстановление) основных фондов, %/год;

Т - период службы от момента оценки балансовой стоимости до момента возникновения пожара, год;

$C_о$ - стоимость остатков годных для дальнейшего использования, например стоимость металлолома, руб.

Балансовая стоимость основных НПЗ определяется главным образом стоимостью установок по переработке и хранению нефтепродуктов.

Ущерб по уничтоженным и поврежденным оборотным средствам (нефть, некондиционный продукт, готовая продукция) определяется по себестоимости на момент возникновения пожара, а если поврежденные остатки возможно реализовать, то вычитается остаточная стоимость:

$$У\,ос = \int_{i=1}^{n} \Sigma \left(C\,i V\,i - C\,oi V\,oi\right); \qquad (10)$$

где:

C_i- себестоимость единицы уничтоженных или поврежденных оборотных средств i-го вида, руб.;

V_i - количество уничтоженных или поврежденных оборотных средств i -го вида, ед.

Таким образом, прямые потери складываются из уничтоженных и поврежденных основных фондов и оборотных средств (балансовая стоимость оборудования и объемы нефтепродуктов единовременно образующихся на НПЗ).

Потери в результате отвлечения ресурсов на компенсацию последствий пожара. Для определения потери эффективности отвлеченных ресурсов восстановления объекта ($У_{пэ}$) предлагается использовать коэффициенты

экономической эффективности активной части основных фондов (оборудование, установки - 0,15) и пассивной части основных фондов (здания, сооружения - 0,12):

$$У\,пэ = Ко \times 0{,}15 \; + \; К\,3 \times 0{,}12; \qquad (11)$$

где:

$К_о$- капитальные затраты на восстановление оборудования после пожара, руб.;

$К_з$- капитальные затраты на восстановление здания после пожара, руб.

Потери от простоя объекта формируются из потери прибыли и потери условно-постоянных затрат.

Потери прибыли (Уп) определяются как:

$$У\,п \; = \sum_{i=1}^{n} Q\,i\,C\,i\,T\,i\,\frac{R}{100}; \qquad (12)$$

или

$$У\,п = \sum_{i=1}^{n} (Ц\,i - C\,i) \; \Delta П\,i; \qquad (13)$$

или

$$У\,п = \sum_{i=1}^{n} П\,пр\,i\,T\,i; \qquad (14)$$

где:

Q_i - производительность і-ого участка (установки) ед.сут.;

T_i - время простоя - і-й установки, сут.;

R - рентабельность, %;

$Ц_i$- цена единицы і-ого вида продукции, руб.;

C_i - себестоимость единицы і-ого вида продукции, руб. ;

$\Delta П_i$- количество недовыработанной продукции, ед.;

$П_{пр}$ - суточная прибыль по і-ому виду продукции, руб.; Условно-постоянные расходы ($У_{упр}$) определяются как:

$$У\,упр = \sum_{i=1}^{n} Q\,i\,C\,i\,T\,i\,K\,упз; \qquad (15)$$

где:

$К_{упз}$ - коэффициент условно - постоянных расходов (затрат; для РНПК - $К_{упз}$ = 0,2 (20%).

НПЗ относят к предприятиям, на которых недовыпуск продукции может компенсироваться форсированным (ускоренным) режимом, если таковой режим используется, то формулы (12) – (14) необходимо заменить на :

$$У_{фр} = \frac{\delta - 1}{\gamma - 1} U \gamma \Delta П; \qquad (16)$$

$У_{ФР}$- ущерб, возникший при компенсации недовыработанной продукции форсированным режимом, руб.;

δ - коэффициент, учитывающий возрастания U при форсированном режиме;

U - переменная часть издержек производства отнесенная к единице продукции и зависящая от режима технологического процесса, руб. /ед.;

γ - интенсивность форсированного режима, равная отношению часового выпуска продукции при форсированном режиме к часовому выпуску продукции при нормальном режиме. Потери от травматизма определяются с использованием данных [20].

Таблица 11

Экономические потери от травматизма в зависимости от уровня тяжести.

	Категория тяжести травматизма	**Экономические потери, руб./чел.**
	Несчастный случай с летальным исходом.	45600
	Тяжелый несчастный случай, в результате которого пострадавший получает инвалидность первой группы.	61800
	Тяжелый несчастный случай, в результате которого пострадавший получает инвалидность второй группы.	53000
	Тяжелый несчастный случай, в результате которого пострадавший получает инвалидность третьей группы.	41200
	Тяжелый несчастный случай без летального исхода (по которому врачебно-трудовая комиссия определяет утрату трудоспособности до 3-х месяцев)	15200
	Легкие несчастные случаи, вызвавшие потери трудоспособности на четыре дня и более.	380

Экономические потери (потери от разрушения ОС при пожаре) определяются как [21,22]:

$У_э = У_а + У_в + У_п$, (17)

где:

$У_а$ - экономический ущерб от загрязнения атмосферного воздуха, руб.;

$У_в$- экономический ущерб от загрязнения водных ресурсов, руб.;

$У_п$ - экономический ущерб от загрязнения почвы, руб.;

Ущерб от загрязнения атмосферы:

$$У_a = 10 K_э^a У_{уд}^a \sum \frac{1}{ПДК_{сi}} M_i \quad (18)$$

где:

10 - коэффициент, учитывающий аварийный характер выброса;

$К_э$ - коэффициент экономической ситуации и экономической значимости состояния атмосферного воздуха района;

$У_{уд}$ - удельный экономический ущерб от разрушения атмосферного воздуха, учитывающий также текущий уровень цен, равен 2,16 руб./усл.т. (на 2011 г.);

M_i |- масса i - ого загрязнителя в продуктах горения, т.;

$ПДК_{ссi}$ - среднесуточная предельно допустимая концентрация i-ого загрязнителя.

Ущерб от загрязнения водных ресурсов в результате попадания в них СДВ, огнетушащих и химических веществ, остатков несгоревших материалов делятся как:

$$У_В = 10 K_Э^В У_{УД}^В \sum_{i=1}^{n} 1 / ПДК_р M_i, \quad (19)$$

где:

10 - коэффициент, учитывающий аварийный сброс загрязнений;

$К^в_э$- коэффициент экологической ситуации и экологической значимости состояния водных объектов;

$У^в_{уд}$ - удельный экономический ущерб от загрязнения водоемов, равен 290,24 руб./усл. т. (на 2014 г.)

$ПДК_{рi}$ - предельно-допустимая концентрация i-го загрязняющего вещества в воде водоема, используемого для рыбоводства, мг/л;

M_i - масса i-ого загрязняющего вещества, г.;

Масса загрязняющего вещества в воде определяется путем умножения концентрации загрязнителя в воде на количество воды, израсходованной на ликвидацию пожара.

При загрязнении поверхности суши в результате разливов, сбросов ГЖ., ЛВЖ и СДЯВ ущерб определяют путем умножения соответствующих удельных ущербов на массу каждого из загрязнителей и суммирования полученных произведений по видам загрязнителей с учетом коэффициента экологической ситуации (экологической значимости почв на месте пожара ($К_п$) и коэффициента аварийности ($К_а = 10$)):

$$У = 10 \; K_{уд}^{n} У_{уд}^{n} \sum_{i=1}^{n} M_i, \qquad (20)$$

$У_{уд}$ - удельный экономический ущерб от загрязнения почв, равен 1833 руб./т - I; 786 руб./т - II; 524 руб./т - III; 262 руб./т - IV (с учетом класса токсичности загрязнителя на 2003 г.);

M_i - фактическая масса i-го загрязнителя, т.

Экологический ущерб зависит от продукта горения, токсичности конкретного разрушителя, попадающего в ОС, а также от скорости самоочищения ОС атмосферы, воды, почвы: $У_а < У_в < У_п$.

На основе вышеизложенного метода, а также сбора информации в соответствии с разделом 4 были произведены расчеты удельного ущерба, среднего значения ущерба от пожара. Результаты расчетов приведены в таблицах 13 и 14.

Таблица 13

Приведенный ущерб основных технологических установок НПЗ.

№	Наименование технологических установок	Приведенный ущерб, руб./т. час
1	**2**	**3**
1	Электрообессоливающая установка (ЭЛОУ)	206
2	Атмосферно-вакуумная трубчатка (АВТ)	247

3	Атмосферная трубчатка (АТ)	231
4	Термический крекинг (т/к)	143
5	Установка гидроочистки	215
6	Установка вторичной перегонки	174
7	Каталитический крекинг (к/к)	298
8	Абсорбционная газофракционирующая установка (АГ-ФУ)	1098
9	Газофракционирующая установка (ГФУ)	172
10	Центральная газофракционирующая установка (ЦГФУ)	2216
11	Абсорбционно-компрессорная установка	252
12	Установка алкилации	78
13	Центральная сероотчистка	15
14	Установка серной кислоты	2405
15	Установка производства углекислоты	1150
16	Гидроформинг	495
17	Установка азеотропной перегонки	591
18	Установка получения бензола	230
19	Установка суммарных ксилолов	114
20	Сернокислотная очистка толуола	17
21	Риформинг	251
22	Установка силективной очистки масел	872
23	Установка депарафинизации	1640
24	Установка деасфальтизации	610
25	Установка контактной очистки масел	1212
26	Парафиновая установка	1755
27	Битумная установка	256

Таблица 14

Средний ущерб основных технологических установок НПЗ.

№	Наименование технологических установок	Средний ущерб, Млн. руб.
1	2	3
1	Электрообессоливающая установка (ЭЛОУ)	1,9
2	Атмосферно-вакуумная трубчатка (АВТ)	2,7
3	Атмосферная трубчатка (АТ)	2,3
4	Термический крекинг (т/к)	3,0
5	Установка гидроочистки	0,6
6	Установка вторичной перегонки	3,2
7	Каталитический крекинг (к/к)	2,6
8	Абсорбционная газофракционирующая установка (АГ-ФУ)	1,35
9	Газофракционирующая установка (ГФУ)	0,4
10	Центральная газофракционирующая установка (ЦГФУ)	0,8
11	Абсорбционно-компрессорная установка	0,6
12	Установка алкилации	0,4
13	Центральная сероотчистка	0,2
14	Установка серной кислоты	4,9
15	Установка производства углекислоты	4,0
16	Гидроформинг	1,37
17	Установка азеотропной перегонки	1,12
18	Установка получения бензола	1,3
19	Установка суммарных ксилолов	1,1
20	Сернокислотная очистка толуола	0,31
21	Риформинг	1,39
22	Установка силективной очистки масел	2,4
23	Установка депарафинизации	3,1
24	Установка деасфальтизации	1,12
25	Установка контактной очистки масел	2,45
26	Парафиновая установка	3,2

27	Битумная установка	1,21

Проведенным исследованием установлены значения приведенных ущербов по основным установкам ТНПК: ЭЛОУ– 206 руб./т.час; абсорбционная газофракционирующая установка (АГФУ) - 1098 руб./т.час; центральная газофракционирующаяустановка (ЦГФУ) - 2216 руб./т.час; центральная сероочистка – 15 руб./т.час; установка серной кислоты – 2405 руб./т.час. Полученные результаты позволяют значительно упростить процедуру получения размера ущерба и его математического ожидания в зависимости от времени простоя отдельных установок (участков) технологического процесса в результате пожаров и других деструктивных событий.

Раздел 5 Использование механизмов перераспределения пожарного риска (противопожарное страхование) как фактора снижения (компенсации) уровня экономических потерь

Наиболее действенным стимулом обеспечения пожарной безопасности является противопожарное страхование. Федеральным законом «О пожарной безопасности» (статья 28) предусмотрено противопожарное страхование, которое осуществляется в двух формах - обязательной и добровольной. Порядок и условия противопожарного страхования устанавливаются Федеральным законом. Перечень предприятий, подлежащих обязательному противопожарному страхованию, определяется Правительством Российской Федерации. В настоящее время разрабатывается проект Закона об обязательном противопожарном страховании.

Законопроектом устанавливается, что в указанный перечень планируется внести только наиболее важные пожароопасные предприятия (с балансовой стоимостью имущества более 700 млн. руб.). Предприятия должны застраховать 50 % балансовой стоимости своего имущества, а также гражданскую ответственность за вред, который может быть причинен пожаром имуществу, жизни и здоровью третьих лиц. В стадии разработки находятся Постановления Правительства Российской Федерации о ставках обязательного страхования, а также тарифах, скидках и надбавках.

В целях реализации мер пожарной безопасности в порядке, установленном Правительством Российской Федерации, создаются фонды пожарной безопасности, формируемые за счет отчислений из сумм страховых платежей по противопожарному страхованию, в размере не менее пяти процентов от этих сумм. Создание Фондов пожарной безопасности регламентируется Постановлением Правительства Российской Федерации от 12 июня 1996 года № 789 "О фондах пожарной безопасности и противопожарном страховании". В нем определен новый подход к государственному регулированию проблем пожарной безопасности. Фонды пожарной безопасности и их филиалы, управляемые ГПС через попечительские советы, будут концентрировать финансовые

средства, образуемые от обязательных отчислений. Посредством фондов пожарной безопасности будет организовано взаимодействие ГПС со страховыми компаниями, страховыми органами и страхователями.

Эффективное функционирование противопожарного страхования предполагает реализацию ряда основополагающих принципов:

первый - тесная увязка противопожарного страхования с картами риска и распределение страховых взносов между объектами в зависимости от ожидаемых потерь;

второй - обязательное страхование объектов повышенного риска и их работников;

третий - превращение противопожарного страхования в важнейшее звено контроля за уровнем пожарной безопасности в регионе.

Стимулирующее воздействие противопожарного страхования заключается в разработке системы страховых тарифов, дифференцированных по видам объектов с учетом уровня их пожарной опасности. Например, чем выше уровень пожарной безопасности, тем меньше величина страхового взноса и наоборот.

Страховая деятельность в области пожарных рисков позволяет защитить имущественные интересы ПЭС, создать условия для решения сложных финансовых вопросов, а также осуществить своего рода контроль за уровнем пожарной безопасности. В этих целях необходимо поднять организацию страхового дела на качественно новый уровень. Особенно важные и сложные проблемы в этом аспекте связаны с установлением страховых тарифов, обеспечивающих заинтересованность ПЭС (страхователя) и страховой организации (страховщика), а также с разработкой надбавок и скидок с этих тарифов в зависимости от уровня пожарной опасности.

Следует отметить, что эти проблемы невозможно решить без детальной проработки вопросов: величины и эффективности затрат на обеспечение достаточного уровня пожарной безопасности; вероятности наступления страхового

события в различных ПЭС; размера возможного ущерба от пожаров как прямого, так и косвенного.

В настоящее время имеются «Методические рекомендации по определению тарифных ставок и скидок со страховых тарифов при «огневом» страховании», утвержденные ГУГПС МВД России 14 марта 1994 года и согласованные с Росстрахнадзором 6 июня 1994 года.

Следует отметить что, определение тарифов по любому виду страхования (актуарные расчеты) представляют собой процесс, в ходе которого определяются расходы на страхование объекта. С помощью актуарных расчетов определяются себестоимость и стоимость услуги, оказываемой страховщиком страхователю.

Страховщик - организация (юридическое лицо), проводящая страхование, принимающая на себя обязательство возместить ущерб или выплатить страховую сумму, а также ведающая вопросами создания и расходования страхового фонда.

Страхователь - физическое или юридическое лицо, уплачивающее денежные (страховые) взносы и имеющее право по закону или на основе договора получить денежную сумму при наступлении страхового случая.

Страховой случай - фактически произошедшее страховое событие, в связи с негативными или иными оговоренными последствиями которого может быть выплачен страховое возмещение или страховая сумма.

Актуарные расчеты определяют долю участия каждого страхователя в создании страхового фондато есть определяются размеры страховых тарифов.

Страховой фонд является элементом общественного воспроизводства и создается в форме резерва материальных и денежных средств для покрытия чрезвычайного ущерба, причиняемого обществу стихийными бедствиями, пожарами, техногенными катастрофами и различного рода случайностями.

Страховой тариф - это цена страхового риска и других расходов, адекватное денежное выражение обязательств страховщика по заключенному договору страхования.

Основу страхового тарифа составляет нетто-ставка. Она предназначена для покрытия текущих страховых выплат по обязательному противопожарному страхованию. Нетто-ставка *($Т_н$)* состоит из основной части нетто-ставки *($Т_о$)* и рисковой надбавки *($Т_р$)*

$$Т_Н = Т_О + Т_Р; \quad (21)$$

Основная часть нетто-ставки соответствует средним выплатам страховщика, зависящим от среднего страхового возмещения ($У_в$), средней страховой суммы (S) и частоты возникновения пожара (g). Основная часть нетто-ставки рассчитывается в рублях со 100 рублей или 1 млн. рублей страховой суммы по формуле

$$Т_О = 1000000 \frac{У_В}{S} g; \quad (22)$$

Из формулы (22) видно, что определение страховых тарифов предопределяет наличие статистической информации о страховом поле, поэтому для их разработки требуется предварительно провести сбор, обработку и анализ экономических показателей и последствий пожаров на объектах, подлежащих обязательному противопожарному страхованию. Это подтверждает и многолетний опыт проведения страховых операций во всем мире, который показал, что все актуарные расчеты основываются на статистической обработке данных о страховом поле и последствиях страховых случаев.

Страховые тарифы следует дифференцировать, определять по группам отраслей экономики, имеющих одинаковый уровень пожарной опасности. Группировку отраслей экономики по уровню пожарной опасности проводят на основании показателя убыточности пожаров *($К_{уб}$)*, определяемого как отношение среднего страхового возмещения от пожара ($У_в$) к средней страховой сумме *(S)*

$$К_{УБ} = \frac{У_В}{S}; \quad (23)$$

К преимуществам данного подхода можно отнести:

возможность распространения его как на отдельное предприятие, так и на отдельную отрасль или регион;

возможность учета последствий пожаров относительно к защищаемым материальным ценностям;

возможность представления составляющих критерия убыточности пожара в стоимостной форме.

Используя статистические данные, могут быть определены:

Значение среднего страхового возмещения потерь от пожара по одному объекту страхования ($У_в$) или среднего материального ущерба отпожара по формуле:

$$У_B = \sum_{J=1}^{M} \frac{У_J}{M}; \qquad (24)$$

где $У_j$- ущерб j-го пожара, руб.;

M - количество пожаров, происшедших на объектах определенной страховой группы за анализируемый период, ед.

Значение средней страховой суммы по одному объекту страхования *(S)* или средней стоимости материальных ценностей объекта по формуле:

$$S = \sum_{i=1}^{N} \frac{S_i}{N} \qquad (25)$$

где: S_i- страховая сумма по i-му объекту страхования, руб.; TV-
общее количество объектов оцениваемой группы, ед.

Значение частоты возникновения пожара на объекте *(g)* по следующей формуле

$$g = \frac{M}{N}; \qquad (26)$$

Вторая составляющая нетто-ставки - рисковая надбавка. Она вводится для того, чтобы учесть вероятное превышение фактическим количеством

пожаров их среднего числа. Рисковая надбавка зависит не только от показателей *($У_В$, S и g),* но и еще от следующих параметров: количества договоров со сроком действия, равным сроку страхования (n), среднеквадратического отклонения страховых возмещений R и гарантии безопасности страхования (*x*).

Рисковая надбавка определяется по формуле

$$T_p = T_o \cdot a(x) \sqrt{\left[\frac{1}{(ng)}\right]\left[(1-g)+(R/У_B)^2\right]}; \qquad (27)$$

Коэффициент *a(x)* зависит от гарантии безопасности страхования. При расчете рисковой надбавки используется коэффициент, зависящий от гарантии безопасности страхования, равный 1,645, предполагая, что страховые компании стремятся с вероятностью 0,95 обеспечить не превышение возможными страховыми возмещениями собранных взносов.

Так как показатель *(R)* рассчитать не всегда представляется возможным, то рисковую надбавку можно рассчитывать по следующей формуле:

$$T_p = 1{,}2 \cdot T_o \cdot a(x) \sqrt{(1-g)/(ng)}; \qquad (28)$$

Рассчитав нетто-ставку, нетрудно определить брутто-тариф или брутто-ставку *($Т_б$).* Это ставка страхового взноса с единицы страховой суммы или объекта страхования. Для расчета брутто-ставки требуется кроме нетто-ставки *($Т_н$)* и нагрузка (/). Она предназначена для покрытия затрат на проведение страхования и создание резерва или фонда предупредительных, в т. ч. противопожарных мероприятий.

Брутто-ставка рассчитывается по формуле:

$$T_Б = \frac{T_н \cdot 100}{100 - f} \qquad (29)$$

где: f - доля нагрузки в общей тарифной ставке, %.

Нагрузка определяется страховой компанией самостоятельно на основе бухгалтерских данных о фактических затратах на проведение страхования и создание фонда превентивных противопожарных и других мероприятий.

Таблица 15

Результаты расчетов тарифных ставок для основных установок ОНПЗ.

Установка	$T_о$ р/млн.р	$T_р$ р/млн.р	$T_н$ р/млн.р	$T_б$,р/млн. р			
				f=20%	f=30%	f=40%	f=50%
1.ЭЛОУ	1900	4211,3	6111,3	7639,13	8730,43	10185,5	12222,6
2. АВТ	2700	12467,8	15167,8	18959,75	21668,3	25279,7	30335,6
3. АТ	2300	9820,9	12120,9	15151,13	17315,6	20201,5	24241,8
4. ТК	300	3560,5	3860,5	4825,63	5515	6434,2	7721
5. УГО	600	9231	15231	19038,75	21758,57	25385	30462
6. УВП	3200	18851,43	22051,43	27564,29	31502,04	36752,38	44102,86
7. КК	260	5440,76	5700,76	7125,95	8143,94	9501,27	11401,52
8. АГФУ	1350	20118,55	21468,55	26835,69	30669,36	35780,92	42937,1
9. ГФУ	400	5658,57	6058,57	7573,21	8655,1	10097,62	12117,14
10. ЦГФУ	80	2125,04	2205,04	2756,3	3150,06	3675,07	4410,08
11. АКУ	6000	20723,0	26723,0	33403,75	38175,71	44538,33	53446,0
12. УА	4	289,24	293,24	366,55	418,91	488,73	586,48
13. ЦС	20	490,77	510,77	638,46	729,67	851,28	1021,54
14. УСК	4900	57654,86	62554, 86	78193,58	89364,09	104258,1	125109,7
15. УПУ	40	4299,89	4339,89	5424,86	6199,84	7233,15	8679,78
16. ГФ	157	7454,93	7611,93	9514,91	10874,19	12686,55	15223,86
17.УАП	1120	13066,78	14186,78	17733,48	20266,83	23644,63	28373,56
18. УПБ	1300	7641,77	8941,77	11177,21	12773,96	14902,95	17883,54
19. УСК	11	1309,86	1320,86	1651,08	1886,94	2201,43	2641,72
20.СОТ	31	1316,57	1347,57	1684,46	1925,1	2245,95	2695,14
21. РФ	13,9	1352,44	1366,34	1707,93	1951,91	2277,23	2732,68
22.УСОМ	2400	19733,92	22133,92	27667,4	31619,89	36889,87	44267,84
23.УДЕП	310	8510,52	8820,52	11025,65	12600,74	14700,87	17641,04
24. УДЕА	11,2	776,80	788	985	1125,71	1313,33	1576
25. УКОМ	245	6507,94	6752,94	8441,18	9647,06	11254,9	13505,88
26. ПУ	320	2742,9	3062,9	3828,63	4375,57	5104,83	6125,8
27. БУ	1210	4463,2	5673,2	7091,5	8104,57	9455,3	11346,4

Заключение

В начальной стадии выполнения магистерской диссертации были обработаны статистические данные по пожарам и взрывам нефтеперерабатывающей отрасли России. Сделаны следующие выводы:

- динамика аварий с пожарами и взрывами находится на прогрессирующем этапе;
- главными причинами возникновения аварий с пожарами и взрывами являются нарушение ППБ при эксплуатации электроприборов и нарушение технологического регламента процессов производств.

В настоящее время при большом многообразии существующих техногенных рисков, стоит обратить пристальное внимание на один из наиболее распространенных и опасных их видов, как с экологической, так и с экономической стороны на предприятиях нефтепереработки.В данной работе затрагиваются вопросы этапов оценки возможности возникновения пожара на предприятиях нефтеперерабатывающей отрасли, как с позиции экологического ущерба, так и с позиции экономических потерь.

Объекты нефтепереработки, их технологические установки относят к сложным технологическим системам, содержащим множество структурных элементов, имеющих возможность вызвать развитие аварийной ситуации на предприятии, чем причинить значительный экологический и экономический вред. Зная это, комплексная оценка и анализ пожарного риска на предприятиях нефтепереработки является крайне сложной задачей, решение которой требует специфических знаний в области нефтехимии, технологии нефтяной промышленности, а также навыков использования инструментов математического анализа.

Целью проведения исследования является разработка алгоритма проведения оценки пожарного риска на предприятиях нефтепереработки.

Исходя из поставленной цели, были выдвинуты следующие научные задачи:

- определение необходимости проведения оценки пожарного риска

на нефтеперерабатывающих предприятиях;

- изучение основных требований к оценке риска опасных производственных объектов;
- детальная разработка алгоритма анализа и оценки пожарного риска с позиции экономических потерь.

В данной работе, в качестве материала, использованы Федеральные законы, своды правил строительства, научные статьи и монографии российских ученых.

При написании работы использовались основные общенаучные методы: сравнение, описание, обобщение и другие.

Научная новизна данной работы заключается в том, что при поиске алгоритма оценки пожарного риска использован подход, не только рассматривающий опасность для жизни и здоровья людей, но и учитывающий возможные экономические потери.

В соответствии с законодательством Российской Федерации, пожарным риском производственных объектов считается мера возможности возникновения пожарной опасности и наступления негативных последствий для людей и материальных компонентов таких объектов. Существует понятие допустимого пожарного риска, при котором рассчитывается, исходя из конкретных социально-экономических условий, уровень допустимой обоснованной угрозы возникновения пожара. Оценка пожарного риска на нефтеперерабатывающем предприятии, в свою очередь, направлена на определение соответствия нормированным требованиям к такому производственному объекту и, по факту, подразумевает под собой пожарно-техническое обследование предприятие нефтепереработки.

В соответствии с Федеральным законом №123-ФЗ от 22.07.2008, оценку риска вероятного возникновения пожарной угрозы необходимо проводить при несоответствии требований устанавливающих нормы пожарной безопасности документов к данному конкретному объекту. Раскрывая смысл этого, можно отметить, что если для объекта, при его строительстве и эксплуатации, был

выполнен ряд необходимых обязательных и добровольных требований соответствующих нормативно-правовых актов, то нет необходимости дополнительно проводить оценку рисков. В противном случае, когда требования к строительству, либо режим эксплуатации вызывают необходимость в отступлении от норм федеральных законов и сводов правил, именно оценка рисков обосновывает такое отступление. Стоит заметить, что строительство и эксплуатация нефтеперерабатывающих предприятий является сложным процессом, зачастую требующим применения нестандартных решений, что подразумевает под собой отклонение от существующих норм, а сами объекты являются существенно пожаро- и взрывоопасны. Таким образом применение процедур оценки пожарных рисков на предприятиях нефтепереработки обязательны и продиктованы соблюдением требований к безопасности людей и защите материальных ценностей.

На сегодняшний день, во многих отраслях промышленности уже разработаны и опробованы стандартные методики оценки и анализа пожарного риска в целях снижения экономических потерь, тем не менее, остро стоит проблема адаптации таких наработок к реалиям нефтегазовой отрасли, возможности их применения при оценке пожарного риска отдельных элементов технологической схемы нефтепереработки.

Как правило, реальную опасность возникновения пожара представляет не все нефтеперерабатывающее предприятие в целом, а только отдельные технологические процессы и, соответственно, отдельные структурные подразделения – одни больше, другие меньше. В связи с этим закономерно возникает необходимость градации таких структурных элементов процесса нефтепереработки по степени возможного пожарного риска, для чего необходимо разбиение всего технологического процесса на отдельные подсистемы, с учетом их специфических особенностей. Такой подход требует особой методики оценки вероятности возникновения аварийной ситуации, возможно, ведущей к пожару, и, как следствие, значительным экономическим потерям. Учитывая это можно предложить

некоторый алгоритм анализа и оценки пожарного риска с учетом возможных экономических потерь.

В первую очередь, необходимо провести идентификацию опасных производственных объектов предприятия, суть которой заключается в процессе выявления характеристик используемого оборудования с составлением полного перечня приводящих к аварии событий. Также стоит определить опасные вещества, их количества и месторасположения в технологическом оборудовании, выделить содержащие наибольшие концентрации таких веществ элементы. Далее необходимо провести оценку наиболее характерных неполадок и дефектов, степени отказов оборудования, в следствие чего выявить наиболее проблемные узлы и агрегаты. Следующим шагом становится экспресс-оценка возможности возникновения возгорания (взрыва) с учетом распределения веществ по элементам оборудования, определения вероятного поражения людских ресурсов и экономических потерь. Такую оценку имеет смысл провести по уже существующим методикам, позволяющим в наиболее сжатые сроки довольно точно определить возможность наступления аварийной ситуации и принять решение о проведении более детального анализа проблемных секторов.

При принятии решения об определенной безопасности элемента необходимо разработать организационные мероприятия для дальнейшего поддержания стабильной безопасной работы данного объекта. В случае же необходимости дополнительной дальнейшей оценки пожарного риска нефтеперерабатывающего предприятия, на втором этапе, стоит провести анализ частоты возникновения возможной пожароопасной ситуации, основываясь на эмпирических данных с использованием логических методов и экспертных оценок. Такая последовательность позволит более качественно выделить наиболее подверженные пожарной угрозе участки предприятия, так как будет основана не только на теоретических расчетах, но и будет учитывать реальные данные по определенной совокупности схожих предприятий (отдельных функциональных единиц предприятия).

Третьим этапом оценки пожарного риска является анализ экологических, социальных и экономических последствий наступления аварийного случая, для чего необходимо рассчитать возможные экономические потери при возникновении пожара, определить экономическую целесообразность проведения мероприятий по его предотвращению.

В результате проведенного исследования, был рассмотрен процесс проведения оценки пожарного риска на нефтеперерабатывающих предприятиях, изучены требования к такой оценке, основные элементы для разработки алгоритма проведения оценки пожарного риска с позиции экономических потерь. Таким образом, выделяются определенные мероприятия, направленные на повышение пожароустойчивости оборудования, а также совершенствование технологического процесса, и, как следствие снижение пожарного риска всего предприятия, снижение экономических потерь от наступления аварийной ситуации.

Литература

1. Маршал В. Основные опасности химического производства, М.: Мир, 1989-672 стр.

2. Абросимов А.А. Топольский Н.Г. Федоров А.В. Автоматизированные системы пожаровзрывобезопасности нефтеперерабатывающих производств. АГПС. М.,2000.

3. Шимкович В.В. Современное состояние охраны окружающей среды на нефтеперерабатывающих предприятиях.-М. ЦНИИБнефтехим, 1995.

4.Абросимов А.А. Улучшение экологической обстановки на Московском НПЗ: Научные и технические аспекты охраны окружающей среды,М.:ВИНИТИ-ЭНЕФТЕХИМ,1997.

5. Доклад Виктора Христенко опубликован на официальном сайте министерства:www.minprom.gov.ru

6. Федеральный закон "О пожарной безопасности» от 12.12.95г. № 69 – ФЗ.

7. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.

8.Постановление Правительства РФ от 31 марта 2009 г. N 272 "О порядке проведения расчетов по оценке пожарного риска".

9. Приказ МЧС России от 10 июля 2009 года № 404 " Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах".

10.Приказ МЧС России от 30.06.2009 № 382 "Об утверждении Методики определения расчетных величин пожарного риска в зданиях, сооружениях и строениях различных классов функциональной пожарной опасности".

11. ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования».

12. СП 12.13130.2009. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по врывопожарной и пожарной опасности.

13. ГОСТ Р 12.3.047-98 «Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля».

14. Руководство по оценке пожарного риска для промышленных предприятий. ФГУ ВНИИПО МЧС России, М.,2006.
15. Кошмаров Ю.А. Прогнозирование опасных факторов пожаров в помещении. М.: Академия ГПС МВД России, 2000.
16. ГОСТ 12.1.033-81. Пожарная безопасность. Термины и определения.
17. Методика определения потерь от пожаров. М. ВНИИПО МВД РФ., 1994.
18. Присяжнюк Н.Л., Александров Г.В., Кузьмичев И.И., Кузнецова Е.С., Соловьёва Т.Н. «Экономика пожарной безопасности»: Учебное пособие/ Под общей редакцией Н.Л. Присяжнюка. – М.: Академия ГПС МЧС России, 2009. -248 с.
19. Брушлинский Н.Н., Глуховенко Ю.М., Коробко В.Б., Соколов С.В., Вагнер П., Лупанов С.А., КлепкоЕ.А. «ПОЖАРНЫЕ РИСКИ. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ» выпуск 1.
20. Методика определения потерь от пожаров.-М. ВНИИПО МВД РФ., 1994.
21. Барсукова Н.В. Очистка сточных вод и почвы от нефтепродуктов, ХТТМ, №4, 2006.
22. Исаева Л.К. Экология пожаров, техногенных и природных катастроф. М.: Академия ГПС МВД РФ, 2000.
23.Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 69-ФЗ "О пожарной безопасности".

Словарь ключевых терминов

АВАРИЯ - опасное происшествие в технической системе, на промышленном объекте или на транспорте, создающее угрозу жизни и здоровью людей и приводящее к разрушению производственных помещений, сооружений, серьезному повреждению или уничтожению оборудования, механизмов, транспортных средств, сырья и готовой продукции, к нарушению производственного процесса и нанесению ущерба окружающей природной среде.

АВАРИЙНАЯ СИТУАЦИЯ - состояние технической системы, объекта, характеризующееся нарушением пределов и (или) условий безопасной эксплуатации и не перешедшее в аварию.

АНАЛИЗ БЕЗОПАСНОСТИ - анализ и расчет опасностей, связанных с осуществлением предполагаемой деятельности.

АНАЛИЗ ОПАСНОСТЕЙ - выявление нежелательных событий, влекущих за собой реализацию опасности, анализ механизмов возникновения подобных ситуаций и, как правило, оценка масштаба, величины и вероятности любого события, способного оказать поражающее действие.

АНАЛИЗ РИСКА - процесс выявления (идентификации) и оценки опасностей для отдельных лиц, групп населения, объектов, окружающей природной среды и других объектов рассмотрения.

БЕЗОПАСНОСТЬ - состояние защищенности человека, общества окружающей среды от чрезмерной опасности; свойство реальных процессов и систем, содержащих источники угрозы и их возможные жертвы, сохранять состояние с приемлемой возможностью причиненного ущерба от происшествий; состояние объектов и систем в условиях приемлемого риска; свойство системы "человек - среда обитания" сохранять условия взаимодействия с минимальной возможностью возникновения ущерба людским, природным и материальным ресурсам.

БЕЗОПАСНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ - соблюдение установленных проектом минимальных условий по количеству, характеристикам, состоянию работоспособности и регламенту технического обслуживания систем или элементов

(важных для безопасности), при которых обеспечивается соблюдение пределов безопасной эксплуатации и (или) критериев безопасности.

БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ (ЧС) - состояние защищенности населения, объектов народного хозяйства и окружающей природной среды от опасностей в чрезвычайных ситуациях.

ВЗРЫВ - быстропротекающий процесс физических и химических превращений веществ, сопровождающийся освобождением большого количества энергии в ограниченном объеме, в результате которого в окружающем пространстве образуется и распространяется ударная волна, способная создать угрозу жизни и здоровью людей, нанести ущерб хозяйственным и иным объектам и стать источником ЧС.

ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТЬ - способ существования или повседневная деятельность человека.

ИДЕНТИФИКАЦИЯ ОПАСНОСТИ - процесс выявления и признания, что опасность существует, и определения ее характеристик.

ЗАЩИТА ОТ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ - комплекс организационных, экономических, инженерно-технических, природоохранных и специальных мероприятий, направленных на предупреждения возникновения чрезвычайной ситуации, преодоление вызванных ею опасностей и их ликвидацию с целью сохранения жизни и здоровья людей, снижения ущерба народному хозяйству, личному имуществу граждан и окружающей природной среде.

НАДЕЖНОСТЬ - свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования. Надежность - комплексное свойство, которое в зависимости от назначения объекта и условий его эксплуатации может включать ряд свойств (в отдельности или в определенном сочетании), основными из которых являются следующие: безотказность, долговечность, ремонтопригодность, сохраняемость, устойчивоспособность, режимная управляемость и живучесть.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ИЛИ УПРАВЛЕНИЕ РИСКОМ - системный подход к принятию решений,

процедур и практических мер в решении задач предупреждения или уменьшения опасности промышленных аварий для жизни человека, заболеваний или травм, ущерба имуществу и окружающей среде; комплекс организационных и инженерно-технических мероприятий по предотвращению промышленных аварий или катастроф и уменьшению ущерба от обусловленных ими последствий.

ОКРУЖАЮЩАЯ СРЕДА - все объекты и условия, в которых протекает и с которыми связана жизнь и деятельность человека.

ОКРУЖАЮЩАЯ ПРИРОДНАЯ СРЕДА - естественная среда обитания человека, биосфера, служащая условием, средством и местом жизни человека и других живых организмов, в широком смысле включает природу как систему естественных экологических систем и окружающую среду как ту часть естественной среды, которая преобразована в результате деятельности человека.

ОСОБО ОПАСНЫЙ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ (ПРОМЫШЛЕННЫЙ) ОБЪЕКТ - участок, установка, цех, хранилище, склад, станция или другое производство, на котором единовременно используют, производят, перерабатывают, хранят или транспортируют взрывопожароопасные или опасные химические вещества в количестве, равном или превышающем определенное пороговое значение.

ОПАСНЫЙ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ (ПРОМЫШЛЕННЫЙ) ОБЪЕКТ - объект, производство, на котором используют, производят, перерабатывают, хранят или транспортируют пожаровзрывоопасные и (или) опасные химические вещества, создающие реальную угрозу возникновения аварии.

ОПАСНОСТЬ - негативное свойство системы "человек - среда обитания", способное причинять ущерб и обусловленное энергетическим состоянием среды и действиями человека; ситуация (в природе или техносфере), в которой возможно возникновение явлений или процессов, способных поражать людей, наносить материальный ущерб, разрушительно действовать на окружающую человека среду.

ОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНОЙ СИТУАЦИИ - состояние, при котором создалась или возможна угроза возникновения явлений или процессов,

способных поражать людей, наносить материальный ущерб их имуществу, государственной и другим видам собственности, а также негативно воздействовать на окружающую природную среду в зоне ЧС.

ОПАСНЫЙ ФАКТОР - негативный фактор, воздействие которого на человека приводит к травме или летальному исходу.

ОТКАЗ (НЕПОЛАДКА) - событие, заключающееся в нарушении работоспособности состояния оборудования, объекта.

ОЦЕНКА БЕЗОПАСНОСТИ - сравнение результатов анализа безопасности с приемлемыми критериями, их оценка и окончательные заключения по пригодности оцениваемой системы.

ОЦЕНКА РИСКА - процесс, используемый для определения степени риска анализируемой опасности для здоровья человека, имущества или окружающей среды. Оценка риска включает анализ частоты, анализ последствий и их сочетание; идентификация опасности и возможных ее источников, исследование механизма их возникновения, оценка вероятности возникновения идентифицированных опасных событий и их последствий, а также суммирование вероятностей возникновения опасности и ее последствий для всех возможных вариантов развития ситуации.

ПЕРСОНАЛ - все лица, работающие с техническими системами постоянно или временно.

ПОКАЗАТЕЛЬ РИСКА ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИИ - измеренная или рассчитанная величина, количественно характеризующая вероятность или частоту возникновения аварии.

ПОЖАР - неконтролируемый процесс горения, сопровождающийся уничтожением ценностей и создающий опасность для жизни и здоровья людей, сельскохозяйственных животных, растений и окружающей Среды.

ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ - состояние объекта народного хозяйства или иного назначения, при котором путем выполнения правовых норм, противопожарных и инженерно-технических мероприятий исключается или снижается вероятность возникновения и развития пожара, воздействия на

людей опасных факторов пожара, а также обеспечивается защита материальных ценностей.

ПРЕДЕЛЫ БЕЗОПАСНОСТИ - пределы изменения процесса, в которых, как показано, эксплуатация промышленного предприятия является безопасной.

ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ - состояние, при котором путем соблюдения правовых норм, экономических, инженерно-технических и технологических требований, а также проведения соответствующих мероприятий достигается предотвращение нарушений технологического процесса и техники безопасности, максимальное снижение вероятности возникновения аварийной ситуации на промышленных объектах и транспорте или уменьшение ущерба; область человеческой деятельности по предотвращению аварий промышленных предприятий и уменьшению последствий чрезвычайных ситуаций, обусловленных такими авариями. Основные направления деятельности - обеспечение безопасности человека и промышленного предприятия в техносфере и экологической безопасности.

ПРОМЫШЛЕННЫЙ ОБЪЕКТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ, ПОДЛЕЖАЩИЙ ДЕКЛАРИРОВАНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ - субъект предпринимательской деятельности (организация), имеющий в своем составе одно или несколько производств повышенной опасности, расположенных на единой площадке. Такие производства в дальнейшем называются особо опасные.

ПРОМЫШЛЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ - совокупность технологических установок для выпуска определенных продуктов или продукции, размещаемых на определенной площадке.

РИСК АКТИВНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ СУБЪЕКТА (психолог.термин) - действие, направленное на привлекательную цель, достижение которой сопряжено с элементами опасности, угрозой потери, неуспеха; ситуативная характеристика деятельности, состоящая в неопределенности ее исхода и возможных неблагоприятных последствиях в случае неуспеха; мера неблагополучия при неуспехе в деятельности, определяемая сочетанием вероятности и величины неблагоприятных последствий в этом случае.

РИСК или **степень риска** - это сочетание частоты (или вероятности) и последствий определенного опасного события. Понятие риска всегда включает два элемента: частоту, с которой осуществляется опасное событие, и последствия этого события; реализации опасностей определенного класса. Риск может быть определен как частота (размерность - обратное время) или как вероятность возникновения одного события при наступлении другого события (безразмерная величина, лежащая в пределах от 0 до 1).

РИСК ВОЗНИКНОВЕНИЯ ЧРЕЗВЫЧАЙНОЙ СИТУАЦИИ (РИСК ЧС) - вероятность или частота возникновения ЧС.

РИСК ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ - вероятность реализации потенциальных опасностей при возникновении опасных ситуаций для одного человека или социальной группы.

РИСК ПРИЕМЛЕМЫЙ - риск, уровень которого допустим и обоснован исходя из экономических и социальных соображений. Риск эксплуатации промышленного объекта является приемлемым, если его величина настолько незначительна, что ради выгоды, получаемой от эксплуатации объекта, общество готово пойти на этот риск.

РИСК СОЦИАЛЬНЫЙ - характеризует масштабы и тяжесть негативных последствий чрезвычайных ситуаций, а также различного рода явлений в обществе, социально-политических преобразований, снижающих качество жизни людей. По существу - это риск для группы или сообщества людей.

РИСК ТЕХНИЧЕСКИЙ - комплексный показатель надежности элементов техносферы, который выражает вероятность возникновения аварии или катастрофы при эксплуатации машин, механизмов, реализации технологических процессов, строительстве и эксплуатации зданий и сооружений.

РИСК ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ - вероятность возникновения экологического бедствия, катастрофы, нарушения дальнейшего нормального функционирования и существования экологических систем и объектов в результате антропогенного, техногенного вмешательства в природную среду или стихийного бедствия.

РИСК ЭКОНОМИЧЕСКИЙ - вероятность экономических потерь в будущем; соотношение пользы и вреда, получаемых обществом от рассматриваемого вида деятельности.

РИСКУЮЩИЕ - человек или социальная группа, на которых может быть оказано воздействие определенного вида при реализации определенной опасности или определенных опасностей, т. е. для которых индивидуальный или социальный риск не является нулевым или же достигает определенного уровня.

СИСТЕМЫ (ЭЛЕМЕНТЫ) БЕЗОПАСНОСТИ - системы (элементы), предназначенные для выполнения функций безопасности.

СИСТЕМЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ - совокупность законодательных, технических, медицинских и биологических мероприятий, направленных на поддержание равновесия между биосферой и антропогенными, техногенными, а также стихийными внешними нагрузками.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАТАСТРОФА - катастрофа, возникшая вследствие нарушения технологического процесса и повлекшая за собой гибель людей и угрозу здоровью персонала, нанесшая существенный прямой или косвенный ущерб материальным ценностям и окружающей природной среде.

ТЕХНОЛОГИЯ - совокупность приемов и методов обработки в производственных процессах; способ производства и (или) переработки продукции в совокупности с приборно-аппаратным оформлением.

ТРЕБОВАНИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ - условия, запреты, ограничения и другие обязательные требования, содержащиеся в Федеральном законе "О промышленной безопасности опасных производственных объектов", других федеральных законах и иных нормативных правовых актах РФ, а также в нормативных технических документах, которые принимаются в установленном порядке и соблюдение которых обеспечивает промышленную безопасность.

УПРАВЛЕНИЕ РИСКОМ - часть системного подхода к принятию решений, процедур и практических мер в решении задач предупреждения или уменьшения опасности промышленных аварий для жизни человека,

заболеваний или травм, ущерба материальным ценностям и окружающей природной среде.

ЧРЕЗВЫЧАЙНОЕ ОБСТОЯТЕЛЬСТВО - негативное событие, вызванное источником чрезвычайной ситуации либо массовыми беспорядками и приведшее к гибели людей или угрозе их жизни и здоровью, ущербу государственной и другим видам собственности, личному имуществу граждан и окружающей природной среде на определенной территории.

ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ФАКТОР - комплекс психофизиологических особенностей человека (восприятие информации, принятие решений, психологические установки и т. п.), играющий важную роль в промышленной безопасности.

ЧРЕЗВЫЧАЙНАЯ СИТУАЦИЯ (ЧС) - нарушение нормальной жизни и деятельности людей на объекте или определенной территории (акватории), вызванное аварией, катастрофой, стихийным или экологическим бедствием, эпидемией, массовыми заболеваниями животных или растений, а также применением противником современных средств поражения и приведшие или могущие привести к людским и материальным потерям.

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ - состояние защищенности жизненно важных экологических интересов личности, общества, природы и государства от реальных и потенциальных угроз, создаваемых антропогенным, техногенным или естественным воздействием на окружающую среду.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ - вся деятельность, направленная на достижение безопасным образом цели, для которой было построено промышленное предприятие, включая техническое обслуживание, инспектирование во время эксплуатации и другую связанную с этим деятельность.

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ПРЕДЕЛЫ - значения параметров и характеристик состояния систем (элементов), заданные проектом для нормальной (безопасной) эксплуатации.