

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт инженерной и экологической безопасности

(наименование института полностью)

Департамент магистратуры

(наименование)

20.04.01 Техносферная безопасность

(код и наименование направления подготовки)

Управление промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды в
нефтегазовом и химических комплексах

(направленность(профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему «Исследование процессов эксплуатации опасных производственных объектов и разработка системы производственного контроля резервуарного парка АО «Газпромнефть-МНПЗ»»

Студент

О.Ю. Жаворонкова

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

к.т.н., профессор, Н.Г. Яговкин

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

Содержание

Введение.....	3
Термины и определения	6
Перечень сокращений и обозначений.....	7
1 Обзор научно-теоретического материала.....	8
1.1 Виды и назначения резервуарных парков НПЗ и нефтебаз.....	8
1.2 Классификация применяемых на НПЗ резервуаров.....	12
1.3 Статистика по авариям и пожарам на НПЗ	15
1.4 Характеристика и назначение производственного контроля.....	23
1.5 Анализ рисков при эксплуатации резервуарного парка	27
1.6 Возможные пути распространения пожара.....	29
2 Анализ взрывопожарной опасности объекта исследования.....	31
2.1 Общая характеристика предприятия.....	31
2.2 Расчёт последствий возможной аварийной ситуации.....	33
2.3 Существующие мероприятия по обеспечению безопасности производства.....	38
2.4 Порядок действий сотрудников при ЧС.....	44
2.5 Обоснование корректирующих мероприятий.....	51
3 Исследовательская часть	56
3.1 Выбор варианта модернизации предприятия.....	56
3.2 Обоснование предлагаемого варианта модернизации предприятия	63
3.3 Описание предлагаемой системы автоматического контроля.	68
Заключение	85
Список используемых источников.....	88

Введение

Актуальность исследования определяется тем, что автоматизация играет решающую роль в организации промышленных производственных процессов, позволяя обеспечить выпуск требуемого количества продукции при наименьших материальных и трудовых затратах. Автоматизация становится наиболее актуальной в тех отраслях промышленности, у которых конечная продукция используется в других производственных процессах или имеет массовый спрос у конечных потребителей. В частности, для нефтеперерабатывающего производства повышение эффективности может быть достигнуто созданием автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) на основе современных средств вычислительной техники. В настоящее время общее состояние резервуарных парков на территории Российской Федерации характеризуется повышением объема и номенклатуры хранимых нефтепродуктов, а также единичной вместимости резервуаров.

Объектом исследования в рамках выпускной квалификационной работы выступают системы производственного контроля резервуарного парка АО «Газпромнефть-МНПЗ».

Предмет исследования – процесс автоматизации контроля производственных процессов предприятия АО «Газпромнефть-МНПЗ».

Цель проводимого исследования – обеспечение техногенной безопасности производственных процессов и разработка системы производственного контроля резервуарного парка Московского НПЗ.

Гипотеза исследования состоит в том, совершенствование автоматической системы управления технологическими процессами позволит повысить уровень безопасности резервуарного парка предприятия.

Достижение поставленной цели и доказательство выдвинутой гипотезы потребовали решения следующих **задач**:

- рассмотреть особенности эксплуатации резервуарных парков;

- установить виды и назначения резервуарных парков НПС и нефтебаз;
- привести классификацию применяемых на НПЗ резервуаров;
- провести анализ технологической опасности оборудования МНПЗ;
- подобрать автоматическую систему управления технологическими процессами;
- провести обоснование предложенных мероприятий.

Теоретико-методологической базой исследования послужили научные работы в области автоматизации производственных процессов и обеспечения безопасности резервуарного парка.

Базовыми для настоящего исследования явились действующие нормативные акты в области техногенной безопасности.

Методы исследования. Ведущими методами данного исследования являются метод анализа литературных источников, эмпирический метод и метод построения аналогий.

Опытно-экспериментальная база исследования: резервуарный парк Московского НПЗ АО «Газпромнефть-МНПЗ».

Научная новизна исследования заключается в:

- проведенном анализе уровня техногенной безопасности предприятия;
- разработке мер по совершенствованию системы управления технологическими процессами и производственного контроля.

Теоретическая значимость исследования заключается в разработке принципов функционирования автоматизированной системы управления технологическими процессами и производственного контроля резервуарного парка.

Практическая ценность работы определяется применением результатов исследования в рамках выполнения комплексной программы по модернизации предприятия АО «Газпромнефть-МНПЗ».

Достоверность и обоснованность результатов обеспечены корректным применением методов исследования, выполненным анализом статистики по авариям и пожарам на НПЗ, анализом рисков при эксплуатации резервуарного парка, а также результатами внедрения.

Апробация результатов исследования. Основные теоретические положения и результаты исследования были применены на практике в рамках выполнения комплексной программы по модернизации предприятия АО «Газпромнефть-МНПЗ». Теоретические положения работы докладывались на Всероссийской научно-практической междисциплинарной конференции в Тольятти 5 декабря 2018 года.

На защиту выносятся:

- результаты анализа статистики по авариям и пожарам на НПЗ;
- результаты анализа рисков при эксплуатации резервуарного парка и возможных путей распространения пожара;
- результаты расчёта последствий возможной аварийной ситуации;
- разработка АСУ ТП МНПЗ АО «Газпромнефть-МНПЗ».

Структура магистерской диссертации работа состоит из введения, 3 разделов, заключения, содержит 9 рисунков, 4 таблицы, список используемых источников (40 источников). Основной текст работы изложен на 98 страниц.

Термины и определения

В настоящей работе применяют следующие термины с соответствующими определениями.

Комплекс технических средств – аппаратное обеспечение, обеспечивающее функционирование информационной системы.

Резервуарный парк – это сложное сооружение при каком-то технологическом объекте, например при заводе, НПС, нефтебазе.

Технологический объект управления – это совокупность технологического оборудования и реализованного на нем (по соответствующим алгоритмам и регламентам) технологического процесса.

Чрезвычайные ситуации (ЧС) – обстановка, сложившаяся на определенной территории в результате промышленной аварии, или иной опасной ситуации техногенного характера, катастрофы, опасного природного явления, стихийного или иного бедствия, которые повлекли или могут повлечь за собой человеческие жертвы, причинения вреда здоровью людей или окружающей среде, значительный материальный ущерб и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Перечень сокращений и обозначений

В настоящей работе применяются следующие сокращения:

АСУ – автоматизированная система управления.

АРМ – автоматизированное рабочее место.

АУУ – автоматический узел управления.

БД – база данных.

ГЗБ – грозозащитные барьеры.

ИББ – искробезопасные барьеры.

ИБП – источник бесперебойного питания.

ИМ – исполнительный механизм.

ИП – источник питания.

КСП – комплексный сборный пункт.

КТС – комплекс технических средств.

МНПЗ – московский нефтеперерабатывающий завод.

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод.

НПС – нефтеперекачивающая станция.

ТП – технологический процесс.

ЦДП – центральный диспетчерский пункт.

ЭВМ – электронно-вычислительная машина.

ЭПУУ – электропневматический узел управления.

1 Обзор научно-теоретического материала

1.1 Виды и назначения резервуарных парков НПЗ и нефтебаз

Резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов, являющиеся частью производственного комплекса предприятия, представляют собой дорогостоящие и ресурсоемкие конструкции, требующие достаточно много времени для изготовления, монтажных и ремонтных работ, по этой причине поиск современных решений по обеспечению приемлемого уровня промышленной безопасности, регламентированной нормами ФЗ-116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» является актуальной научно-практической задачей.

Резервуарные парки в нефтяной промышленности используются достаточно широко. Они представляют собой настоящий комплекс всевозможной тары, предназначенной для хранения различных видов сырья, объединенного в продуктовые группы.

Основное назначение таких конструкций – удобство учета и хранения углеводородного сырья. Разработки отвечают современным производственным требованиям к применению, интернациональным стандартам качества. Стоит отметить, что проектируются они с учетом положений СНиП 2.11.03–93 и ГОСТ 1510–84 и 30852.9–2002. Этой документацией регламентируется качество изделий и обеспечивает максимальную сохранность топлива в них. Кроме того, наличие резервного количества нефтепродуктов обеспечивает бесперебойное выполнение технологических операций всего нефтеперерабатывающего комплекса [4].

Эксплуатация резервуарных парков напрямую зависит от производительности, особенностей технологических процессов предприятия, ассортимента производимой продукции, сезонности и других факторов. Так, резервуарный парк предприятия может использоваться как склад сырья, склад продукции, перевалочная база нефтеперерабатывающего предприятия,

а также как резервные емкости хранения для нефтепроводов. Резервуарные парки принято разделять на продуктовые группы в соответствии с их назначением и конструктивными особенностями.

Современный резервуарный парк – это группа разно- или однотипных резервуаров, используемая для учёта нефти и нефтепродуктов в оперативном режиме. Проектировка, производство и эксплуатация резервуарных парков проводится в соответствии с международными стандартами качества

Резервуарные парки, в соответствии со способом размещения, могут быть подземными и надземными.

Строительство подземного резервуарного парка представлено на рисунке 1.



Рисунок 1 – Строительство подземного резервуарного парка

Для резервуарных парков подземного размещения наиболее часто применимыми являются обладающие высокой прочностью железобетонные емкости, изнутри облицованные стальными листами. В некоторых случаях при соблюдении герметичности, возможно применение вариантов и без внутренней облицовки. Надземные резервуары в настоящее время изготавливаются промышленностью из высококачественной стали. Для емкости характерна вертикальная или горизонтальная компоновка. Крыша вертикальных резервуаров, в зависимости от их назначения, может быть в стационарном, либо в нестационарном (плавающем) исполнении.

Общий вид наземного резервуарного парка представлена на рисунке 2.



Рисунок 2 – Общий вид наземного резервуарного парка

Применение тех или иных типов резервуаров обусловлено рядом перечисленных ниже факторов:

- категорией резервуарного парка (в соответствии с типом и свойствами хранящегося продукта);
- необходимого объёма применяемых резервуаров;
- схемы резервуарного парка и его планировки;
- последовательности строительства резервуарного парка и ввода его в эксплуатацию;
- условий местности и участка проектирования.

Проектирование отдельных резервуаров проводится в соответствии с генеральным планом объекта, а также проектом проведения технических монтажных работ. Группы резервуаров необходимо оснащать комплексами автоматизации и защитными системами, запорными устройствами и насосным оборудованием с целью экономии топлива [10, с.62].

Проекты резервуарных парков нефтебаз включают в себя в обязательном порядке расчеты на основе планируемой емкости хранения в соответствии с рядом следующих условий:

- однотипности применяемых резервуаров;
- максимального использования одиночной вместимости для каждого резервуара;
- грузоподъемности применяемых для транспортировки нефти и нефтепродуктов транспортных средств;
- расчета отдельных резервуаров (групп) для каждого вида топлива;
- обеспечения необходимой оперативности нефтебазы НПЗ;
- соблюдения графика ремонтных работ.

Стандартный резервуарный парк нефтеперерабатывающего завода резервуарного проектируется как комплекс взаимосвязанных резервуаров и транспортных ёмкостей стандартных (типовых) конструкций. В проектные работы входит проведение подробных расчётов, как для каждого отдельного резервуара, так и для их групп.

В соответствии со своим назначением, как отдельные резервуары, так и их группы подразделяются на парки, применяемые с целью хранения сырой

нефти, промежуточных продуктов ее переработки и целевых нефтепродуктов, а также применяемые в качестве емкостей промежуточного хранения при перекачке нефти [8, 12].

1.2 Классификация применяемых на НПЗ резервуаров

Применение тех или иных типов резервуаров обусловлено рядом перечисленных ниже факторов:

- категорией резервуарного парка (в соответствии с типом и свойствами хранящегося продукта);
- необходимого объёма применяемых резервуаров;
- схемы резервуарного парка и его планировки;
- последовательности строительства резервуарного парка и ввода его в эксплуатацию;
- условий местности и участка проектирования.

Проекты резервуарных парков нефтебаз включают в себя в обязательном порядке расчеты на основе планируемой емкости хранения в соответствии с рядом следующих условий:

- однотипности применяемых резервуаров;
- максимального использования одиночной вместимости для каждого резервуара;
- грузоподъёмности применяемых для транспортировки нефти и нефтепродуктов транспортных средств;
- расчета отдельных резервуаров (групп) для каждого вида топлива;
- обеспечения необходимой оперативности нефтебазы НПЗ;
- соблюдения графика ремонтных работ.

Применение той или иной конструкции резервуаров зависит от метода строительства и назначения. В рамках темы выпускной квалификационной рассмотрим типы конструкций надземных резервуаров, выполненных из ударопрочной, первоклассной стали [22 – 26].

Резервуары надземные по своей конструкции делятся на:

- емкости вертикальной формы;
- емкости горизонтальные со стационарной крышей;
- емкости горизонтальные с подвижной (плавающей) крышей.

Схема вертикального цилиндрического резервуара приведена на рисунке 3.

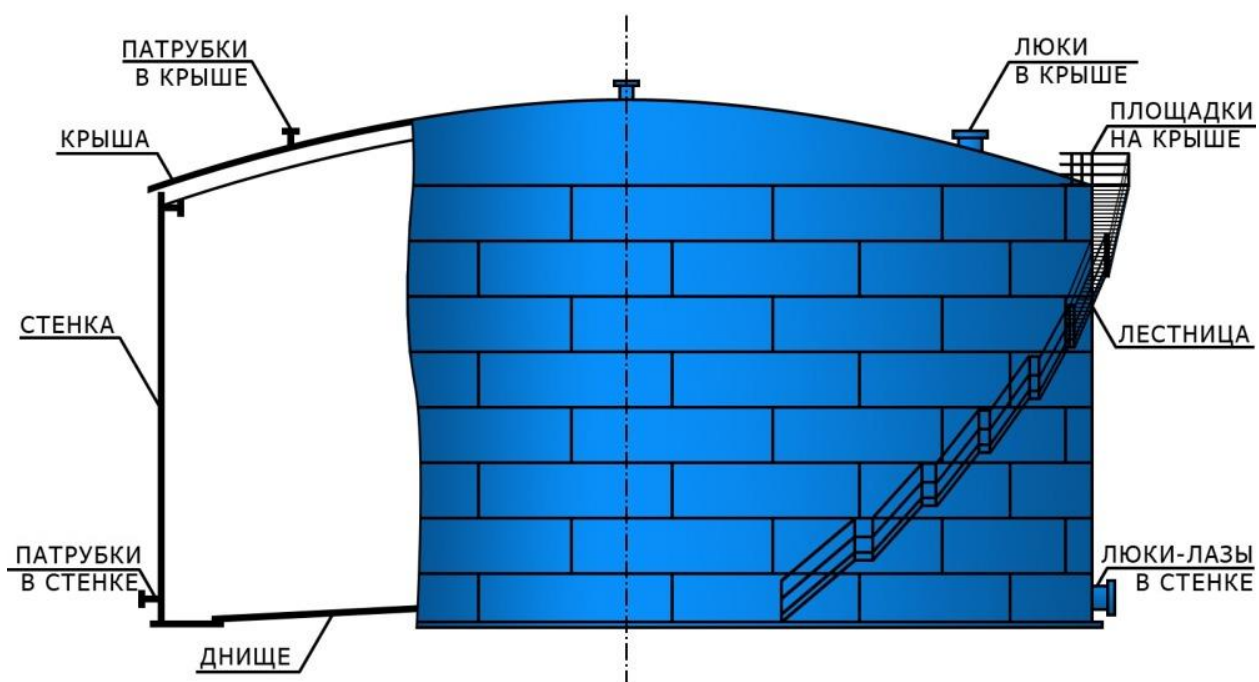


Рисунок 3 – Принципиальная схема вертикального резервуара

Вертикальные цилиндрические резервуары производятся в диапазоне номинальных объемов 100...50000 м³. Резервуары перечисленного нормального ряда, кроме емкостей с номинальным объемом 50000 м³ производятся промышленным методом из комплектов рулонных заготовок.

Схема горизонтального резервуара приведена на рисунке 4.

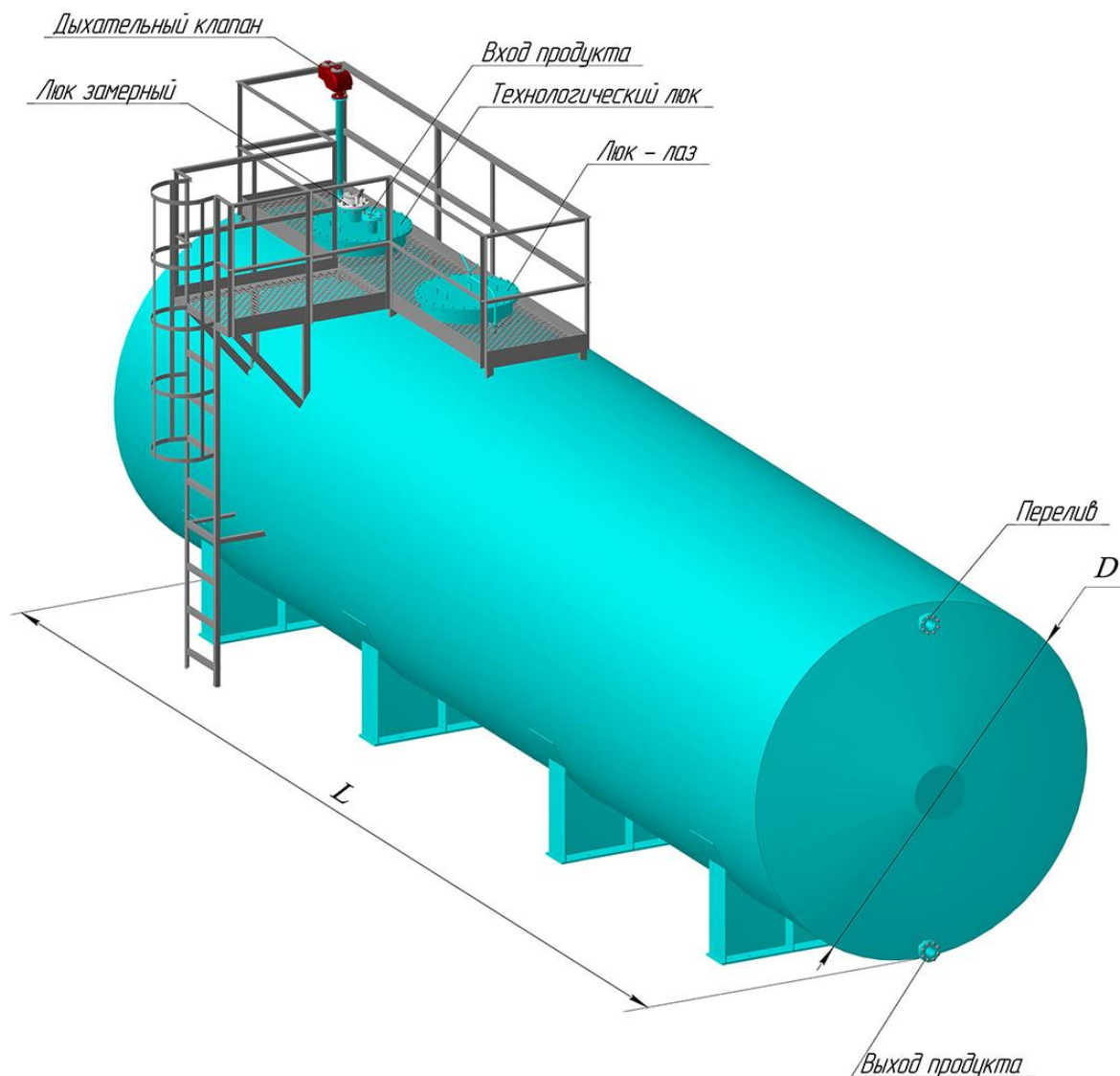


Рисунок 4 – Принципиальная схема горизонтального резервуара

Проектирование отдельных резервуаров проводится в соответствии с генеральным планом объекта, а также проектом проведения технических монтажных работ. Группы резервуаров необходимо оснащать комплексами автоматизации и защитными системами, запорными устройствами и насосным оборудованием с целью экономии топлива [10, с.62].

Применение требований СНиП 2.11.03–93 при производстве резервуаров позволяет регламентировать требования к компоновке и оснащению, как отдельных баков, так и всего комплекса. Транспортные емкости с диаметром 50 см и менее способны выдерживать большие

значения гидростатического давления углеводородного сырья. Стандарт также устанавливает требования к размещению резервуаров относительно друг друга. В соответствии со СНиПом можно установить расстояние между емкостями, составляющими резервуарный парк нефтебазы.

При строительстве резервуарных парков также учитываются следующие аспекты [2]:

- объем и назначение комплекса (группы) резервуаров;
- длительность эксплуатации и взаимное расположение ёмкостей;
- географическое расположение и климатические условия.

1.3 Статистика по авариям и пожарам на НПЗ

В основу анализа статистики по пожарам положены как примеры пожаров, аварий и неполадок, так и статистические данные по отказам отдельных видов оборудования и их элементов в промышленности.

Анализ обстоятельств возникновения и развития рассматриваемых аварий с учетом специфики объекта показывает, что утечки опасных веществ из технологических систем их обращения могут происходить по ряду следующих основных причин:

- нарушения обслуживающим персоналом технологических режимов эксплуатации объекта и несоблюдение правил техники безопасности и пожарной безопасности, которые чаще всего проявляются в периоды пуска и останова технологических линий, при подготовке и проведении ремонтных работ, гидравлических испытаний и т.д.;
- дефекты изготовления, монтажа, сборки и некачественный ремонт оборудования;
- выход параметров технологического процесса (давления, температуры, уровня жидкости в сосудах и аппаратах) за критические значения;

- механические повреждения элементов технологического оборудования и трубопроводов, износ, коррозия, усталость металла;
- неисправности фланцевых соединений;
- неисправности задвижек;
- неисправности регулирующих, отсекающих и предохранительных клапанов;
- непроходимость технологических трубопроводов, факельных и сбросных линий в результате забивки полимерными отложениями или ледяными пробками;
- неисправность контрольно-измерительных приборов, приборов автоматического регулирования и сигнализации;
- прекращение подачи энергоресурсов;
- неисправность автоматизированной системы управления и противоаварийной защиты;
- прекращение подачи вспомогательных продуктов;
- нарушения в системе промышленной канализации и вентиляции;
- некачественная молниезащита и др.

В ряде случаев аварии могут возникать по совокупности разных причин. Так неполадки оборудования, в особенности, технологических трубопроводов могут быть обусловлены нарушениями персоналом правил эксплуатации оборудования и технологической дисциплины.

«Федеральный государственный надзор в области промышленной безопасности осуществляется в отношении 79 583 опасных производственных объектов нефтегазового комплекса, из них:

- 7051 опасный производственный объект нефтегазодобычи;
- 4364 опасных производственных объектов магистрального трубопроводного транспорта;

- 4147 опасных производственных объектов нефтехимических, нефтегазоперерабатывающих производств и объектов нефтепродуктообеспечения;
- 64021 опасный производственный объект газораспределения и газопотребления» [4].

«За 2019 год на объектах нефтегазового комплекса произошло 53 аварии, в результате которых смертельно травмировано 23 человека. При этом в 2018 году на объектах нефтегазового комплекса произошло 56 аварий, в результате которых смертельно травмировано 16 человек» [4].

«Территориальными органами Ростехнадзора за 2019 год проведено 32883 проверки в отношении юридических лиц и индивидуальных предпринимателей, осуществляющих деятельность по эксплуатации опасных производственных объектов нефтегазового комплекса, в том числе 5 312 проверок в рамках режима постоянного государственного надзора» [4].

«В результате проведенных проверок выявлено 107807 нарушений требований промышленной безопасности» [4].

«Общее количество административных наказаний, наложенных по итогам проведенных проверок, составило 13459. Общая сумма административных штрафов составила более 975826,5 тысяч рублей» [4].

«В России в настоящее время большинство судебных пожарно-технических экспертиз по пожарам, в том числе по пожарам на объектах хранения нефти и нефтепродуктов, выполняют государственные судебно-экспертные учреждения федеральной противопожарной службы «Испытательная пожарная лаборатория» (СЭУ ФПС «ИПЛ») [18].

«В рамках этих экспертиз традиционно решаются вопросы о месте возникновения (очаге) пожара, путях и динамике его развития, причине пожара и др.» [18].

«Всего было проанализировано 80 заключений ИПЛ из восьми регионов России, которые можно рассматривать как репрезентативную выборку» [18].

Статистика пожаров по объектам нефтегазового комплекса представлена на рисунке 5.

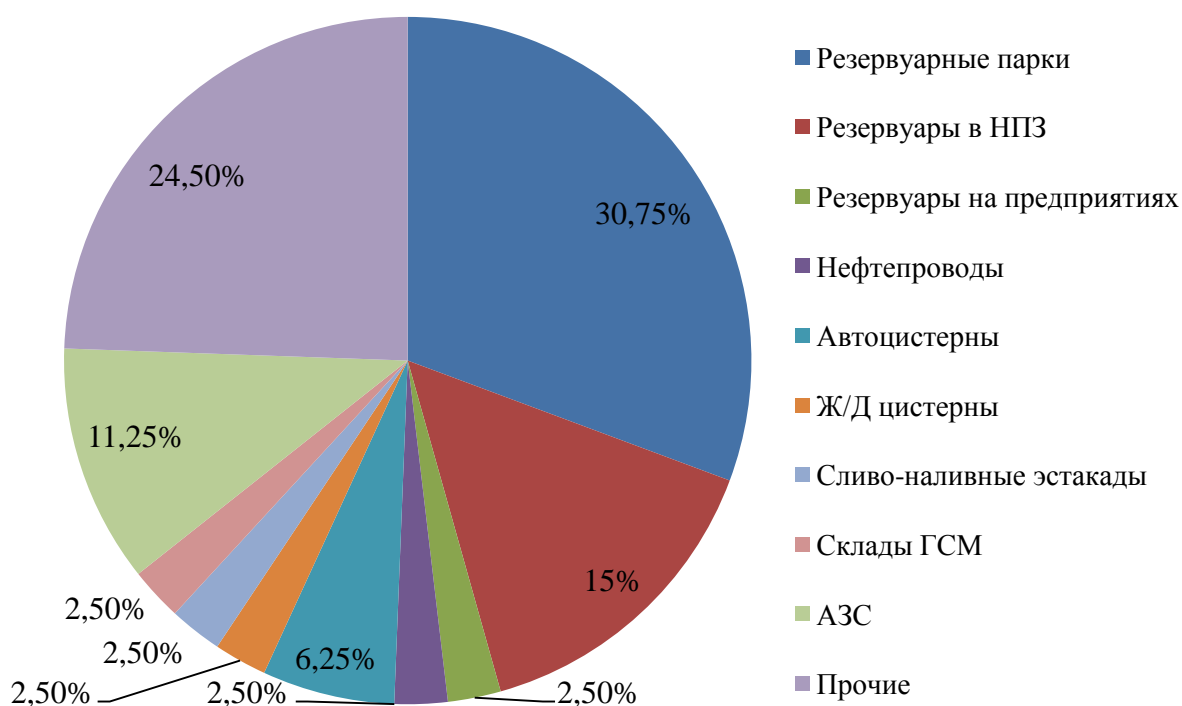


Рисунок 5 – Статистика пожаров по объектам нефтегазового комплекса

«Установлено, что основными объектами пожаров, по которым работали эксперты СЭУ ФПС «ИПЛ» (в процентном соотношении), являлись:

- резервуарные парки (нефтебазы) (30,75 % от общего числа заключений);
- резервуары для хранения нефтепродуктов, расположенные на территории нефтеперерабатывающих заводов (15 %);
- резервуары для хранения нефтепродуктов, расположенные на территории промышленных предприятий (2,5 %);
- нефтепроводы, расположенные на территории нефтебаз (2,5 %);
- автомобильные цистерны для перевозки нефтепродуктов (6,25 %);

- железнодорожные цистерны для перевозки нефтепродуктов на нефтебазе (2,5 %);
- сливо-наливные эстакады для налива нефтепродуктов (2,5 %);
- склад горюче-смазочных материалов (2,5 %);
- автозаправочные станции (резервуары для хранения и автомобили) (11,25 %)» [18].

«Прочие объекты, не относящиеся непосредственно к хранению нефти и нефтепродуктов (ректификационные колонны, буровые установки для добычи нефти, нефтеналивные танкеры и др.), были объектами пожаров в 24,5 % от общего числа заключений» [18].

Анализ проведенных в 2016-2017 гг. экспертиз промышленной безопасности (29 заключений) и технического диагностирования (11 отчетов) технических устройств (резервуаров) для хранения темных и светлых нефтепродуктов на опасных производственных объектах, к которым относятся резервуарные парки, показал наличие у технических устройств однотипных дефектов и нарушений при их эксплуатации, требующих проведения квалифицированного технического обслуживания или восстановительного ремонта, а в трех случаях – капитального ремонта.

В 2019 году журнал Measure сделал выводы на основе исследований аварий, ориентированных на надежность оборудования: менее 10% опасных неисправностей автоматизированных систем, происходят из-за основного технологического оборудования, с другой 90% приходится на исполнительные механизмы и датчики.

Разбивка этих аварий по времени показывает, что их среднегодовое число утроилось между 1992-2005 и 2006-2018 годами. Более широкое использование централизованного автоматизированного управления технологическими процессами с начала 2000-х годов, стимулированное появлением более эффективных, экономичных, вычислительных компонентов и коммуникационных сетей, может объяснить эту тенденцию. Исследование, проведенное в 2010 году британским управлением

здравоохранения и безопасности на группе из 107 крупных промышленных объектов в Англии, показало, что 81% объектов уже были внедрены дистанционное автоматизированное управление технологическими процессами. Анализ отдельных случаев показал, что 16% аварий произошли или усугубились из-за отсутствия автоматизированной системы управления (50 аварий с 1902 года).

Около часа ночи на заводе по производству деревянных панелей был вызван полевой оператор для обслуживания конденсационного котла, предназначенного для нагрева прессов. Расширительный сосуд, содержащий термальное масло при температуре 274 °С, был заполнен на 72%, несмотря на протокол, предусматривающий скорость заполнения от 40% до 50%. Полевой оператор сливал часть расширительного сосуда в резервуар с нефтью при температуре 60 °С. После выливания 2,5 мили продукта, он позвонил в диспетчерскую, которая подтвердила, что этап дренажа может быть остановлен. Как он готовился чтобы спуститься обратно в резервуар, повернувшись спиной к резервуару, горячие пары масла воспламенились и сильно обожгли его ноги, шею и лицо. На нем было соответствующее индивидуальное защитное снаряжение. Пары, выходящие из вентиляционного отверстия на баке, попадали в резервуар для хранения. Полоса пламени распространилась со дна резервуара в помещение циркуляционного насоса, прежде чем погаснуть самостоятельно. Бригадир экипажа оповестил о случившемся первых спасателей и спасательную команду.

Контуры теплоносителя были опорожнены в соответствии с аварийными процедурами. Заводской оператор модифицировал вентиляционное отверстие резервуара, добавив колпак на крышу, и установил датчик углеводородов и экстрактор воздуха в резервуаре для хранения, в дополнение к камере, чтобы полевые операторы не могли спускаться в резервуар для проведения визуальных проверок. Предполагалось также моторизовать клапаны или управлять ими

дистанционно.

Внутри производственной установки, утечка сжиженного аммиака произошла на скруббере, используемом для удаления остаточных неконденсирующихся газов, растворенных в аммиаке. Обеспокоенный запахом, оператор диспетчерской поднял тревогу.

Ручной клапан был закрыт, и водяная завеса развернулась вокруг аммиачной лужи, чтобы ограничить распространение аэрозольного облака. Причиной аварии стала электрическая неисправность: неисправное реле отключения аммиачного компрессора, сигнал вызвал закрытие клапана извлечения жидкого аммиака на скруббере, в результате чего скруббер был заполнен. Затем местная система, регулирующая выделение неконденсирующихся газов, позволила жидкому аммиаку выйти наружу. Установка была модифицирована для повышения безопасности путем: замены локальной системы регулирования уровня колонны централизованным устройством с сигнализацией для более чуткой диагностики; замены системы реле состояния компрессора автоматизированным механизмом безопасности, независимым от контроллера автоматизации технологического процесса; и улучшения изоляции диспетчерской...

При погрузке 31 000 м³ бункерного топлива на судно произошла утечка в трубопроводе нефтеперерабатывающего завода, что привело к крупному разливу нефти в устье Луары. В 4.10 вечера человек на барже заметил присутствие углеводородов на поверхности воды и поднял тревогу. В устье реки стояло спасательное судно, а два траулера извлекали из реки углеводородные гранулы. Исследования показали, что утечка была обнаружена только через 5 часов, что привело к разливу 478 тонн топлива.

От оператора требовалось реализовать несколько дополнительных инициатив и мер, среди которых: использование системы обнаружения утечек наряду с дистанционной сигнализацией в диспетчерской для постоянного контроля труб, расположенных вблизи реки, установка

устройства для контроля количества продуктов, выходящих из резервуара и поступающих в соответствующий передаточный шланг.

Аварии, вызванные или усугубленные отказом функции обработки, обнаруживают типологию, аналогичную типологии аварий, связанных с датчиками: наиболее распространены выбросы опасных веществ, значительно опережающие пожары и взрывы.

На химическом заводе 0,6 тонны хлористого водорода вытекли в течение 10-минутного периода из всех печей и вентиляционных отверстий в цехе сульфата калия при очистке контуров HCl. Сотрудник, живущий рядом с участком, уведомил караульное помещение о наличии облака, исходящего от завода.

Чтобы остановить эти выбросы, была включена аварийная оросительная система, подключенная к мойке.

Плохая калибровка одного из двух приборов, используемых для измерения давления газа при выходе из печи (не связанный непосредственно с текущими работами), вызвавший закрытие регулирующего клапана в контуре откачки газа, был ответственен за этот инцидент: поскольку газы больше не вытягивались, они выходили из печей.

Отсутствие сигнализации по этому контрольному параметру замедляло реакцию персонала, а отсутствие каких-либо средств сравнения двух измерений давления препятствовало обнаружению дрейфа датчика.

Чтобы уменьшить вероятность повторного возникновения была установлена система обнаружения отклонений между двумя показаниями давления.

По этой причине профилактике и контролю технологических параметров в резервуарном парке с целью недопущения возгораний, необходимо уделить особое внимание [19, 41].

1.4 Характеристика и назначение производственного контроля

Производственный контроль осуществляется по следующим основным направлениям:

- Проверка соответствия установленным требованиям: технических устройств, зданий и сооружений, эксплуатационной документации, параметров технологического процесса, порядка эксплуатации и ремонта технических устройств, порядка эксплуатации и ремонта зданий и сооружений, систем инженерных коммуникаций и др.
- Проверка оперативной готовности профессиональных и нештатных аварийно- спасательных формирований, аварийных и медицинских служб, а также обслуживающего персонала к проведению работ по спасению людей, застигнутых аварией, оказанию помощи пострадавшим, локализации и ликвидации аварий и инцидентов.
- Контроль за организацией и проведением работ повышенной опасности на действующих, ремонтируемых, реконструируемых и вновь строящихся объектах.

ПК осуществляется в 4 этапа. Основным принципом ПК является регулярное проведение проверок состояния ПБОТОС руководителями и специалистами с последующим анализом выявляемых нарушений/несоответствий требований ПБОТОС и разработкой мер по устранению нарушений/несоответствий и причин их возникновения.

Проверки состояния ПБОТОС третьего, пятого этапа ПК проводятся в соответствии с утвержденными графиками в порядке, предусмотренном настоящим Положением. В целях обеспечения контроля за устранением ранее выявленных нарушений/несоответствий, а также в иных случаях, требующих проведения дополнительного внеочередного контроля за состоянием ПБОТОС (например, при возникновении аварий, несчастных случаев, нового строительства/реконструкции объектов и т.п.), целевые проверки могут проводиться вне утвержденного графика проверок.

ПК осуществляется в следующем порядке:

- планирование и подготовка графика проверок (комплексные, целевые) состояния ПБОТОС КПК;
- выполнение проверки;
- сопоставление полученных результатов с требованиями, установленными в нормативных документах по ПБОТОС;
- анализ причин несоответствий нормативным документам по ПБОТОС;
- анализ аварийности и травматизма с динамикой за последние три года;
- разработка и обоснование необходимых корректирующих или предупреждающих мероприятий по устранению или предупреждению нарушений или несоответствий, организация их реализации;
- мониторинг за своевременным выполнением корректирующих или предупреждающих мероприятий.

Графики проверок состояния ПБОТОС для третьего этапа контроля формируются УПБОТОС, согласовываются с главным инженером и утверждаются руководителем предприятия.

В каждом подразделении предприятия (перед проведением первого этапа ПК) могут разрабатывать (при необходимости) чек-листы (оценочные листы), в которых должны быть приведены подлежащие проверке применимые требования соответствующих нормативных документов по ПБОТОС. Чек-листы (оценочные листы) подлежат своевременной актуализации в случаях изменения законодательства.

Результаты проведенной проверки с соответствующими выводами и предложениями в течение 3-х рабочих дней с даты завершения проверки направляются членами КПК в УПБОТОС для оформления акта комплексной проверки. Указанный акт комплексной проверки состояния ПБОТОС

третьего этапа ПК оформляется УПБОТОС в течение 5-ти рабочих дней с даты получения необходимых данных от членов КПК.

УПБОТОС в течение 1-го рабочего дня с даты окончания оформления проекта акта комплексной проверки состояния ПБОТОС третьего этапа ПК направляет указанный проект акта членам КПК для согласования и подписания в течение 5-ти рабочих дней с даты получения проекта акта.

После согласования членами КПК окончательной редакции акта комплексной проверки состояния ПБОТОС третьего этапа ПК, акт комплексной проверки состояния ПБОТОС третьего этапа ПК подписывается членами КПК, проводившими проверку, и передается УПБОТОС на утверждение руководителю предприятия.

Утвержденный руководителем предприятия акт комплексной проверки состояния ПБОТОС третьего этапа ПК УПБОТОС передается в течение 1-го рабочего дня с даты утверждения акта руководителю СП, в котором проводилась проверка, копия акта комплексной проверки состояния ПБОТОС третьего этапа ПК остается в УПБОТОС предприятия.

По результатам проверки проверяемым СП в течение 14 рабочих дней с момента получения акта разрабатывается план мероприятий по устранению причин и нарушений/несоответствий, выявленных в ходе комплексной/целевой проверки состояния ПБОТОС КПК, который утверждается руководителем предприятия.

Отчет о реализации плана мероприятий по устранению причин нарушений или несоответствий, выявленных в ходе комплексной проверки состояния ПБОТОС третьего этапа ПК, направляется в УПБОТОС предприятия, в порядке и сроки, установленные актом проверки состояния ПБОТОС, планом мероприятий.

Перечень процедур и функций процесса по производственному контролю представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень процедур и функций процесса по производственному контролю

Наименование процедур и функций	Вход	результат (выход)	Исполнитель
Комплексные проверки структурных подразделений согласно графика	Осуществление производственного контроля	Отчет	Группа производственного контроля, должностными лицами, ответственными за осуществление производственного контроля, а также другие подразделения (специалисты) привлеченные (по согласованию) к данным проверкам
Целевые проверки	Осуществление производственного контроля	Акт	группа производственного контроля, должностными лицами, ответственными за осуществление производственного контроля, а также другие подразделения (специалисты) привлеченные (по согласованию) к данным проверкам
Оперативные проверки (ежедневные)	Осуществление производственного контроля	Предписания	группа производственного контроля, а также привлекаемые специалисты структурных подразделений ПБОТОС и профильные специалисты.
Заседание К по ПК	Рассмотрение результатов производственного контроля	Протокол	Члены К по ПК под руководством генерального директора

Ответственность за организацию и общее руководство системы производственного контроля промышленной безопасности на предприятии несет Генеральный директор. Производственный контроль осуществляют служба производственного контроля и должностные лица, назначенные приказом генерального директора предприятия.

1.5 Анализ рисков при эксплуатации резервуарного парка

Рассмотрим основные риски (угрозы), возникающие при эксплуатации резервуарных парков. К основным рискам относятся:

- вероятность гидроразрыва трубопроводов вследствие резких скачков давления в системе (например, при запуске или остановке предприятия);
- остановка в результате аварийной ситуации на промыслах;
- серьезная авария с возгоранием (взрывом) хранящейся нефти и нефтепродуктов вследствие несоблюдения требований безопасности;
- нарушение герметичности емкостей и утечка хранящейся нефти (нефтепродуктов) с разливом на территории предприятия.

Границы зон ЧС при авариях на объектах хранения нефтепродуктов с учетом оценки риска представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Границы зон ЧС с учетом оценки риска при авариях на объектах хранения нефтепродуктов

Сценарий аварийной ситуации	Частота (1/год)	Объём разлива	Площадь разлива, м ²
1	2	3	4
Разгерметизация РВС-3000 (об. 1990)	$2,6 \cdot 10^{-4}$	3000 м ³ (2460 т)	1993 (в площади обвалования)
Разрушение РВС-3000 (об. 1990)	$2,9 \cdot 10^{-5}$	3000 м ³ (2460 т)	15000
Разгерметизация РВС-1000 (об. 1852)	$1,7 \cdot 10^{-4}$	1000 м ³ (820 т)	650 (в площади обвалования)
Разрушение РВС-1000 (об. 1852)	$1,9 \cdot 10^{-5}$	1000 м ³ (820 т)	5000
Разгерметизация РВС-400 (об. 1998)	$2,6 \cdot 10^{-4}$	400 м ³ (378 т)	686 (площадь обвалования)
Разрушение РВС-400 (об. 1998)	$2,9 \cdot 10^{-5}$	400 м ³ (378 т)	2000

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
Разгерметизация РВС-300 (об. 1863)	$2,6 \cdot 10^{-4}$	300 м ³ (246 т)	700 (площадь обвалования)
Разрушение РВС-300 (об. 1863)	$2,9 \cdot 10^{-5}$	300 м ³ (246 т)	1500
Разгерметизация РГС-100 (об. 1934)	$1,6 \cdot 10^{-3}$	100 м ³ (74 т)	1974 (в площади обвалования)
Порыв трубопровода эст.15 ряда - об.1934	$1,2 \cdot 10^{-4}$	208,1 м ³ (154 т)	4165
Прокол трубопровода эст.15 ряда - об.1934	$4,6 \cdot 10^{-4}$	726,5 м ³ (537,6 т)	14542
Разгерметизация РГС-63 (об. 1480)	$2,6 \cdot 10^{-4}$	63 м ³ (57 т)	542 (в площади обвалования)
Разгерметизация РГС-63 (об. 1072)	$8,6 \cdot 10^{-4}$	63 м ³ (57 т)	809 (площадь обвалования)
Разгерметизация РГС-63 (об. 1072а)	$8,6 \cdot 10^{-4}$	63 м ³ (54,6 т)	1045 (площадь обвалования)
Разгерметизация РГС-100 (об. 1092)	$7,7 \cdot 10^{-4}$	100 м ³ (86,7 т)	1033 (площадь обвалования)
Разгерметизация РГС-63 (об. 1092а)	$6,0 \cdot 10^{-4}$	63 м ³ (55,4 т)	651 (площадь обвалования)
Разгерметизация 50% ж/д состава - 1 ж/д цистерна (об. 1080)	$2,7 \cdot 10^{-7}$	37,6 м ³ (34 т)	753
Порыв трубопровода об.1480 - об.1072	$1,1 \cdot 10^{-4}$	77,8 м ³ (70,3 т)	1556
Прокол трубопровода об.1480 - об.1072	$4,4 \cdot 10^{-4}$	334,1 м ³ (302,4 т)	6689

Границы зон ЧС рассчитаны с учетом результатов оценки риска и рассмотрения возможных ЧС в условиях района расположения объектов предприятия.

1.6 Возможные пути распространения пожара

Возможные пути распространения пожара будут зависеть от зон поражения тепловым излучением при возгорании разлива нефтепродукта.

Результаты оценки зон поражения тепловым излучением при возгорании разлива нефтепродукта представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты оценки зон поражения тепловым излучением при возгорании разлива нефтепродукта

Сценарий аварийной ситуации	Объем разлива н/п, т	Площадь разлива, м ²	Частота реализации ЧС(Н) с последующим возгоранием, 1/год	Расстояние от геометрического центра пролива, м при интенсивности теплового излучения		
				10,5 кВт/м ²	7,0 кВт/м ²	1,4 кВт/м ²
1	2	3	4	5	6	7
Разгерметизация РВС-3000 (об. 1990)	3000 м ³ (2460 т)	1993	$1,4 \cdot 10^{-5}$	29,5	35,5	71,9
Разрушение РВС-3000 (об. 1990)	3000 м ³ (2460 т)	15000	$1,5 \cdot 10^{-6}$	78,2	91,4	172,9
Разгерметизация РВС-1000 (об. 1852)	1000 м ³ (820 т)	650	$9,0 \cdot 10^{-6}$	20,6	25,3	51,4
Разрушение РВС-1000 (об. 1852)	1000 м ³ (820 т)	5000	$1,0 \cdot 10^{-6}$	46,0	54,6	107,5
Разгерметизация РВС-400 (об. 1998)	400 м ³ (378 т)	686	$1,4 \cdot 10^{-5}$	14,9	16,5	33,4
Разрушение РВС-400 (об. 1998)	400 м ³ (378 т)	2000	$1,5 \cdot 10^{-6}$	25,3	27,7	53,8
Разгерметизация РВС-300 (об. 1863)	300 м ³ (246 т)	700	$1,4 \cdot 10^{-5}$	21,0	25,7	52,3
Разрушение РВС-300 (об. 1863)	300 м ³ (246 т)	1500	$1,5 \cdot 10^{-6}$	26,6	32,2	65,4
Разгерметизация РГС-100 (об. 1934)	100 м ³ (74 т)	1974	$8,6 \cdot 10^{-5}$	29,4	35,3	71,7
Порыв трубопровода эст.15 ряда - об.1934	208,1 м ³ (154 т)	4165	$6,1 \cdot 10^{-6}$	42,1	50,1	99,0
Прокол трубопровода эст.15 ряда - об.1934	726,5 м ³ (537,6 т)	14542	$2,4 \cdot 10^{-5}$	77,1	90,1	170,7
Разгерметизация РГС-63 (об. 1480)	63 м ³ (57 т)	542	$1,4 \cdot 10^{-5}$	19,5	24,0	48,7
Разгерметизация РГС-63 (об. 1072)	63 м ³ (57 т)	809	$4,5 \cdot 10^{-5}$	22,1	27,0	54,9

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
Разгерметизация РГС-63 (об. 1072а)	63 м ³ (54,6 т)	1045	$4,5 \cdot 10^{-5}$	23,5	28,7	58,5
Разгерметизация РГС-100 (об. 1092)	100 м ³ (86,7 т)	1033	$4,1 \cdot 10^{-5}$	23,4	28,5	58,3
Разгерметизация РГС-63 (об. 1092а)	63 м ³ (55,4 т)	651	$9,0 \cdot 10^{-6}$	20,6	25,3	51,4
Разгерметизация 50% ж/д состава - 1 ж/д цистерна (об. 1080)	37,6 м ³ (34 т)	753	$3,2 \cdot 10^{-5}$	21,5	26,3	53,5
Порыв трубопровода об.1480 - об.1072	77,8 м ³ (70,3 т)	1556	$5,9 \cdot 10^{-6}$	26,2	31,6	64,7
Прокол трубопровода об.1480 - об.1072	334,1 м ³ (302,4 т)	6689	$2,4 \cdot 10^{-5}$	52,9	62,6	121,7

Снижение риска зажигания нефти и нефтепродуктов в резервуарных парках может быть достигнуто за счет строго соблюдения технического регламента предприятия, требований пожарной безопасности, а также посредством непрерывного контроля протекающих технологических процессов [12].

2 Анализ взрывопожарной опасности объекта исследования

2.1 Общая характеристика предприятия

Резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов представляют собой дорогостоящие и ресурсоемкие конструкции, требующие достаточно много времени для изготовления, монтажных и ремонтных работ, по этой причине поиск современных решений по обеспечению приемлемого уровня промышленной безопасности, регламентированной нормами ФЗ-116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» является актуальной научно-практической задачей.

«Газпромнефть – Московский НПЗ» – расположенное по адресу г. Москва, Капотня, 2-й квартал, д. 1, корп. 3.

Общий вид на «Газпромнефть – Московский НПЗ» представлен на рисунке 6.



Рисунок 6 – Общий вид наземного резервуарного парка

Нефтеперерабатывающее предприятие, входящее в структуру «Газпром нефть» – одной из ведущих компаний России в области производства дизельных топлив, высокооктановых бензинов и строительных битумов.

Проектная мощность предприятия по перерабатываемой нефти составляет 12,15 млн. тонн в год.

Московский НПЗ – нефтеперерабатывающее предприятие топливного типа, обеспечивающим в настоящее время около 34 % столичного рынка топлива и выпускающего более 30 наименований нефтепродуктов [3].

Резервуарный парк является одним из ключевых участков предприятия АО «Газпромнефть-МНПЗ», представляя собой комплекс тары, предназначенной для хранения различных видов подразделенного по продуктовым группам сырья. Кроме того, проектирование резервного количества нефтепродуктов позволяет обеспечить бесперебойное выполнение технологических операций всем нефтеперерабатывающим комплексом [4].

Основным критерием эффективности эксплуатации таких конструкций выступает удобство хранения и учета углеводородного сырья. Резервуарные парки в Российской Федерации проектируются на основе положений СНиП 2.11.03–93 и ГОСТ 1510–84 и ГОСТ 30852.9–2002. Указанная документация регламентирует качество изделий, обеспечивая в них максимальную сохранность топлива [3].

Внедрение комплекса технических средств позволяет обеспечивать непрерывный производственный контроль технологических процессов в резервуарных парках, сводя роль оператора к минимуму [3, 12].

Модернизация резервуарного парка предприятия является частью масштабной программы по модернизации Московского нефтеперерабатывающего завода до 2025 года, разработанной и проводимой ОАО «Газпром нефть».

Техническое перевооружение МПЗ было направлено на:

- замену морально и физически устаревшего оборудования;

- снижение энергопотребления;
- реконструкцию основных видов производств, обеспечивающих повышение качества продукции, в частности удалось повысить качество базовых масел, доведя его до уровня европейских стандартов, улучшить качество первичной переработки сырья, увеличив при этом отбор светлых и масляных фракций, и повысить их качество.

2.2 Расчёт последствий возможной аварийной ситуации

Анализ результатов технических расследований аварий показывает, что основными причинами возникновения аварий в 2019 г. явились:

- в 10 случаях (55,6 %) – внутренние опасные факторы, связанные с разгерметизацией и разрушением технических устройств;
- в 8 случаях (44,4 %) – ошибки персонала, связанные с нарушением требований организации и производства опасных видов работ, организации работ по обслуживанию оборудования.

Анализ обстоятельств возникновения и развития аварий, имевших место на других аналогичных объектах в разный период времени, показывает, что утечки опасных веществ из технологических систем их обращения могут происходить по ряду следующих основных причин:

Организационные причины:

- неправильная организация производства работ и несоблюдение требований промышленной и пожарной безопасности, которые чаще всего проявляются в периоды пуска и останова технологических линий, при подготовке и проведении ремонтных работ, гидравлических испытаний и т.д.;
- нарушение технологической и трудовой дисциплины;
- неэффективность производственного контроля;

- неосторожные или несанкционированные действия исполнителей работ.

Технические причины:

- неудовлетворительное техническое состояние оборудования;
- неисправность (отсутствие) средств ПАЗ, сигнализации;
- несоответствие проектных решений условиям производства и обеспечения безопасности;
- дефекты изготовления, монтажа и сборки и некачественный ремонт оборудования;
- выход параметров технологического процесса (давления, температуры, уровня жидкости в сосудах и аппаратах) за критические значения;
- механические повреждения или неисправности элементов технологического оборудования и трубопроводов, износ, коррозия, усталость металла;
- неисправности регулирующих, отсекающих и предохранительных клапанов, контрольно-измерительных приборов, приборов автоматического регулирования и сигнализации, автоматизированной системы управления и противоаварийной защиты;
- прекращение подачи энергоресурсов;
- прекращение подачи вспомогательных продуктов;
- нарушения в системе промышленной канализации и вентиляции;
- некачественная молниезащита и др.

Широкая номенклатура применяемых опасных веществ обуславливает широкий спектр возможных опасностей в случае реализации прогнозируемых аварий. Так, при разгерметизации технологического оборудования или трубопроводов в цехах аварийные выбросы могут сопровождаться образованием токсических и взрывоопасных облаков,

проливами горючих и легковоспламеняющихся жидкостей, разлитием горячих продуктов.

Опасными последствиями аварий могут быть воздействие на людей, здания и оборудование ударной воздушной волны и разлетающихся осколков, прямое огневое и термическое воздействие с фронта пламени, интоксикация людей при распространении токсических облаков.

При возникновении очага пожара пролива нефтепродукта, границы зон ЧС будут определяться границами зоны поражения тепловым излучением.

Обобщенная структура, рекомендуемая для определения ущерба от аварии на опасных производственных объектах, представлена на рисунке 7.

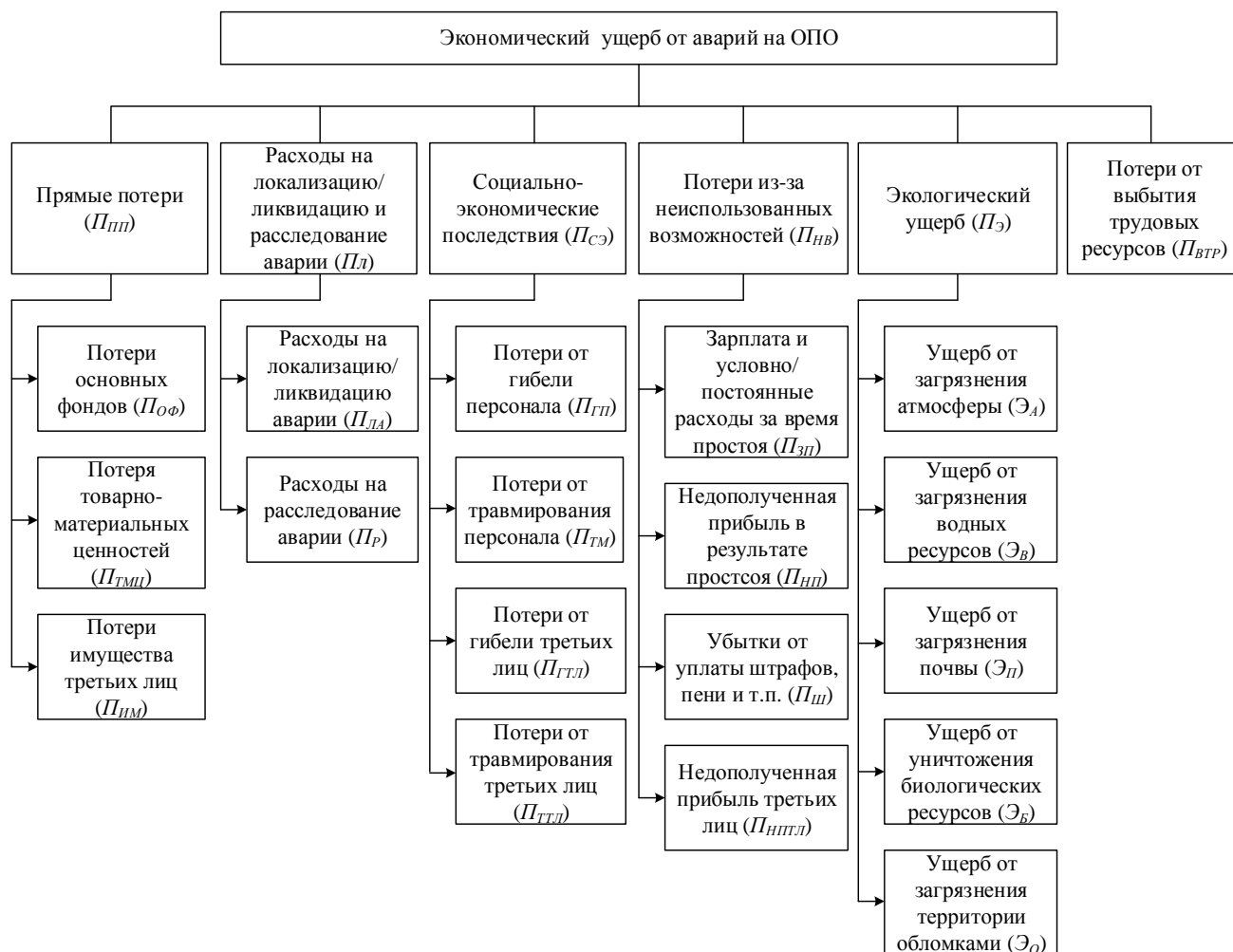


Рисунок 7 – Структура оценки ущерба от аварий на опасном производственном объекте

Вероятными последствиями возможного разлива нефтепродуктов при авариях являются:

- выброс в атмосферу загрязняющих веществ в результате испарения нефтепродукта с поверхности разлива;
- возгорание разлива нефтепродукта;
- выброс в атмосферу токсичных продуктов горения нефтепродукта при возгорании разлива;
- гибель и травмирование населения, находящегося в зоне действия поражающих факторов пожара разлива нефтепродукта;
- экономические потери, обусловленные нарушением нормальной работы.

Железнодорожные цистерны устанавливаются в поддоне, объем которого соответствует как минимум объему одной железнодорожной цистерны.

Площадка железнодорожной сливо-наливной эстакады имеет твердое водонепроницаемое покрытие. Железнодорожные цистерны устанавливаются в поддоне, объем которого соответствует как минимум объему одной железнодорожной цистерны. На основании вышеизложенного, сделан вывод о том, что при разгерметизации железнодорожной цистерны на сливо-наливной эстакаде, разлива нефтепродуктов по территории промышленной площадки АО «Газпромнефть-МНПЗ» не произойдет.

При разгерметизации технологических трубопроводов разлив нефтепродукта будет распространяться по территории промышленной площадки в сторону естественного уклона местности. Таким образом, площадь разлива нефтепродукта в этом случае будет ограничена естественным повышением рельефа местности, а также зданиями и сооружениями, расположенными на территории площадки.

Согласно приказу МПР № 156 нижний уровень разлива для нефтепродуктов при авариях на промышленных площадках соответствует:

- а) при разгерметизации резервуаров хранения (крупнотоннажные стационарные хранилища):
- промышленная площадка с твердым покрытием – 40 тонн для тяжелых нефтепродуктов, 20 тонн для светлых нефтепродуктов;
 - промышленная площадка без покрытия – 20 тонн для тяжелых нефтепродуктов, 7 тонн для легких нефтепродуктов.
- б) при разгерметизации ж.д. цистерны:
- промышленная площадка с твердым покрытием – 10 тонн для тяжелых нефтепродуктов, 5 тонн для легких нефтепродуктов;
 - промышленная площадка без покрытия – 5 тонн для тяжелых нефтепродуктов, 3 тонны для легких нефтепродуктов.
- в) при разгерметизации трубопровода:
- промышленная площадка с твердым покрытием – 40 тонн для тяжелых нефтепродуктов, 30 тонн для легких нефтепродуктов;
 - промышленная площадка без покрытия – 20 тонн для тяжелых нефтепродуктов, 15 тонн для легких нефтепродуктов.

Для персонала и окружающей среды наиболее опасными ЧС являются разливы нефтепродуктов с последующим возгоранием.

Коллективный риск смертельного поражения персонала составляет (чел/год):

- персонал заводоуправления – $2,0 \cdot 10^{-5}$;
- персонал цеха № 121/130 – $1,58 \cdot 10^{-2}$;
- персонал цеха № 122/123 – $6,04 \cdot 10^{-2}$;
- персонал цеха № 124/125 – $6,6 \cdot 10^{-2}$;
- персонал цеха 145 – $6,36 \cdot 10^{-6}$.

Коллективный риск поражения персонала субподрядных организаций, исходя из усредненного значения потенциального риска территории, вероятности присутствия людей в потенциально опасной зоне и

среднегодовой численности людей на открытой площадке составляет $3,0 \cdot 10^{-3}$ чел/год.

Коллективный риск смертельного поражения персонала сторонних организаций за пределами производственной площадки от взрывов дрейфующих облаков (с учетом вероятности реализации конкретного направления ветра и опасных метеоусловий) составляет:

- расположенных в восточном направлении от производственной площадки – $9,97 \cdot 10^{-4}$ чел/год;
- расположенных на севере от производственной площадки $3,02 \cdot 10^{-5}$ чел/год.

Средний индивидуальный риск поражения персонала от аварий составляет $2,16 \cdot 10^{-4}$ 1/год.

2.3 Существующие мероприятия по обеспечению безопасности производства

Основными вредными и опасными факторами являются [28]:

- физические (движущиеся машина и механизмы, повышенная и пониженная температура воздуха рабочей зоны, повышенный уровень шума на рабочем месте, повышенный уровень вибрации, опасный уровень напряжения в электрической цепи, недостаточная освещенность рабочей зоны, повышенный уровень рабочей зоны по высоте);
- психофизиологические (динамические физические перегрузки) – для водителей, механизаторов, крановщиков, слесарей по ремонту оборудования, операторов НПС.

Безопасность труда определяется:

- работой обученного и квалифицированного персонала;
- ответственностью каждого работника за создание безопасных условий труда и свою безопасность;

- созданием безопасных условий труда со стороны администрации.

Работник руководствуется знаками безопасности и надписями установленного содержания, которыми обозначаются опасные зоны, а во избежание травмы работник не допускает посторонних лиц за пределы защитного и специального ограждения.

Для обеспечения взрывопожаробезопасности приняты инженерно-технические решения и проводятся следующие организационно-технические мероприятия:

- контроль за соблюдением правил взрывопожаробезопасности, правил проведения огневых, газоопасных работ и работ повышенной опасности;
- применение взрывозащищенного электрооборудования;
- осуществляется постоянный контроль с помощью переносных газоанализаторов в ходе проведения газоопасных и огневых работ;
- проводится своевременное обучение и аттестация персонала по безопасным приемам работы и действиям, в том числе в чрезвычайных ситуациях.

Структура комплекса технических средств имеет иерархическую организацию и выбрана исходя из необходимости реализации целей управления и удовлетворения требований по надежности и временному регламенту, предъявляемых к АСУ ТП НПЗ руководящими документами.

АСУ ТП НПЗ выполнена на базе локальных систем контроля и управления основного и вспомогательного оборудования НПЗ, интегрированных между собой.

Аппаратура АСУ ТП НПЗ размещается в закрытых обогреваемых и (или) охлаждаемых взрывобезопасных помещениях. Аппаратура устойчива к воздействию синусоидальных вибраций.

В АСУ ТП НПЗ интегрируются следующие системы и подсистемы:

- локальный пульт контроля и управления НПЗ;

- системы пожарообнаружения и контроля загазованности (СПО и КЗ);
- система охранной сигнализации (КИТСОи САЗ).

АРМ НПЗ предназначен для контроля и организации управления основного и вспомогательного оборудования НПЗ, включая узел подключения. АРМ НПЗ реализует человеко-машинный интерфейс по контролю и управлению всем технологическим оборудованием.

Для контроля технологических параметров и сигналов оборудования непосредственно по месту система имеет в своем составе панель для отображения информации с органами управления технологическим оборудованием.

Аппаратура АРМ, включает рабочую станцию (РС) промышленного исполнения и дополнительные средства для питания рабочей станции и средств коммуникации, устройств визуализации и регистрации данных.

Для вывода служебной информации на печать служит лазерной принтер формата печати А-4, соединенный с рабочей станцией сетевым интерфейсом.

Оборудование передачи данных включает коммуникационные шлюзы, промышленные контроллеры и конвертеры протоколов.

Основными устройствами, обеспечивающими оперативный обмен информацией, являются следующие модули:

- конвертеры оптика/витая пара;
- коммуникационные шлюзы.

Датчики, сигнализаторы, исполнительные механизмы технологического оборудования площадки НПЗ подключаются к контроллеру по физическим каналам связи.

Все блок-боксы комплектной поставки, входящие в состав НПЗ, комплектуются датчиками аналоговых и дискретных сигналов, а также блоками управления исполнительными механизмами и импульсными

трубками, которые позволяют эксплуатировать их при расчетных температурах окружающего воздуха без дополнительного обогрева.

Информационное обеспечение представляет собой совокупность данных, средств и методов организации информации о составе и работе оборудования НПЗ, обеспечивающее выполнение всех функций.

В состав информационного обеспечения АСУ ТП НПЗ входят:

- система сбора и передачи информации;
- система классификации и кодирования;
- база данных реального времени;
- система отображения информации (человеко-машинный интерфейс).

По составу информационное обеспечение АСУ ТП НПЗ включает следующие данные:

- входная информация о состоянии и параметрах работы основного и вспомогательного и оборудования НПЗ;
- выходная информация;
- справочные данные (нормативы, классификаторы, прочие документы).

Состав и объем информации в базе данных определяется составом оборудования, функционирующего под управлением АСУ ТП НПЗ, а также количеством параметров, которые описывают оборудование, и степенью детализации оборудования.

Информационное обеспечение АСУ ТП НПЗ реализовано в виде немашинной и внутримашинной баз данных.

Информация немашинной базы данных – это документы, классификаторы, методики, нормативы, паспортные и справочные данные, необходимые для формирования внутримашинной базы данных. Внутримашинная база данных предназначена для сбора, хранения и обработки информации о работе технологического оборудования в режиме реального времени, отображения этой информации на экранах рабочих

станций оперативного персонала. Информация внутримашинной базы данных (база данных реального времени) представлена следующими группами:

- оперативная информация о состоянии оборудования – входная и выходная информация;
- данные по предельным значениям параметров, вводимые оператором системы;
- команды – входная управляющая информация, поступившая от рабочей станции, и выходная управляющая информация, сформированная системой SCADA.

Информация внутримашинной базы данных доступна пользователям АСУ ТП НПЗ, а также другим системам средствами межпрограммных интерфейсов, видеокадров, в виде выходных документов.

Основными источниками входной информации в АСУ ТП НПЗ являются:

- датчики дискретных и аналоговых сигналов, установленные на объектах управления;
- рабочая станция оперативного персонала и локальная панель управления, с которых вводятся команды управления.

Контроль входных данных от объекта осуществляется в соответствии с процедурой опроса датчиков методом сравнения значения параметров с предельными значениями диапазона измерения. Обнаруженное отклонение параметра сигнала от предельного значения диапазона измерения регистрируется во внутримашинной базе.

Информационная совместимость АСУ ТП НПЗ с другими системами обеспечена использованием стандартных программных и технических средств, а также использованием единой для предприятия нормативно-справочной базы данных.

По способу сбора входная информация, поступающая в АСУ ТП НПЗ, делится на группы:

- оперативная информация, которая регистрируется датчиками дискретных и аналоговых сигналов и автоматически поступает в базу данных;
- нормативно-справочная информация, которая вводится в диалоговом режиме с клавиатуры рабочей станции;
- служебная информация, которая необходима для организации программного взаимодействия компонентов системы.

Датчики дискретных и аналоговых сигналов устанавливаются на объектах управления.

Интенсивность информационного потока и объем данных, поступающих в систему в виде сигналов, зависит от количества установленных датчиков, периода их опроса и количества сигналов.

Ввод команд управления осуществляется с рабочей станции персонала, локальной ПУ или формируются системой автоматически. Объем команд зависит от количества сигналов, требующих управляющего воздействия.

Обмен данными между вспомогательными системами и АСУ ТП НПЗ осуществляется с использованием стандартных протоколов обмена.

Система классификации и кодирования данных обеспечивает структурирование и идентификацию данных, организацию информационной взаимосвязи между составными частями АСУ ТП НПЗ и вспомогательными системами.

Основной информационной единицей АСУ ТП НПЗ являются измеряемые значения технологических параметров, сигналы состояния оборудования и показатели управляющих действий, которые формирует система или оператор. В соответствии с этим, основным объектом классификации и кодирования при проектировании информационного обеспечения определен «сигнал».

Система классификации и кодирования обеспечивает привязку сигналов к организационным объектам, видам и объектам оборудования, типам и временным интервалам сигналов.

Система классификации описывает следующие информационные объекты:

- объекты управления;
- оборудование объектов управления;
- сигналы.

Система классификации и кодирования позволяет:

- классифицировать и идентифицировать объекты управления;
- классифицировать и идентифицировать оборудование объектов управления;
- классифицировать и идентифицировать сигналы датчиков о состоянии работы оборудования, а также сигналы, управляющие работой оборудования, в течение интервала времени.

Классифицированное обозначение сигналов и параметров, описание оборудования и объектов на линейной части являются основой для формирования идентификатора сигнала.

Выходные данные отображаются средствами человеко-машинного интерфейса на видеокдрах и регистрируются в выходных документах на печати.

2.4 Порядок действий сотрудников при ЧС

При возникновении аварийной ситуации, связанной с разливом нефтепродукта, дежурный диспетчер оповещает руководство и персонал АО «Газпромнефть-МНПЗ», АСФ. После получения сообщения о разливе нефтепродуктов на объектах АО «Газпромнефть-МНПЗ», командир АСФ отдаёт распоряжение на приведение в готовность и выдвижение в зону ЧС сил и средств, для проведения работ по локализации и ликвидации ЧС(Н).

Доставка личного состава АСФ(Н), а также техники и технических средств в зону ЧС(Н) осуществляется по дорогам общего пользования РФ.

При аварийной ситуации, связанной с разгерметизацией (разрушением)

резервуара хранения нефтепродукта персоналу цеха необходимо принять следующие меры:

- немедленно перевести налив нефтепродукта в другой (неповрежденный) резервуар;
- закрыть приемную задвижку на аварийном резервуаре;
- оповестить диспетчера АО «Газпромнефть-МНПЗ»;
- организовать вывод в безопасную зону персонала резервуарного парка, не участвующего в работах по ЛЧС(Н).

При аварийной ситуации, связанной с разгерметизацией технологического трубопровода на территории промышленной площадки, оператор принимает следующие меры:

- останавливает перекачку нефтепродукта по поврежденному участку технологического трубопровода;
- оповещает диспетчера АО «Газпромнефть-МНПЗ»;
- организует поиск места утечки, проводит оценку характера повреждения и масштаба аварии;
- организует отключение поврежденного участка закрытием ближайших задвижек.

При аварийной ситуации, связанной с разгерметизацией ж.д. цистерн на территории промышленной площадки, оператор принимает следующие меры:

- останавливает технологические операции по сливу нефтепродукта;
- оповещает диспетчера АО «Газпромнефть-МНПЗ»;
- проводит оценку характера повреждения и масштаба аварии.

Локализация разлившегося нефтепродукта на территории промышленной площадки включает в себя меры по созданию контурного ограждения (обваловки, заградительной траншеи, щитовых сооружений), обеспечивающего непроницаемость для разлившегося нефтепродукта, с использованием инженерной техники, привозного грунта и др. материалов.

Для тушения пожаров, проведения связанных с ними первоочередных аварийно-спасательных работ на объектах АО «Газпромнефть-МНПЗ» на основании договора привлекаются силы и средства силы и средства АСФ.

Алгоритм (последовательность) проведения операций ЛЧС(Н):

- сообщение о разливе нефтепродукта;
- сбор КЧС и ПБ АО «Газпромнефть-МНПЗ»;
- привлечение сил и средств АСФ;
- оценка обстановки на месте разлива нефтепродукта;
- оценка своих сил и средств по локализации и ликвидации ЧС(Н) и изучение необходимости и возможности привлечения дополнительных средств от других взаимодействующих организаций;
- нанесение на карту фактической обстановки, прогноза растекания нефтепродукта;
- проведение оперативно-тактических расчетов с определением необходимого наряда сил и средств и времени на проведение операции по локализации и ликвидации чрезвычайной ситуации;
- выработка замысла, разработка оперативного плана ликвидации разлива нефтепродукта и принятие решения на проведение операции по ликвидации разлива нефтепродукта;
- доведение оперативного плана ликвидации разлива нефтепродукта до участников (вышестоящих и взаимодействующих организаций);
- постановка задач силам, привлекаемым к проведению операции;
- организация мероприятий по обеспечению пожарной безопасности (приведение в готовность технических средств тушения пожаров, постановка задач пожарному подразделению);
- организация материально-технического обеспечения операции;
- локализация разлива нефтепродукта силами АСФ(Н), оконтуриванием участка канавой, устройством земляного вала и т.д. с использованием инженерной техники, грунта и других

- материалов;
- применение нефтесборных систем для сбора пролитого нефтепродукта;
 - уточнение обстановки и перераспределение сил и средств по завершению ликвидации чрезвычайной ситуации;
 - определение количества передвижных емкостей, предназначенных для временного хранения собранного нефтепродукта;
 - нефтесодержащие отходы передаются на утилизацию специализированной организации, имеющей лицензию на осуществление данного вида деятельности;
 - обработка оставшегося нефтепродукта сорбентами;
 - зачистка загрязненной территории;
 - организация свертывания сил и средств, участвующих в операции;
 - составление отчета о ликвидации ЧС(Н) и проведение восстановительных мероприятий по ликвидации последствий разлива.

Алгоритмы действий при проведении операций по ликвидации ЧС, связанных с разливом нефтепродукта приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Алгоритм (последовательность) проведения операций ЛЧС(Н) при разливах нефтепродуктов при авариях на объектах АО «Газпромнефть-МНПЗ».

Мероприятия	Ответственное лицо
1	2
Разлив нефтепродуктов	
1. Дает команду на отключение питания технологических схем. 2. Вызывает на место аварии пожарный расчет и скорую помощь (при необходимости). 3. Сообщает о возникшей аварийной ситуации начальнику цеха, в зоне ответственности которого произошла ЧС(Н), генеральному директору АО «Газпромнефть-МНПЗ», первому заместителю ГД - техническому директору АО «Газпромнефть-МНПЗ», СЦУКС ПАО «Газпромнефть», АСФ(Н). 4. Действует согласно полученным указаниям. 5. Донесения согласно табеля срочных донесений.	Диспетчер АО «Газпромнефть- МНПЗ»

<ol style="list-style-type: none"> 1. Прекращает технологические операции. 2. Обесточивание. 3. Производит эвакуацию людей. 4. Выставляет предупредительные знаки перед въездом на объект. 5. Подносит к месту аварии средства пожаротушения. 	Персонал объекта
<p><u>При получении информации:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Прибывает на место ЧС(Н). 2. До прибытия первого заместителя ГД - технического директора АО «Газпромнефть-МНПЗ» принимает обязанности руководителя работ на себя. 3. Назначает лицо, ответственное за ведение оперативного журнала ликвидации аварии. 	Начальник цеха, в зоне ответственности которого произошла ЧС(Н)

Продолжение таблицы 4

1	2
<p><u>При получении информации:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Прибывает на место ЧС(Н). 2. Принимает обязанности руководителя работ на себя. 3. Принимает решение о привлечении сил и средств АСФ(Н). 4. Принимает решение на оповещение и сбор членов КЧС АО «Газпромнефть-МНПЗ», необходимых для ликвидации аварии. 5. Собирает информацию и оценивает обстановку. 6. Следит за безопасным проведением работ. 7. Информировывает генерального директора АО «Газпромнефть-МНПЗ» об обстановке, принимаемых мерах и результатах работ по ликвидации аварии и ее последствиях. 8. По прибытии пожарного расчета, совместно с командиром прибывшего подразделения принимает меры по недопущению возгорания разлившейся нефтепродуктов. 9. Готовит наряд-допуск на проведение работ повышенной опасности. 10. Назначает лицо, ответственное за ведение оперативного журнала ликвидации аварии. 	Первый заместитель ГД – технический директор АО «Газпромнефть-МНПЗ»
<p><u>При получении информации:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Информировывает руководство ПАО «Газпромнефть», органы местного самоуправления, контролирующие и надзорные органы об обстановке, принимаемых мерах и результатах работ по ликвидации аварии и ее последствиях. 2. Оценивает обстановку, принимает решения, ставит задачи сотрудникам предприятия. 3. Утверждает План аварийно-восстановительных работ (при необходимости). 	Генеральный директор АО «Газпромнефть-МНПЗ»
<ol style="list-style-type: none"> 1. Прибывает на объект. 2. Производит боевое развертывание. 	Командир пожарного

3. Совместно с руководителем работ и старшим группы АСФ(Н) оценивает обстановку и согласовывает план проведения аварийно-восстановительных работ.	расчета
<u>Командир АСФ(Н):</u> <ul style="list-style-type: none"> - организует прибытие аварийно-спасательного формирования на объект; - совместно с руководителем работ и командиром пожарного расчета оценивает обстановку и согласовывает план проведения аварийно-восстановительных работ и работ по локализации и ликвидации разлива нефтепродуктов; - проводит инструктаж согласно инструкции по безопасному производству работ с записью в журнале инструктажей на рабочем месте; - проводит инструктаж согласно утвержденному Плану аварийно-восстановительных работ и наряд-допуска на проведение работ повышенной опасности; 	Командир АСФ(Н)

Продолжение таблицы 4

1	2
<ul style="list-style-type: none"> - производит постоянный мониторинг газовой среды на предмет наличия взрывоопасных паров; - проводит аварийно-восстановительные работы и работы по локализации и ликвидации разлива нефтепродуктов согласно утвержденному плану; - докладывает генеральному директору АО «Газпромнефть-МНПЗ» о завершении работ. 	
Пожар разлива нефтепродуктов	
<ol style="list-style-type: none"> 1. Дает команду на отключение питания технологических схем. 2. <u>Немедленно</u> вызывает на место аварии пожарный расчет и скорую помощь (при необходимости). 3. Сообщает о возникшей аварийной ситуации начальнику цеха, в зоне ответственности которого произошла ЧС(Н), генеральному директору АО «Газпромнефть-МНПЗ», первому заместителю ГД - техническому директору АО «Газпромнефть-МНПЗ», СЦУКС МЧС РФ, АСФ(Н). 4. Действует согласно полученным указаниям. 5. Донесения согласно табеля срочных донесений. 	Диспетчер АО «Газпромнефть-МНПЗ»
<ol style="list-style-type: none"> 1. Прекращает технологические операции. 2. Производит эвакуацию людей из опасной зоны. 3. Задействует штатные средства пожаротушения. 4. Выставляет предупредительные знаки перед въездами на объект. 5. Подносит к месту аварии дополнительные средства пожаротушения. 	Персонал объекта
При получении информации: <ol style="list-style-type: none"> 1. Прибывает на объект. 2. До прибытия первого заместителя ГД - технического директора АО «Газпромнефть-МНПЗ» принимает обязанности руководителя работ на себя. 	Начальник цеха, в зоне ответственности которого произошла

3. Назначает лицо, ответственное за ведение оперативного журнала ликвидации аварии.	ЧС(Н)
<u>При получении информации:</u> 1. Прибывает на объект. 2. Принимает обязанности руководителя работ на себя. 3. Принимает решение о привлечении сил и средств АСФ(Н). 4. Принимает решение на оповещение и сбор членов КЧС АО «Газпромнефть-МНПЗ», необходимых для ликвидации аварии. 5. Собирает информацию и оценивает обстановку. 6. Следит за безопасным проведением работ. 7. Информировывает генерального директора АО «Газпромнефть-МНПЗ» об обстановке, принимаемых мерах и результатах работ по ликвидации аварии и ее последствиях.	Первый заместитель генерального директора - технический директор

Продолжение таблицы 4

1	2
8. По прибытии пожарного расчета, совместно с командиром прибывшего подразделения принимает меры по недопущению возгорания разлившегося нефтепродукта. 9. Готовит наряд-допуск на проведение работ повышенной опасности. 10. Назначает лицо, ответственное за ведение оперативного журнала ликвидации аварии.	АО «Газпромнефть-МНПЗ»
<u>При получении информации:</u> 1. Информировывает руководство ПАО «Газпромнефть», органы местного самоуправления, контролирующие и надзорные органы об обстановке, принимаемых мерах и результатах работ по ликвидации аварии и ее последствиях. 2. Оценивает обстановку, принимает решения, ставит задачи сотрудникам предприятия. 3. Утверждает План аварийно-восстановительных работ.	Генеральный директор АО «Газпромнефть-МНПЗ»
1. Прибывает на объект. 2. Производит боевое развертывание. 3. Приступает к тушению очага возгорания. 4. Совместно с руководителем работ и старшим группы АСФ(Н) оценивает обстановку и согласовывает план проведения аварийно-восстановительных работ.	Командир пожарного расчета

<p><u>Командир АСФ(Н):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - организует прибытие аварийно-спасательного формирования на объект; - совместно с руководителем работ и командиром пожарного расчета оценивает обстановку и согласовывает план проведения аварийно-восстановительных работ и работ по локализации и ликвидации разлива нефтепродуктов; - проводит инструктаж согласно инструкции по безопасному производству работ с записью в журнале инструктажей на рабочем месте; - производит постоянный мониторинг газовой среды на предмет наличия взрывоопасных паров; - проводит инструктаж согласно утвержденному Плану аварийно-восстановительных работ и наряд-допуска на проведение работ повышенной опасности; - проводит аварийно-восстановительные работы и работы по локализации и ликвидации разлива нефтепродуктов согласно утвержденному плану; - докладывает генеральному директору АО «Газпромнефть-МНПЗ» о завершении работ. 	<p>Командир АСФ(Н)</p>
---	------------------------

В структуре АО «Газпромнефть-МНПЗ» функционирует Служба Безопасности, осуществляющая деятельность по предотвращению актов технологического терроризма, а на производственных объектах введена пропускная система.

Также проводятся мероприятия по предотвращению постороннего вмешательства в деятельность производственных объектов, а также по противодействию возможными террористическими актами.

2.5 Обоснование корректирующих мероприятий

Оценка существующих данных о надежности автоматизированных систем обеспечения технологических процессов, например базы OREDA, показывает, что аппаратное обеспечение функции автоматизированной системы редко является источником аварий (8% всех аварий, зарегистрированных между 1981 и 2009 гг. на объектах 10 международных нефтяных групп). Тем не менее, в отличие от датчиков, функции автоматизированной системы остаются зависимыми от вмешательства

человека, учитывая растущее присутствие диспетчерских пунктов и экранов дисплеев на промышленных объектах. Здесь кроется первый парадокс, открытый в начале 1980-х годов, когда было широко предсказано, что со 2-й половины 20-го века технологические процессы больше не будут нуждаться в человеческом присутствии, вместо этого их заменит машина.

В то время как эти прогнозы учитывали выдающуюся эффективность автоматизированных систем и их популярность в операциях управления технологическими процессами, статистика аварий предполагала, что гипотеза об устранении человеческого фактора как источника аварий с меньшим количеством промышленных аварий в качестве конечного результата была фактически нереалистичной.

Второй парадокс возник с расширением автоматизации производства: человеческий фактор не исчез, а просто сместился. По мере повышения уровня автоматизации роль человека-оператора становилась критической, переходя от простого оператора (открытие или закрытие клапанов, регулировка машины и т. Д.) к супервизору, ответственному за довольно сложные процессы.

Столкнувшись с такой ситуацией, руководители промышленных предприятий отреагировали на это, тщательно пересмотрев свои критерии найма, а также новую организацию рабочих мест и технические задания.

Проблемы появились и продолжают расти усилия по снижению аварийности на производстве; хотя таких проблем, по общему признанию, меньше, они потенциально более серьезны, поскольку они возникают в результате взаимодействия человека и машины и носят не только технический характер.

Благодаря своим суждениям, опыту и способностям к адаптации человек остается как никогда в центре безопасности автоматизированных процессов. Учитывая способность человека-оператора обнаруживать ситуации высокого риска за пределами вероятных возможностей обнаружения любого текущего или будущего контроллера, правильный

баланс должен быть достигнут при автоматизации процесса, чтобы сохранить центральную роль человека в надзоре за эффективностью и безопасностью.

В качестве случайной причины человеческий фактор порождает более сложные ошибки, способные затрагивать физическое и психическое состояние оператора, степень его восприятия состояния процесса (вводя в игру понятие осознания ситуации) и эргономику рабочего места. Первопричины несчастных случаев, связанные с организационными факторами, естественно, могут быть идентифицированы, например, обучение, назначение задач, система проектирование и программирование. Эти наблюдения также проверяются за пределами промышленности в таких областях, которые стали сильно автоматизированными, как авиационный или морской транспорт. Значительное количество исследований подтверждает преобладание человеческого и организационного факторов в промышленных авариях по отношению к обработке информации, поступающей с помощью автоматизированной системы, и, в более широком смысле, во всех технологических авариях.

Хотя влияние внедрения автоматизации на промышленных предприятиях вызвало ряд критических замечаний, мало кто сегодня будет оспаривать ее преимущества для безопасности рабочих и технологических процессов. Оператор, теперь удаленный от опасных веществ и установок, по-прежнему может получить быстрый доступ ко всем параметрам управления; контроллеры автоматики постоянно контролируют в режиме реального времени сотни параметров и часто реагируют быстрее, чем люди, если производительность отклоняется или возникают случайные ситуации

Влияние норм и стандартов качества, в дополнение к общественному давлению, оказываемому на повышение безопасности на промышленных объектах, побудило руководителей предприятий еще больше расширить автоматизацию, чтобы свести к минимуму человеческий фактор при авариях или несоблюдении требований.

Более того, с промышленной точки зрения инвестиции в такой технический барьер, как автоматизация, поощряются благодаря его репутации огромной надежности.

Многие установки спроектированы с универсальностью, что в свою очередь, повышает вероятность возникновения случайных ситуаций, не ожидаемых при внедрении автоматизированной системы или возникающих в результате неправильных управляющих решений.

Напротив, нефтеперерабатывающий сектор гораздо реже упоминается в статистиках, чем химические вещества в исследуемой выборке аварий (несмотря на относительно высокий уровень автоматизации), хотя он по-прежнему занимает 2-е место с 11% всех зарегистрированных случаев, но представляет собой всего 2,1% всех аварий. Объемы обрабатываемых продуктов и сырья, а также зависимость от непрерывных процессов, требующих значительного оборудования, хорошо адаптированы к решениям автоматизации процессов и централизованной форме управления подразделениями, что, вероятно, объясняет это наблюдение. В противоположность этому – химический сектор, то количество нефтеперерабатывающих установок ограничено (максимум 13 объектов, действующих во Франции в течение исследуемого периода), и, кроме того, процессы переработки, по-видимому, более широко стандартизированы. Такие условия предоставляют меньше возможностей для исключительных ситуаций автоматизации в течение нормального периода эксплуатации.

Оценка 275 аварий, связанных с дефектами автоматизированных систем, показывает роль аппаратных средств в 49% аварий, за которыми следуют человеко-машинные интерфейсы (ММИ) в 41% случаев. Компоненты, связанные с передачей данных в автоматизированных системах (шина данных, реле), задействованы в 14% всех случаев. Эти результаты отражают важность централизованного контроля в процессах.

Функции автоматизированной системы, связанные с органами управления, задействованы в 80% случаев против 25% для функций,

посвященных безопасности, причем несколько аварий фактически применимы к обеим функциям, когда контроллер автоматизации обрабатывает эти две функции одновременно. Напротив, несчастные случаи, вызванные неправильной интеграцией функции обработки, были почти одинаково распределены между спецификациями процесса (53%) и спецификациями безопасности (47%). Этот баланс был особенно заметен в химическом секторе.

Отказы компонентов являются основной непосредственной причиной сбоев функций обработки (102 аварийных случая). Хотя эта функция менее подвержена воздействию технологических сред, чем датчики и исполнительные механизмы (т. е. рискам загрязнения, коррозии и механического заклинивания), она в значительной степени зависит от автоматизированного программирования, которое способно вызвать сбой без полного отказа автоматизированной системы. Эти факторы объясняют степень неисправностей без полного отказа в общем распределении отказов компонентов.

Они также подчеркивают, что эти неисправности трудно обнаружить операторам, что подчеркивает важность их образования и обучения на рабочем месте. Кроме того, потенциал отказа компонентов на различных объектах является кумулятивным: электронные карты, реле связи, кабели, источники питания, экраны дисплеев, центральные процессоры, системы звуковой сигнализации и т.д.

Несчастные случаи также возникают после модификаций, особенно когда автоматизированная система заменяет ручную или сосуществует вместе с ней, даже при взаимодействии между двумя системами предотвращение его перевода процесса в безопасный режим работы или остановки/обнаружения возникновения аварии.

3 Исследовательская часть

3.1 Исследование проблем развития централизованных систем управления технологическими процессами

В контексте развития централизованных систем управления роль операторов и контролеров жизненно важна для успешной эксплуатации и безопасности автоматизированных установок.

Среди работников нефтеперерабатывающего завода распространялась следующая шутка: «Сколько минут нефтеперерабатывающий завод будет продолжать работать без инцидентов или аварий, если все сотрудники будут эвакуированы?».

Ошибки мониторинга являются непосредственной причиной 63% аварий, связанных с отказами управления технологическими процессами (173 случая). Эти неудачи чаще всего проявляются бездействием или запоздалой реакцией со стороны оператора, столкнувшихся с нештатными ситуациями, указывают на первопричины, связанные с проектированием системы управления, рабочей нагрузкой и обучением оператора.

Чтобы лучше понять их природу, различные выявленные ошибки мониторинга были отсортированы по 4 категории:

- Ошибки восприятия. Оператор диспетчерской не воспринимает или полностью не замечает информацию, передаваемую автоматизированной системой относительно состояния процесса или процессов, находящихся под его контролем.
- Ошибки интерпретации. Оператор диспетчерской точно воспринял предоставленную информацию, но не смог должным образом понять состояние предполагаемого процесса или процессов.
- Ошибки при принятии решений. Оператор диспетчерской полностью осознал состояние процесса или процессов, но все же решил предпринять действия, которые оказались неправильными,

или не предпринял соответствующих действий, причем такое решение привело к аварии или повысило ее уровень тяжести.

- Ошибки выполнения. Оператор диспетчерской принял правильное решение, но допустил ошибку во время выполнения.

Одни только проблемы восприятия объясняют половину всех несчастных случаев, связанных с обработкой, из-за ошибок мониторинга.

Ошибки восприятия были разделены на 4 подкатегории.

Эта классификация показывает, что большинство ошибок восприятия не может быть непосредственно приписано оператору диспетчерской.

На самом деле некоторые контрольные параметры недоступны в момент аварии из-за неисправности или дефекта конструкции, который сделал эти параметры невозможными для восприятия в стандартных условиях работы оператора диспетчерской, или просто потому, что мониторинг этих параметров изначально не планировался. Кроме того, некоторые ошибки восприятия связаны с отсутствием оператора диспетчерской, так как назначение других неотложных задач привлекло его внимание в другом месте.

Ошибки мониторинга, не вызванные неспособностью оператора диспетчерской воспринимать существенные параметры, часто возникают из-за проблем в попытках понять текущие условия, окружающие процесс под его наблюдением. Различные ошибки интерпретации, которые возникают, были отсортированы по 4 подтипа и выявляют первопричины, тесно коррелирующие с уровнем квалификации оператора и его ролью в выполнении поставленных задач управления.

Недостаточное знакомство с процессом. Этот тип ошибки интерпретации часто возникает, когда процесс становится автоматизированным или модернизированным, или в случае исключительного инцидента на контроллере автоматизации. В случае автоматизации или модернизации производственные ограничения могут привести к быстрому запуску службы, в то время как операторы

диспетчерских еще недостаточно проинструктированы или обучены надзору за контроллером. Их профессиональный опыт и уровень квалификации не подготовили их к тому, чтобы «виртуально» контролировать высокоавтоматизированный процесс, требующий знание того, как управлять объектами с рабочего стола, определять ключевые параметры на нескольких экранах и строить мысленную картину технологической ситуации на основе таких данных.

Австралийский опрос, проведенный в 2015 году среди операторов диспетчерских пунктов, работающих на железнодорожных сетях, автоматизированных заводах и (неядерных) электростанциях, показал, что 51% респондентов считают, что их уровень подготовки оказался недостаточным; среди руководителей электростанций этот показатель вырос до 80%.

Британское исследование, посвященное 107 автоматизированным промышленным объектам с централизованными системами управления, показало, что только 23% объектов разработали специальную программу обучения операторов диспетчерских пунктов процедурам управления и аварийным ситуациям, 15% включали систему сертификации, предназначенную для мониторинга технологических процессов, и только 3% имели учебный тренажер.

В высокоавтоматизированном процессе оператор, изолированный в комнате управления, больше не находится в контакте с процессом и потерял сенсорные рефлексы (шум, вибрация и т.д.). Его знание процесса колеблется, и он рискует потерять контроль над процессом. Процесс становится «черным ящиком», причем его концентрация обращается исключительно на обнаженную виртуальную часть, то есть информацию, передаваемую автоматизированной системой в диспетчерскую.

Исследования по теме управления сигнализацией диспетчерской, проведенные с начала 2000-х годов, подтвердило, что проблема заключается не в квалификации оператора, а в экспоненциальном росте числа

сигнализаций диспетчерской, которое в настоящее время значительно превышает возможности обработки операторов. В 2018 году французский руководитель промышленного проекта подсчитал, что только 20-40% сигнализаций диспетчерской действительно необходимы.

Опрос 2012 года, проведенный в США в панели промышленных предприятий с централизованным объектом управления (с разбивкой 52% тяжелой промышленности, 33% производства и 15% фармацевтическими и пищевой промышленности) показали, что у половины обследованных участков не были установлены либо способ для управления сигнализациями, а 70% респондентов признали, что чрезмерное количество сигнализаторов имеет отрицательные последствия для производственного процесса и безопасности.

Ошибочные параметры. Этот тип ошибок интерпретации встречается гораздо реже. В этом случае ошибочная информация, предоставленная оператору диспетчерской во время аварии, мешает ему правильно проанализировать складывающуюся ситуацию относительно процесса под его наблюдением.

Ошибки принятия решений составляют лишь небольшую долю всех изученных ошибок мониторинга, однако они часто выявляют сбои во взаимодействии оператора диспетчерской с автоматизированной системой. Из 4 типа ошибок принятия решений, два из них связаны с предвзятостью принятия решений из-за отношения человека-оператора к системе, находящейся под его контролем.

Большинство ошибок при принятии решений связано с контекстом, в котором оператор диспетчерской демонстрирует недоверие к системе автоматизации.

Недоверие к автоматизированной системе. Присутствуя в большинстве проанализированных ошибок принятия решений, это наблюдение часто отражает раскол между «руководством», которое решает автоматизировать управление процессами, и «персоналом», необходимым для адаптации к

новым методам работы. На практике оператору диспетчерского пункта поручается оценить работу контролируемой автоматизированной системы; если он сочтет, что системе не хватает надежности или эффективности, он будет склонен терять уверенность в передаваемых параметрах и полагаться на собственное восприятие ситуации. Несчастный случай статистика показывает, что такие ситуации чаще возникают вне нормальных рабочих фаз (например, запуск, отказ компонентов), когда сигналы тревоги активируются последовательно или волнами, что приводит к тому, что операторы диспетчерской просто игнорируют их. Эта ситуация может побудить оператора «обойти» автоматизированную систему, чтобы предпринять действия, которые он считает более приспособленными, но в действительности может оказаться катастрофической. Это типично для ситуаций, когда после ряда конструктивных недостатков автоматизированная система фактически нарушает или усложняет работу операторов.

Исследования также показали, что может возникнуть извращенный эффект, когда такой обход вызывает аварию: он убеждает руководство еще больше ограничить свободу действий операторов диспетчерской по отношению к автоматизированной системе, создавая таким образом «чрезмерно автоматизированную» среду, которая часто заставляет операторов применять еще более сложную и рискованную стратегию обхода.

Потеря контакта с процессом, может усугубить это недоверие, еще больше мотивируя операторов диспетчерской обходить автоматизированную систему, учитывая, что они часто игнорируют случайные последствия этого обхода.

Может возникнуть порочный круг: по мере того как оператор диспетчерской становится все более склонным пренебрегать ролью своего руководителя, его знакомство с процессом снижается, и он склонен полагаться на автоматизированную систему в ущерб своим критическим рассуждениям.

Другое исследование, проведенное в 1997 году, показало, что операторы в среднем могли обнаруживать дефекты автоматизированной системы только в 40% случаев, когда система демонстрировала постоянную надежность, и в 70% случаев, когда демонстрировала неустойчивые операции.

Тревожная рабочая среда. Этот тип ошибки возникает, когда оператор диспетчерской (или группа операторов диспетчерской) должны принять решение при наличии нетипичной, следовательно, нечастой ситуации. Некоторые аспекты рабочей среды будут мешать процессу принятия решений. Во-первых, стресс возникает из-за необходимости принять решение в течение короткого периода времени (в большинстве случаев не более 10 минут), которое часто будет необратимым (без погрешности).

Кроме того, лицо, принимающее решение, находится под давлением или оказывает давление на себя из-за ставки: риск ухудшения аварии, экономические потери для завода или дополнительная работа для полевых операторов, отвечающих за перевод процесса в безопасное состояние или его перезапуск.

Ненадлежащие процедуры. Во время нештатной ситуации оператор диспетчерской должен часто ссылаться на письменные процедуры в качестве руководства для принятия решений. Однако такие процедуры иногда оказываются неполными или неуместными для данной ситуации, чего не ожидалось при написании процедур. Затем оператор будет основывать свое решение на применимых процедурных руководящих принципах или же использовать такие руководящие принципы для выбора варианта из нескольких приемлемых возможностей. Если он не сможет оценить уместность данной процедуры для нештатной ситуации то это приведёт к выбору неправильного решения.

Североамериканское исследование показало, что 40% эксплуатационных ошибок, совершаемых во время аномальных или

нетипичных ситуаций в промышленных условиях, происходят из-за неполных или плохо написанных процедур.

Ошибки выполнения мониторинга встречаются наименее часто среди изученных аварий. Это наблюдение можно объяснить тем, что такие ошибки находятся в конце когнитивной цепи, а также тем, что операторы диспетчерской или мобилизованный персонал успешно исправляют большинство ошибок этого типа, несмотря на высокую частоту их возникновения (т.е. от 70% до 80% человеческих ошибок). Во всех случаях эти ошибки относятся как к плохому выполнению требуемого действия (т.е. ошибка манипуляции), так и к его неисполнению (недосмотр).

Во многих случаях неспособность выполнить требуемое действие коррелирует с тем, что оператор имеет дело с высоким уровнем стресса. Персонал диспетчерской должен соответствующим образом реагировать на сигналы тревоги, что влечет за собой постоянное внимание к тому, чтобы упустить из виду действие, ранее принятое среди множества действий, необходимых в течение короткого периода времени. Уровень стресса повышается только во время одиночной смены (ночью), скорее всего, потому что автоматизация часто служит для резкого сокращения персонала, в то время как сложная ситуация требует должно быть решено.

Плохое выполнение требуемого действия. Эти ошибки включают в себя все те ошибки, которые оператор диспетчерской способен совершить в ходе рутинного выполнения своей миссии, такие как ошибки (например, ошибка программирования, непреднамеренное нажатие кнопки) или неправильное значение ввода данных.

Недостатки конструкции системы остаются одной из основных первопричин, связанных с технологическими авариями; такие недостатки относятся как к установке новых автоматизированных систем, так и к модификации существующих. Автоматизация процесса, особенно когда он сложен или универсален (как это имеет место в отраслях тонкой химии), предполагает детальное изучение различных сценариев работы,

охватывающих наиболее вероятные и наиболее серьезные сбои или неисправности.

Плохая конструкция также создает отказы общего режима в случае неисправности: когда автоматика отвечает за контроль как за технологическим процессом, так и за системами безопасности, когда неисправность резервной системы распространяется на основную систему или когда отключение электричества нейтрализует резервную систему.

Отказ системы становится еще более серьезным, если операторы диспетчерской теряют способность точно оценивать фактическое состояние процесса или внедрять системы безопасности объекта, заставляя их действовать «в темноте».

3.2 Разработка варианта модернизации предприятия

С целью разработки централизованной системы управления технологическими процессами резервуарного парка МНПЗ с функциями автономности исследуем инновационные методы и принципы построения данных систем.

Целью исследования является поиск автоматизированных систем управления технологическими процессами.

Рассмотрим патент RU53168U1 Российская Федерация. Система управления противопожарной защитой и технологическими процессами / Баев Сергей Николаевич (RU). : заявитель и правообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Эпотос» (ООО «Эпотос») (RU) ; заявл. 29.12.2005 ; опубл. 10.05.2006.

«Полезная модель относится к системам управления противопожарной защитой и различными технологическими процессами и может быть использована на предприятиях химической и нефтехимической промышленности, а также на нестационарных объектах с изменяемой конфигурацией» [19].

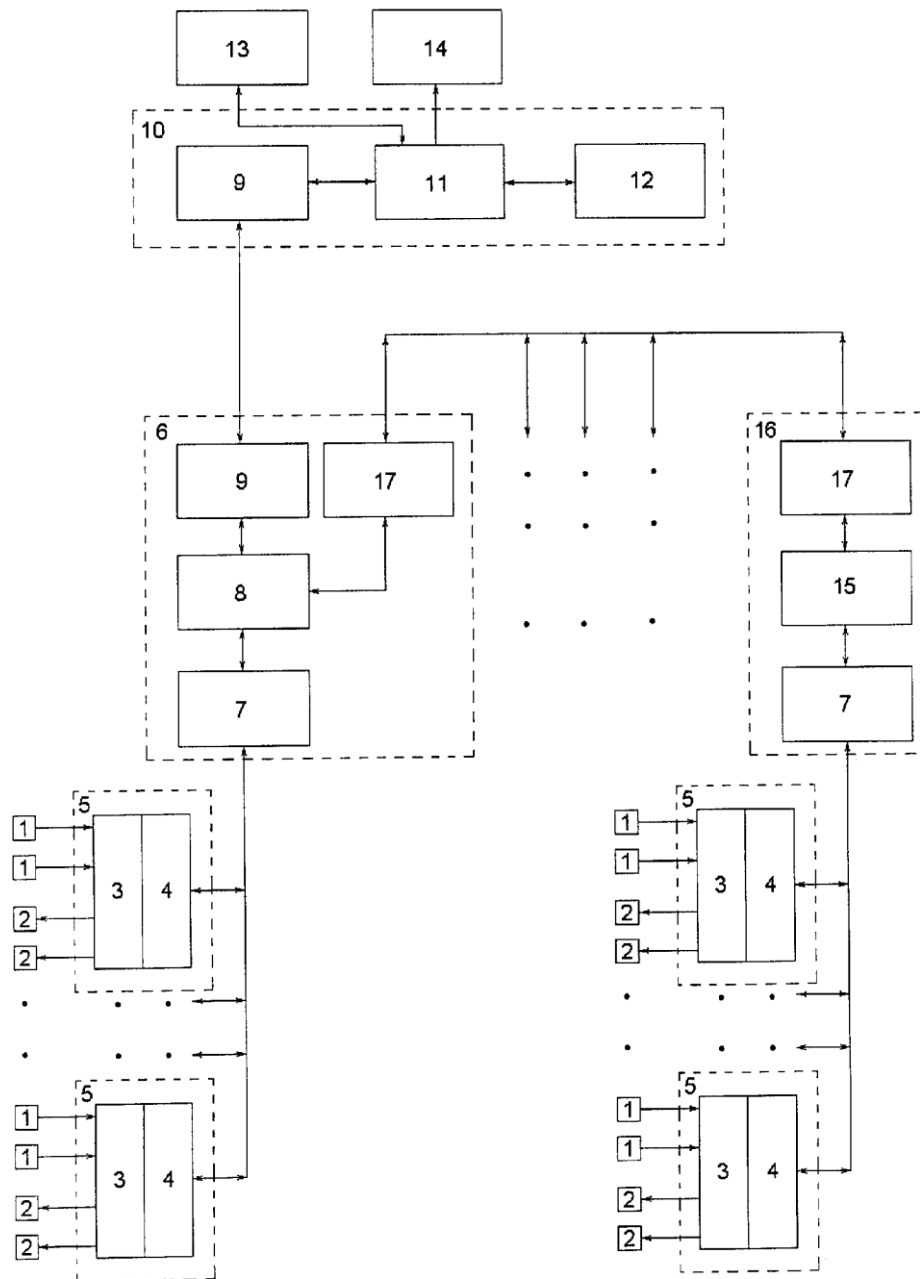
«Технический результат, достигаемый при использовании предлагаемой полезной модели, заключается в обеспечении надежности функционирования системы даже в случае нарушения связи между блоком управления и блоком сетевой коммутации» [19].

«С помощью предлагаемой системы обеспечивается автоматическое определение и изменение собственной конфигурации системы в зависимости от текущей конфигурации контролируемого (защищаемого, управляемого) объекта (техпроцесса)» [19].

«Предлагаемая система прошла испытания по пожарной безопасности в процессе выполнения комплексного плана экспериментальной отработки на объектах метрополитена» [19].

«Система управления противопожарной защитой и технологическими процессами, содержащая первичные устройства сбора информации и исполнительные устройства, снабженные преобразователями сигналов и сетевыми контроллерами 1-го уровня, связанными через основной блок сетевой коммутации с блоком управления и оповещения, состоящим из центрального логического блока и пульта управления, и выполненная с возможностью распределения функции обработки информации между двумя логическими блоками, отличающаяся тем, что в основной блок сетевой коммутации введен основной логический блок, связывающий многоканальный сетевой контроллер 1-го уровня и сетевой контроллер 2-го уровня, а блок управления и оповещения дополнительно содержит аналогичный сетевой контроллер 2-го уровня, вход которого связан с выходом основного блока сетевой коммутации, а выход связан с центральным логическим блоком, при этом пульт управления дополнен устройством индикации, выполненными в виде панели управления» [19].

На рисунке 8 показана система управления противопожарной защитой и технологическими процессами по патенту на полезную модель № RU53168U1.



1 – первичные устройства сбора информации, 2 – исполнительные устройства, 3 – преобразователи сигналов, 4 – сетевые контроллеры 1го уровня, 5 – локальный блок контроля, 6 – основной блок сетевой коммутации, 7 – многоканальный сетевой контроллер 1го уровня, 8 – основной логический блок, 9 – сетевой контроллер 2го уровня, 10 – блок управления и оповещения, 11 – центральный логический блок, 12 – панель управления и световой и звуковой сигнализации, 13 – устройство с функцией энергонезависимой памяти, 14 – модем, 15 – промежуточный логический блок, 16 – промежуточный блок сетевой коммутации, 17 – приемопередатчик.

Рисунок 8 – Система управления противопожарной защитой и технологическими процессами по патенту на полезную модель № RU53168U1

«Система выполнена с возможностью образования локальных сетей, которые в свою очередь могут быть объединены в общую сеть» [19].

«Система работает следующим образом. Сигналы от первичных устройств сбора информации (1), например, от пожарных извещателей, поступают в локальный блок контроля (5), состоящий из преобразователя сигналов (3) и сетевого контроллера 1-го уровня (4), где происходит их преобразование и первичный анализ. Локальные блоки контроля (5) одного объекта объединены в первую локальную сеть с основным блоком сетевой коммутации (6), посредством которых обеспечивается питание, и телеметрия абонентов локальной сети» [19].

«Основной логический блок (8) посредством многоканального сетевого контроллера 1-го уровня (7) собирает информацию о состоянии элементов локальной сети и информацию о контролируемых параметрах объекта. Информация собранная и накопленная основным логическим блоком (8) в основном блоке сетевой коммутации (6) передается в блок управления и оповещения (10). Обмен информацией между основным блоком сетевой коммутации (6) и блоком управления и оповещения (10) осуществляется посредством сетевых контроллеров 2-го уровня (9). Анализ информации, полученной блоком управления и оповещения (10) производит центральный логический блок (11), с последующим отображением ее на панели управления и индикации (12) и возможной записью в устройство с функцией эргонезависимой памяти (13)» [19].

«Необходимость оперативного вмешательства в работу системы со стороны оператора осуществляется посредством органов управления панели (12), например, осуществление ручного запуска исполнительного блока (2), отмена автоматического запуска исполнительного блока (2) и т.п.» [19].

«Модем (14) позволяет производить передачу информации, хранящейся в эргонезависимой памяти устройства (13), в центральный диспетчерский пункт или в пункт технического обслуживания для последующего анализа» [11].

«За счет выполнения устройствами системы специального протокола сетевого обмена обеспечивается постоянный контроль параметров каналов связи с первичными устройствами сбора информации (1) и исполнительными устройствами (2) на соответствие шаблону параметров» [19].

«В случае поступления сигнала от первичных устройств сбора информации (1) о превышении предельного уровня контролируемых параметров, основной (8) и центральный (11) логические блоки начинают работать по алгоритму формирования команды запуска исполнительных средств (2), расположенных в том же объеме, где было отмечено превышение предельного уровня контролируемых параметров. Причем центральный логический блок (11) по результатам обработки и анализа полученной информации формирует банк данных для основного логического блока (8) для отработки алгоритма управления системой в соответствии с текущим состоянием. Параллельно основной логический блок (8) формирует команды на выполнение подготовительных операций для начала процесса управления исполнительными средствами (2). Основной логический блок (8) проверяет соответствие полученного банка данных шаблону возможных состояний. В случае отсутствия противоречия полученного банка данных одному из вариантов шаблона центральный логический блок (11) контролирует выполнение подготовительных операций основным логическим блоком (8) и формирует управляющую команду на запуск исполнительных устройств (2)» [19].

«Если существует необходимость контроля состояния нескольких объектов, то система может быть расширена путем добавления других 1+п локальных сетей, состоящих из локальных блоков контроля (5) и промежуточных блоков сетевой коммутации (16). При этом связь между локальными сетями объектов осуществляется посредством приемопередатчиков (17), дополнительно введенных в состав основного (6) и промежуточного (16) блоков сетевой коммутации. При такой конфигурации системы основной логический блок (8) обрабатывает и передает информацию

о состоянии не только первой локальной сети, но и о состоянии других 1+n локальных сетей, входящих в общую сеть системы, а каждый промежуточный (n) логический блок (15) обрабатывает информацию о состоянии только своей (n) локальной сети и передает ее посредством приемопередатчика (17) в основной логический блок (8)» [19].

«Таким образом, предлагаемая система управления противопожарной защитой и технологическими процессами направлена на решение поставленной задачи» [19].

Реализация предложенной системы управления противопожарной защитой и технологическими процессами по патенту на полезную модель № RU53168U1 обеспечит разработку централизованной системы управления технологическими процессами резервуарного парка МНПЗ с функциями автономности.

3.3 Описание предлагаемой системы автоматического контроля

АСУ ТП МНПЗ АО «Газпромнефть-МНПЗ» охватывает локальные системы контроля и управления основным и вспомогательным оборудованием и выполняет непрерывный контроль, измерение, автоматическое управление и регулирование в рамках САУ, а так же дистанционное управление и выдачу заданий (уставок) в САУ МНПЗ АО «Газпромнефть-МНПЗ» и контроль со стороны системы линейной телемеханики СТН-3000.

Существующая АСУ ТП МНПЗ АО «Газпромнефть-МНПЗ» имеет двухуровневую структуру управления с распределением функций между уровнями:

- верхний («объектный») уровень, включающий в себя САУ МНПЗ, обеспечивающей сбор и передачу данных, а так же автоматизированное рабочее место (АРМ), ПТС которого реализует функции контроля и управления основным технологическим

- оборудованием МНПЗ, а также отображения информации о состоянии основного и вспомогательного оборудования МНПЗ;
- нижний («полевой») уровень, включающий локальные САУ объектов основного и вспомогательного технологического оборудования МНПЗ, которые обеспечивают функции измерения и контроля параметров, автоматического управления технологическим оборудованием.

Информация о состоянии основного и вспомогательного оборудования МНПЗ отображается на автоматизированных рабочих местах:

- АРМ МНПЗ, предусматриваемый в рамках настоящего проекта, где отображается информация о состоянии технологического оборудования перекачивающих агрегатов и формируются команды управления режимом их работы;
- АРМ системы телемеханики АО «Газпромнефть-МНПЗ», где отображается укрупненная информация о состоянии основного и вспомогательного технологического оборудования МНПЗ;
- АРМ инженера МНПЗ АО «Газпромнефть-МНПЗ», где отображается диагностическая информация о текущем состоянии технологического оборудования, формируются архивные данные и отчеты по техническому состоянию оборудования, а также формируются команды управления режимом работы системы ЭХЗ.

На всех АРМ, входящих в состав АСУ ТП МНПЗ АО «Газпромнефть-МНПЗ» в соответствии с их назначением должен быть предусмотрен допуск по индивидуальному паролю и блокировка от несанкционированных действий.

АСУ ТП МНПЗ АО «Газпромнефть-МНПЗ» должна быть выполнена как распределенная система с учетом иерархических принципов построения систем управления. Подсистемы АСУ ТП МНПЗ АО «Газпромнефть-МНПЗ» должны быть выполнены с учетом следующих принципов:

- обеспечение максимальной автономности программно-технических средств, в том числе возможность управления непосредственно с пульта местного управления;
- удобства территориального расположения технических средств;
- локализации отклонений (быстропротекающие или замкнутые технологические процессы управляются локальными системами управления, в том числе и в аварийных ситуациях);
- обеспечение максимального быстродействия всех взаимосвязанных систем.

Ядром АСУ ТП МНПЗ АО «Газпромнефть-МНПЗ» должен являться САУ АО «Газпромнефть-МНПЗ», которая бы обеспечивала быстродействующий обмен данными со смежными подсистемами (ЭХЗ, СПОиКЗ, КИТСО и САЗ и др.). САУ АО «Газпромнефть-МНПЗ» должна обеспечивать формирование и ведение базы данных реального времени (БД РВ), содержащей как данные поступившие с уровня автоматизации, так и данные, сформированные в результате логической обработки и решения вычислительных задач. Используя OPC-технологии и средства удаленного доступа, САУ АО «Газпромнефть-МНПЗ» должна предоставлять доступ к данным пользователям системы на АРМ МНПЗ и локальном ПУ.

САУ МНПЗ и автоматизированное рабочее место должны быть объединены в сегмент локальной вычислительной сети на базе технологии Ethernet 100BaseTX, соответствующей стандарту IEEE 802.3u на метод доступа к разделяемой среде типа CSMA/CD (шина произвольного доступа с автоматическим определением коллизий). В качестве транспортного протокола необходимо использовать стек протоколов TCP/IP. В качестве физической среды передачи данных использовать витую пару 5-й категории (STP/FTP). Функционально, в данном сегменте сети должен обеспечиваться доступ к БД РВ и архивным данным со стороны пользователей.

Кроме сегмента локальной сети АСУ ТП ГРС, в системе должны использоваться промышленные сети Modbus-RTU, соединения «точка-точка» и шинные соединения на базе интерфейсов RS-485, RS-422.

С целью коммерческого учета электроэнергии предусмотреть прямое подключение счетчиков электроэнергии по интерфейсу RS-485 и протоколу Modbus-RTU в АСУ Э и АСУ ТП АО «Газпромнефть-МНПЗ».

При организации информационного обмена между уровнями иерархии, подсистемами и компонентами АСУ ТП МНПЗ необходимо учитывать следующее:

- средства и способы передачи данных должны обеспечивать выполнение необходимого объема информационных, вычислительных и управляющих функций, обеспечивающих безопасную и надежную эксплуатацию оборудования;
- средства и способы передачи данных должны обеспечивать обмен информацией со всеми подсистемами в режиме реального времени, в соответствии с требованиями по быстродействию, определенных в нормативных документах ПАО «Газпромнефть»;
- обеспечивать непрерывный круглосуточный режим работы коммуникационного оборудования и каналов связи, в течение установленного срока службы в условиях колебаний температуры и влажности в установленных пределах, электромагнитных помех, электростатических и атмосферных разрядов;
- линии связи должны обеспечивать необходимый уровень помехоустойчивости и достоверность передачи информации;
- аппаратное исполнение коммуникационного оборудования должно быть однородным, что повышает надежность работы системы за счет исключения избыточности согласующих устройств и минимизации ЗИП, что позволяет упростить вопросы эксплуатации и технического обслуживания;

- все коммуникационное оборудование, используемое в АСУ ТП МНПЗ АО «Газпромнефть-МНПЗ» должно быть сертифицировано в Российской Федерации.

Для организации информационного обмена данными между компонентами и подсистемами на всех уровнях структурной иерархии должно предусматриваться применение коммуникационных технологий, основанных на открытых международных стандартах.

Информационное взаимодействие между САУ МНПЗ и подсистемами контроля и управления узла подключения осуществляется по физическим линиям с использованием многожильного контрольного кабеля.

Информационное взаимодействие между сервером АСУ ТП резервуарного парка МНПЗ и ПТС измерительной системы учета осуществляется по радиальной схеме с использованием сетевого коммуникационного оборудования по двухпроводному каналу связи.

Информационное взаимодействие между САУ АО «Газпромнефть-МНПЗ» и системой СПО и КЗ должно осуществляться по физическим линиям с использованием многожильного контрольного кабеля для подключения сигналов загазованности и по радиальной схеме с использованием витой пары для пожарной сигнализации.

Информационное взаимодействие между САУ МНПЗ АО «Газпромнефть-МНПЗ» и системой охранной сигнализации должно осуществляться по радиальной схеме с использованием витой пары.

Информационное взаимодействие между САУ АО «Газпромнефть-МНПЗ» и АРМ МНПЗ должно базироваться на OPC-технологии и осуществляется по радиальной схеме с использованием сетевого коммуникационного оборудования (маршрутизатор).

Поскольку АСУ ТП и система линейной телемеханики СТН-3000 должны быть выполнены в рамках одной программно-технической платформы, интеграция параметров из АСУ ТП МНПЗ АО «Газпромнефть-МНПЗ» в СЛТМ должна реализовываться по протоколам, принятым в СЛТМ

СТН-3000. Фактически САУ МНПЗ представляет собой КП телемеханики. Подключение данного КП предусматривается по выделенному каналу системы связи.

Проектируемая подсистема АСУ ТП МНПЗ АО «Газпромнефть-МНПЗ» будет функционировать в следующих режимах:

- автоматическом (задания, режима работы оборудования передаются с ДП МНПЗ АО «Газпромнефть-МНПЗ» средствами системы для реализации ПТС «нижнего» уровня);
- автоматизированном (задания, уставки вводятся с АРМа оперативного персонала или локального ПУ);
- автономном (управление осуществляется непосредственно с пультов местного управления).

В режиме автоматического дистанционного управления оперативный персонал будет выполнять функции контроля за ходом технологического процесса и работой оборудования на экране АРМ. Поддержание требуемых режимов работы МНПЗ выполняется автоматически комплексом программно-технических средств системы управления с уведомлением о проведенных системой действиях.

В режиме автоматизированного управления операторы вручную с клавиатуры рабочих станций формируют команды и задания, необходимые для стабилизации или изменения параметров технологического режима работы, в том числе с целью предотвращения и локализации аварий и нештатных ситуаций.

Режим автономного управления реализуется непосредственно с пультов местного управления конкретным технологическим оборудованием, входящим в состав МНПЗ АО «Газпромнефть-МНПЗ», и используется для обеспечения пуско-наладочных и профилактических работ, а так же для резервного управления оборудованием при отказе ПТС АСУ ТП МНПЗ.

При управлении технологическими объектами обеспечивается приоритет команд, вводимых с пультов местного управления, по отношению

к командам, вводимым в дистанционном режиме с клавиатуры рабочих станций.

Решения по режимам диагностики распространяются следующих компонентов программно-технических средств:

- АРМ МНПЗ;
- коммуникационное оборудование АСУ ТП МНПЗ;
- линии связи и сегменты ЛВС.

На основании диагностических признаков состояния элементов системы формируются признаки достоверности аналоговых, дискретных и расчетных параметров.

Отказы оборудования АСУ ТП МНПЗ, коммуникационного оборудования и линий связи фиксируются в базе данных и в протоколе событий, а также отображаются на видеокдрах в АРМ МНПЗ АО «Газпромнефть-МНПЗ». Информация об отказах является приоритетной при передаче данных и обладает наивысшим приоритетом при представлении данных на видеокдрах АРМа.

Диагностируется следующее:

- нарушение настроек конфигурации системы АСУ ТП МНПЗ;
- нарушение целостности баз оперативных и архивных данных;
- нарушение настроек, связанных с правами доступа со стороны пользователей к WEB ресурсам систем;
- сбои серверного оборудования при возникновении программных ошибок, превышении выделенных ресурсов, несанкционированные действия персонала и т.д;
- отказы линий связи.

Для диагностирования и своевременного устранения возникающих ошибок в системах АСУ ТП МНПЗ будет предусматриваться доступ системного инженера МНПЗ в АРМ, на котором устанавливается специальное программное обеспечение, позволяющее:

- диагностировать и устранять нарушения целостности и непротиворечивости настроек конфигурации компонентов систем АСУ ТП;
- диагностировать и устранять возникающие нарушения целостности баз данных;
- диагностировать и устранять сбои при функционировании САУ и АРМ МНПЗ;
- устранять ошибки прикладного программного обеспечения рабочей станции АРМа, предусмотренного в системе АСУ ТП МНПЗ.

Кроме диагностирования отказов и неисправностей, диагностика включает в себя автоматический контроль наличия питания на основных модулях и устройствах, а также контроль работоспособности цифровых каналов связи, включая коммуникационное оборудование.

Аппаратура диагностируется автоматически в процессе работы или по запросу, без использования дополнительных технических средств, с целью постоянного контроля работоспособности, а также для выявления неисправных блоков.

ПТС АСУ ТП МНПЗ АО «Газпромнефть-МНПЗ» осуществляют контроль целостности цепей датчиков и исполнительных механизмов, задействованных в режимах аварийного и экстренного останова.

В процессе эксплуатации оборудования проверке (испытанию) на выполнение подлежат алгоритмы автоматической защиты и управления. Периодичность и порядок их проверки должен быть определен регламентом обслуживания технологического оборудования и описан в эксплуатационной документации на систему.

Обмен данными между компонентами ПТС АСУ ТП МНПЗ осуществляется в режиме реального времени с характеристиками, позволяющими оперативно принимать решения по управлению основным и вспомогательным оборудованием. Требования к быстродействию каналов контроля и управления задаются нормативными документами «Отраслевая

система оперативно-диспетчерского управления (ОСОДУ) ЕСТ России. Общесистемные технические требования», а именно:

- периодичность опроса входных аналоговых и дискретных сигналов САУ не более 0,04 с
- период обновления информации на средствах индикации АСУ ТП не более 1 с;
- быстродействие формирования команд управления АСУ ТП по каналам защиты и регулирования не более 0,1 с;
- быстродействие формирования команд управления АСУ ТП по остальным каналам 0,25 с;
- быстродействие отображения информации в АРМ обеспечивает задержку с момента вызова изображения на экран монитора до его появления не более 1 с;
- быстродействие отображения информации в АРМ об аварийных сигналах обеспечивает задержку с момента вызова изображения на экран монитора до его появления не более 0,5 с;
- периодичность решения вычислительных задач в АСУ ТП не более 1 раз в 5 сек.

Частота мультиплексной выборки (опроса) выбирается, исходя из количества аналоговых сигналов и частоты измерений.

Дискретные сообщения о неисправностях запрашиваются при выводе на экран (по команде диспетчера) сообщений о неисправности, в случае появления обобщенных сообщений.

Остальные аналоговые параметры и дискретные сообщения запрашиваются по необходимости при выводе на экран мнемосхем или списка аналоговых параметров.

Допускается увеличение периодичности опроса и времени прохождения команд управления для процессов и установок, не влияющих на основной технологический процесс электроснабжения

Проектируемая АСУ ТП МНПЗ АО «Газпромнефть-МНПЗ» является человеко-машинной системой, и относится к восстанавливаемым, обслуживаемым системам, рассчитанным на длительное функционирование в круглогодичном, круглосуточном режиме в пределах установленного срока службы.

Для оборудования АСУ ТП наработка ПТС на отказ по отдельным функциям соответствует требованиям ГОСТ 24.701-86 и ГОСТ 26.205-88Е. Срок службы технических средств составляет не менее 12 лет. В течение всего периода эксплуатации допускается замена узлов, плат и отдельных блоков, предусмотренных комплектом ЗИП, в случае их выхода из строя или в соответствии с требованиями эксплуатационной документации. Ремонтпригодность и пригодность к техническому обслуживанию серверных платформ удовлетворяет требованиям ГОСТ 24.701-86.

Для САУ МНПЗ АО «Газпромнефть-МНПЗ» средняя наработка на отказ одного канала составляет – не менее 25 000 часов.

Средний срок службы САУ ГРС не менее 12 лет.

САУ МНПЗ – восстанавливаемая система. Восстановление САУ МНПЗ производится заменой блоков и модулей из состава ЗИП.

Среднее время восстановления работоспособного состояния САУ МНПЗ АО «Газпромнефть-МНПЗ» по отказавшей функции не более 1 часа (без учета времени доставки блоков и модулей из ЗИП).

Для системы АСУ ТП МНПЗ средняя наработка на отказ каждого канала для функций системы:

- по информационным функциям -40000 ч.;
- по управляющим функциям - 50000 ч.;
- по функциям электрических защит - 120000 ч.

Среднее время восстановления работоспособного состояния системы - не более 0,5ч. (без учета доставки ЗИПа).

При потере связи с вышестоящим уровнем программно-технические средства АСУ ТП обеспечивают функционирование в автономном режиме, с сохранением уставок и заданий, существовавших на момент потери связи.

После восстановления работоспособности отказавших компонентов, выполняется автоматическое восстановление межуровневого информационного обмена с плавным (безударным) переводом САУ АО «Газпромнефть-МНПЗ» на новые уставки и задания.

В АСУ ТП МНПЗ обеспечивается создание резервных копий программного обеспечения (ПО) и данных на случай критических программных сбоев или выхода из строя устройств хранения информации, приводящих к потере целостности данных и ПО.

В комплект поставки АСУ ТП входят полные копии программного обеспечения (базового и прикладного), записанные на один или нескольких цифровых носителях. Копии могут быть представлены как в виде объектных исполняемых модулей, так и в виде дистрибутивов. В комплект поставки входят также необходимые инструкции по проведению оперативного восстановления работоспособности программного обеспечения.

В АСУ ТП МНПЗ предусмотрены организационные меры по регулярному сохранению (резервному копированию) на внешних энергонезависимых носителях прикладного программного обеспечения (включая настройки и конфигурацию системы, экранные формы, формы отчетно-учетной документации, базы описания параметров процесса). Для создания резервных копий архивов и баз данных предусмотрена автоматическая процедура с периодическим циклом исполнения.

Резервные копии прикладного программного обеспечения, в обязательном порядке, создаются в случае внесения каких-либо изменений в настройки, конфигурацию и состав прикладного программного обеспечения любого компонента (включая изменение экранных форм, описания параметров процесса, и.т.п.).

Носитель, содержащий резервную копию, снабжается маркировкой с кратким описанием содержимого, и указанием даты и времени создания копии.

При проектировании частей (подсистем) АСУ ТП для различных объектов автоматизации разрабатываются программы и методики заводских испытаний, а также программы и методики комплексных заводских испытаний и испытаний на объекте.

Программы и методики заводских испытаний разрабатываются фирмой изготовителем ПТС.

Программы и методики комплексных заводских испытаний компонентов АСУ ТП разрабатываются проектировщиком на основании локальных программ и методик. Программы и методики комплексных заводских испытаний и испытаний на объекте согласовываются с изготовителями ПТС, эксплуатирующей организацией и Заказчиком.

Внешний вид и конструкция технических средств, входящих в состав АСУ ТП МНПЗ должны удовлетворять современным требованиям технической эстетики и эргономики. Органы управления и средства визуализации располагаются таким образом, чтобы обеспечить наиболее эффективные действия оперативно-диспетчерского персонала.

Пульты управления должны оснащаться удобными стульями и столом для возможности работы с различными типами документов (суточные ведомости, журналы учета, распечатки аварийных режимов и т.п.).

Расположение экранов автоматизированных рабочих мест должно обеспечивать возможность визуального наблюдения за процессом (высота, расстояние от глаз, угол зрения) и удобный подход. Принтер необходимо установить непосредственно на пульте управления, рядом с АРМом.

В настоящий момент в ДП резервуарного парка МНПЗ АО «Газпромнефть-МНПЗ» отсутствуют необходимые средства хранения и отображения информации.

В предлагаемой системе предусматривается:

- сбор и обработка существующих и вновь вводимых аналоговых и дискретных сигналов технологических параметров;
- сбор и обработка существующих и вновь вводимых дискретных параметров, характеризующих состояние и положение исполнительных механизмов;
- централизованный контроль измеряемых параметров и состояния оборудования с АРМ МНПЗ;
- представление на экранах АРМ ДП видеокладов технологических объектов хранения нефтепродуктов с указанием измеряемых параметров в местах контроля и положения кранов;
- суточное архивирование аналоговых параметров с дискретностью 30 сек., дискретных параметров – по изменению;
- долгосрочное архивирование параметров в течение года с периодом 10 мин;
- отображение по запросу оператора оперативной и ретроспективной информации о текущих значениях технологических параметров в цифровом и графическом виде;
- обнаружение и представление обслуживающему персоналу информации об изменении состояния оборудования, режимах работы;
- сигнализацию о пожаре на объектах автоматизации и превышении уровня загазованности;
- автоматическое представление информации о предупредительных и аварийных ситуациях, связанных с выходом технологических параметров за установленные пределы или срабатыванием защит;
- представление обслуживающему персоналу информации о невыполнении или невозможности выполнения функций контроля, управления и регулирования по причине неисправности исполнительного механизма, датчика или канала связи;

- индикация неисправности цепей управления исполнительными механизмами;
- инициативное сообщение о неисправностях отдельных составных частей АСУ ТП;
- передача информации на АО «Газпромнефть-МНПЗ».

В объем информации, необходимой для документирования, включены:

- параметры, в том числе вычисляемые, подлежащие регулярной периодической регистрации согласно действующим инструкциям;
- предупредительные сигналы с указанием времени события;
- изменения состояния технологического оборудования (по факту события);
- команды оператора.

На рабочей станции оператора будут отображаться:

- видеокадры технологических объектов резервуарного парка МНПЗ;
- состояние кранов, значения технологических параметров в контролируемых точках, аварийные и предупредительные сигналы с необходимым звуковым сопровождением;
- динамика параметров, предоставляемая в виде графиков, таблиц;
- состояние работоспособности средств контроля и управления.

В управляющие функции входит дистанционное управление кранами и выходным напряжением.

Дистанционное управление исполнительными механизмами с АРМ МНПЗ будет реализовано посредством двухступенчатых команд с подтверждением.

К вспомогательным функциям относятся:

- синхронизация времени;
- тестирование, самодиагностика ПТС с формированием диагностического сигнала отказа;
- блокирование отказавших технических средств и недостоверной информации;

- защита от разрушения программного обеспечения (ПО) и несанкционированного доступа к информации.

Для обеспечения защиты АСУ ТП МНПЗ от несанкционированных воздействий персонала, связанных с изменением ПО и информационных баз данных, должны быть предусмотрены следующие меры:

- регистрация включения и отключения ПТС системы;
- выдачу сигнализации оператору МНПЗ об изменении состояния ПТС;
- применение системы паролей и ключей для ограничения доступа персонала к средствам конфигурирования системы.

Человеко-машинный интерфейс обеспечивает:

- отображение технологических объектов на графических видеокдрах с актуализацией на них значений параметров и сигналов, а также расчетных показателей;
- отображение на экранных формах (видеокдрах) состояния компонентов АСУ ТП МНПЗ, в том числе наличие связи;
- немедленное отображение на экране рабочей станции предупредительных и аварийных сигналов вне зависимости от инициированной в этот момент программы, а также наличие функции квитирования этих сигналов, в том числе, при поступлении серии сигналов;
- звуковое сопровождение предупредительных и аварийных сигналов;
- поддержку диалога для регистрации пользователя и отображение информации о правах доступа пользователя к ресурсам системы;
- поддержку диалога для выполнения функций телеуправления с отображением ответной информации, поступающей от управляемого объекта;

- протоколирование всех действий оператора с указанием даты и времени события, а также информации для идентификации конкретного специалиста;
- просмотр расчетных и ретроспективных данных;
- просмотр списков аварийных и предупредительных сообщений (включая действия оператора), с указанием даты и времени события.

Образцы видеокладов АСУ ТП АО «Газпромнефть-МНПЗ» приведены на рисунке 9.

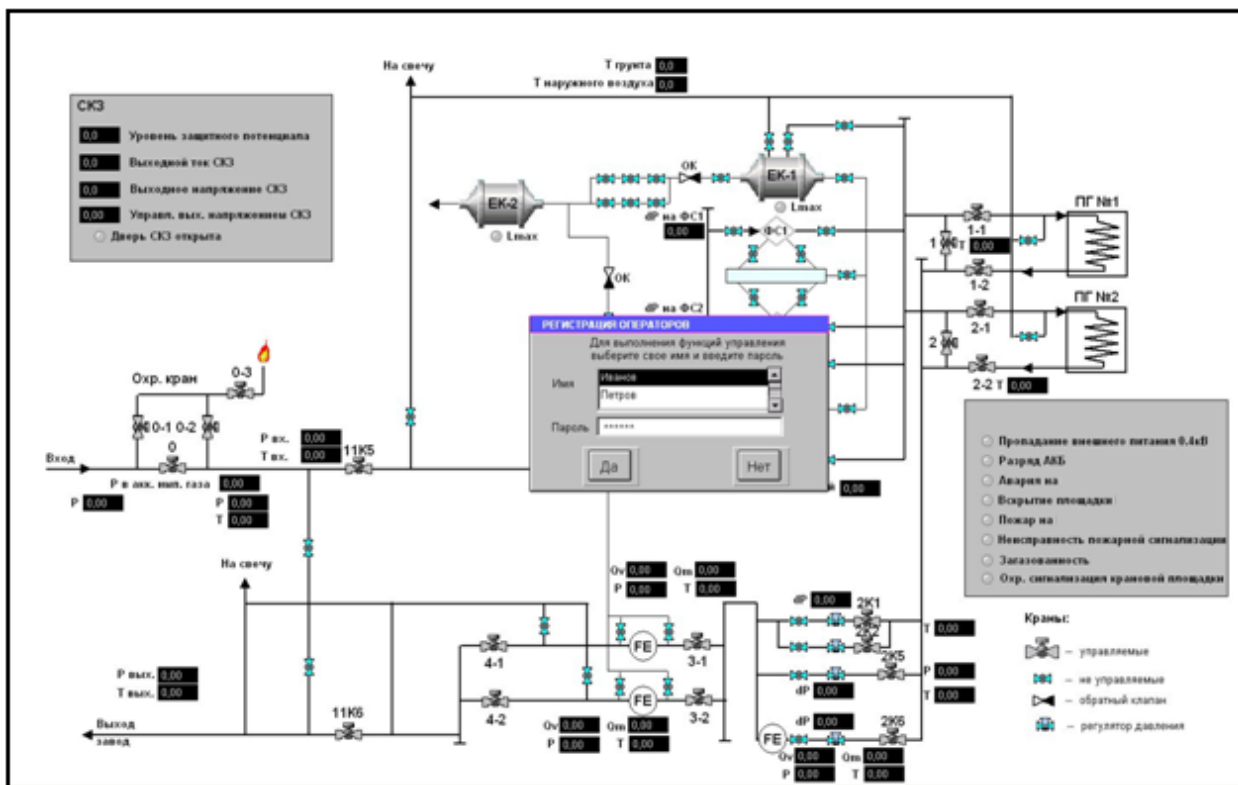


Рисунок 9 – Образцы видеокладов АСУ ТП АО «Газпромнефть-МНПЗ»

Алгоритмы управления технологическим оборудованием МНПЗ реализуются в САУ. Команды на их выполнение могут формироваться как автоматически, так и поступать с АРМа оперативного персонала и локальной панели управления.

Проектом предусматривается реализация следующих алгоритмов:

- Нормальный останов МНПЗ;
- Аварийный останов МНПЗ без стравливания газа;
- Аварийный останов МНПЗ со стравливанием газа;
- Защита при нарушениях предельно допустимых значений давления газа на входе и выходе МНПЗ;
- Управление кранами МНПЗ и узла подключения;
- Проверка предпусковых условий
- Пуск МНПЗ.

Состав алгоритмов может быть изменен по согласованию с заводом-изготовителем оборудования МНПЗ и эксплуатирующей организацией.

Предусматривается возможность отключения алгоритмов и блокировка управляющих воздействий на исполнительные механизмы при проведении испытаний, профилактических и ремонтно-восстановительных работ.

Оператором, по согласованию с диспетчером, блокировка алгоритмов производится на АРМе или локальной панели управления путем ввода управляющего сигнала состояния оборудования «В ремонте».

Заключение

В процессе решения поставленных в работе задач было выявлено, что резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов, являющиеся частью производственного комплекса предприятия, представляют собой дорогостоящие и ресурсоемкие конструкции, требующие достаточно много времени для изготовления, монтажных и ремонтных работ, по этой причине поиск современных решений по обеспечению приемлемого уровня промышленной безопасности, регламентированной нормами ФЗ-116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» является актуальной научно-практической задачей.

Анализ результатов технических расследований аварий показывает, что основными причинами возникновения аварий в 2019 г. явились:

- в 10 случаях (55,6 %) – внутренние опасные факторы, связанные с разгерметизацией и разрушением технических устройств;
- в 8 случаях (44,4 %) – ошибки персонала, связанные с нарушением требований организации и производства опасных видов работ, организации работ по обслуживанию оборудования.

Широкая номенклатура применяемых опасных веществ обуславливает широкий спектр возможных опасностей в случае реализации прогнозируемых аварий. Так, при разгерметизации технологического оборудования или трубопроводов в цехах аварийные выбросы могут сопровождаться образованием токсических и взрывоопасных облаков, проливами горючих и легковоспламеняющихся жидкостей, разлитием горячих продуктов.

Опасными последствиями аварий могут быть воздействие на людей, здания и оборудование ударной воздушной волны и разлетающихся осколков, прямое огневое и термическое воздействие с фронта пламени, интоксикация людей при распространении токсических облаков.

По этой причине профилактике и контролю технологических параметров в резервуарном парке с целью недопущения возгораний, необходимо уделить особое внимание. Снижение риска загорания нефти и нефтепродуктов в резервуарных парках может быть достигнуто за счет строго соблюдения технического регламента предприятия, требований пожарной безопасности, а также посредством непрерывного контроля протекающих технологических процессов.

Оценка существующих данных о надежности автоматизированных систем обеспечения технологических процессов, например базы OREDA, показывает, что аппаратное обеспечение функции автоматизированной системы редко является источником аварий (8% всех аварий, зарегистрированных между 1981 и 2009 гг. на объектах 10 международных нефтяных групп). Тем не менее, в отличие от датчиков, функции автоматизированной системы остаются зависимыми от вмешательства человека, учитывая растущее присутствие диспетчерских пунктов и экранов дисплеев на промышленных объектах.

Многие установки спроектированы с универсальностью, что в свою очередь, повышает вероятность возникновения случайных ситуаций, не ожидаемых при внедрении автоматизированной системы или возникающих в результате неправильных управляющих решений.

Проанализировав существующие на МНПЗ автоматизированные системы обеспечения технологических процессов принято решение в данной выпускной работе разработать централизованную систему управления технологическими процессами резервуарного парка МНПЗ с функциями автономности.

С целью разработки централизованной системы управления технологическими процессами резервуарного парка МНПЗ с функциями автономности исследованы инновационные методы и принципы построения данных систем.

Разработка централизованной системы управления технологическими процессами резервуарного парка МНПЗ с функциями автономности выполнена на основе системы управления противопожарной защитой и технологическими процессами по патенту на полезную модель № RU53168U1.

Режим автономного управления в централизованной системе управления технологическими процессами резервуарного парка МНПЗ реализуется непосредственно с пультов местного управления конкретным технологическим оборудованием, входящим в состав МНПЗ АО «Газпромнефть-МНПЗ», и используется для обеспечения пуско-наладочных и профилактических работ, а так же для резервного управления оборудованием при отказе ПТС АСУ ТП МНПЗ.

Предлагаемая система обеспечит выявление аварийных ситуаций путем анализа информации от датчиков технологических параметров на промплощадке резервуарного парка МНПЗ и выполнение соответствующих управляющих воздействий по команде оператора в соответствии с регламентом.

При реализации функций контроля АСУ ТП МНПЗ обеспечит:

- контроль наличия напряжения питания исполнительных механизмов;
- контроль целостности цепей управления исполнительными механизмами;
- контроль исправности технических средств АСУ ТП;
- контроль исправности каналов связи.

Предлагаемая автоматическая система управления технологическими процессами способна обеспечить необходимый уровень техногенной безопасности производственных процессов резервуарного парка Московского НПЗ.

Таким образом, задачи выполнены в полном объеме, цель работы достигнута.

Список используемых источников

1. Абдрахманов Н.Х., Закирова З.А., Марков Н.С. Снижение риска возникновения аварий на объектах хранения нефти и нефтепродуктов // Вестник молодого ученого УГНТУ. 2016. № 4. С. 86-89.
2. Акционерное общество «Газпромнефть – Московский НПЗ» [Электронный ресурс]. URL: www.mnpz.gazprom-neft.ru (дата обращения: 25.03.2021)
3. Вертикальные резервуары РВС [Электронный ресурс]. URL: <http://thermo-d.ru/emkostnoe-oborudovanie/rezervuaryi-vertikalnyie.html> (дата обращения: 25.03.2021).
4. Доклад о правоприменительной практике контрольно-надзорной деятельности в Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору при осуществлении федерального государственного надзора в области промышленной безопасности за 2019 год [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/564882577> (дата обращения: 25.03.2021).
5. Дунюшкин И.И., Мищенко И.Т., Елисеева Е.И. Расчеты физико-химических свойств пластовой и промысловой нефти и воды. М.: ФГУП Изво «Нефть и га» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. 448 с.
6. Едигаров, С. Г. Проектирование и эксплуатация нефтебаз.: Учебник для ВУЗов / В.М. Михайлов, А.Д. Прохоров, В.А. Юфин. М.: «Недра», 1982. 280 с.
7. Жданов, О.П. Система измерения уровня и межфазных границ многокомпонентных продуктов УМФ300 в решении актуальных технологических задач подготовки нефти / О.П. Жданов, В.И. Шаталов // Сфера. Нефть и Газ. 2011, № 1. С. 34 – 40.
8. Закожурников Ю.А. Хранение нефти, нефтепродуктов и газа: учебное пособие для СПО-Волгоград: Издательский Дом «Ин-Фолио», 2010. 432 с.

9. Земенков Ю.Д. Транспорт и хранение нефти и газа в примерах и задачах: СПб.: Недра, 2004, 544 с
10. Земенков Ю.Д., Маркова Л.М. Проектирование и эксплуатация нефтебаз. Методические указания к выполнению курсовых работ по дисциплине «Проектирование и эксплуатация нефтебаз». Часть 2. Тюмень: Изд-во ТюмГНУ, 2006. 32 с.
11. Коллектив авторов. Лекции по сбору и подготовке скважинной продукции. Уфа, :УГНТУ, 2003. 36 с.
12. Кориолисовый расходомер МИР: техническая характеристика [Электронный ресурс]. URL: http://bacs.ru/?page_id=159 (дата обращения: 25.03.2021).
13. Лапшин А.А., Колесов А.И., Агеева М.А. Конструирование и расчет вертикальных цилиндрических резервуаров низкого давления. Нижний Новгород, ННГАСУ, 2009.
14. Леонтьев, С. А. Расчет технологических установок системы сбора и подготовки скважинной продукции: учебное пособие / С. А. Леонтьев, Р. М. Галикеев, О. В. Фоминых. Тюмень : ТюмГНГУ, 2006. 116 с.
15. Лурье, М. В. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов. : Учебное пособие / С.П. Макаров. М.: «Недра», 1999. 267 с.
16. Мацкин Л.А., Черняк И.Л., Илембитов И.С. Эксплуатация нефтебаз. Изд. 3, перераб. и доп. М.: «Недра», 1975. 392 с.
17. Петренко В.И., Гродинский О.М., Брянцев В.П. Повреждения и дефекты, возникающие в процессе эксплуатации резервуаров для нефтепродуктов. меры по их предупреждению // Евразийский научный журнал. 2015. № 11. С. 95-99.
18. Петрова Н.В., Чешко И.Д., Галишев М.А. Анализ практики экспертного исследования пожаров на объектах хранения нефти и нефтепродуктов // Научно-аналитический журнал «Вестник Санкт-Петербургского университета Государственной противопожарной службы МЧС России». 2016. №3. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-praktiki->

ekspertnogo-issledovaniya-pozharov-na-obektah-hraneniya-nefti-i-nefteproduktov (дата обращения: 04.04.2021).

19. Патент RU53168U1 Российская Федерация. Система управления противопожарной защитой и технологическими процессами / Баев Сергей Николаевич (RU). : заявитель и правообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Эпотос» (ООО «Эпотос») (RU) ; заявл. 29.12.2005 ; опубл. 10.05.2006 [Электронный ресурс]. URL: https://yandex.ru/patents/doc/RU53168U1_20060510 (дата обращения: 05.01.2021).

20. Резервуары для хранения нефтей и нефтепродуктов: Курс лекций. Земенков Ю.Д., Малюшин Н.А. Тюмень: ТюмГНГУ, 1998. 174 с.

21. Романцова Светлана Валерьевна, Нагорнов С. А. Окислительные и коррозионные процессы в резервуарах хранения нефтепродуктов // Вестник российских университетов. Математика. 2000. №1. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/okislitelnye-i-korrozionnye-protsessy-v-rezervuarah-hraneniya-nefteproduktov> (дата обращения: 04.04.2021).

22. Сабанов А.В., Михеев П.В. Обзор программного обеспечения для системы управления нефтяной базы // Молодой ученый. 2016. № 14 (118) . С. 92-97.

23. Сальников, А.В. Резервуар вертикальный стальной с двудечной плавающей крышей для нефти и нефтепродуктов объемом 50000 м3 (РВСПК – 50000): метод. указания / А.В. Сальников, Р.В. Агиней. Ухта: УГТУ, 2006. 54 с.

24. САУ-У контроллер для управления группой насосов с чередованием [Электронный ресурс]. URL: https://www.owen.ru/product/sau_u (дата обращения: 25.03.2021).

25. СНиП 2.09.02-85. Производственные здания. Государственный комитет СССР по делам строительства, М.: Стройиздат, 1985.

26. Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы [Электронный ресурс] : СП 110.13330.2011. URL: <https://beta.docs.cntd.ru/document/871001020> (дата обращения: 25.03.2021).

27. Технологическое оборудование и технологические трубопроводы [Электронный ресурс] : СП 75.13330.2011. URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200025> (дата обращения: 25.03.2021)..

28. Токарев В.В., Кучеренко М.В., Похлебаева Д.П. RU 151321 «Устройство для удаления подтоварной воды из резервуара» [Электронный ресурс]. URL: <http://poleznayamodel.ru/model/15/151321.html> (дата обращения: 25.03.2021).

29. Транспорт и хранение нефти и газа в примерах и задачах. Уч.пособие./Под ред. Земенкова Ю.Д. СПб: Недра, 2004. 289 с.

30. Тугунов П.И., Новоселов Н.Ф., Коршак А.А. Типовые расчеты при проектировании нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2012. 658 с.

31. Фатеева С.В., Давиденко А.В. Основополагающие элементы инновационной стратегии развития нефтеперерабатывающих предприятий. В сборнике: Наука сегодня: теоретические и практические аспекты сборник научных трудов по материалам международной научно-практической конференции в 3 частях. Научный центр «Диспут». 2015. С. 114-116.

32. Хранение нефти и нефтепродуктов: Учебное пособие. 2-ое изд., перераб. и доп. /Под общей редакцией Земенкова Ю.Д. Тюмень: Издательство «Вектор Бук», 2013. 536 с.

33. Хранение нефти и нефтепродуктов: Учебное пособие. 2-ое изд., перераб. и доп. /Под общей ред. Земенкова Ю.Д. Тюмень: «Вектор Бук», 2003. 536с.

34. Хранение нефти, нефтепродуктов и газа: учебное пособие для студентов колледжей по специальностям нефтяного профиля / Под ред. Ю. А. Закожурникова. Волгоград: Ин-Фолио, 2010. 431 с.

35. Щипкова Ю. В. Оптимизация процесса очистки РВС при эксплуатации / Ю. В. Щипкова ; науч. рук. В. В. Токарев // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М. И. Кучина, Томск, 3-7 апреля 2017 г. : в 2 т. Томск : Изд-во ТПУ, 2017. Т. 2. С. 677-679.

36. Design and Implementation of Safety Management System for Oil Depot Based on Internet of Things [electronic resource]. URL: https://www.researchgate.net/publication/261083603_Design_and_Implementation_of_Safety_Management_System_for_Oil_Depot_Based_on_Internet_of_Things (date of application: 27.03.2021).

37. Oil Depot Safety Inspection and Emergency Training System Based on Virtual Reality Technology [electronic resource]. URL: https://www.researchgate.net/publication/340658417_Oil_Depot_Safety_Inspection_and_Emergency_Training_System_Based_on_Virtual_Reality_Technology (date of application: 27.03.2021).

38. Research on Fire and Explosion Accidents of Oil Depots [electronic resource]. URL: <https://www.aidic.it/cet/16/51/028.pdf> (date of application: 27.03.2021).

39. Safety and the environment [electronic resource]. URL: <https://www.britannica.com/technology/petroleum-production/Safety-and-the-environment> (date of application: 27.03.2021).

40. Safety Guidelines and Good Industry Practices For Oil Terminals [electronic resource]. URL: https://unece.org/fileadmin/DAM/env/documents/2015/TEIA/publications/1519196_ECE_CP_TEIA_28_Anglais.pdf (date of application: 27.03.2021).