

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 химическом комплексах

(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Разработка методов комплексной технической диагностики и профилактического сервиса технологического оборудования газонефтегазотранспортных трубопроводных систем с целью повышения их функциональной надежности

Студент

Р.И. Тихонов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

к.т.н., доцент А.В. Щипанов

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

Консультант

к.т.н., доцент В.В. Петрова

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

Тольятти 2020

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	8
ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ	9
1 Современное состояние проблемы технической диагностики и профилактического сервиса технологического оборудования газонефтегазотранспортных трубопроводов	10
1.1 Анализ технологического процесса и работы оборудования.....	10
1.2 Методы обеспечения безопасной эксплуатации оборудования.....	19
2 Исследование обеспечения безопасной эксплуатации технологических трубопроводов на установке ЛЧ 35/11-600	29
2.1 Исследование процессов износа трубопроводных систем	29
2.2 Исследование методов неразрушающего контроля	37
2.3 Разработка методов повышения надёжности трубопроводов.....	50
2.4 Анализ проведения ремонта установки ЛЧ 35/11-600	64
3 Описание разработанного модифицированного процесса проведения работ, диагностирования технического состояния технологического трубопровода №17 на установке ЛЧ 35/11-600	70
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	95
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	96
Приложение А – Протокол о принятии к рассмотрению результата научно-исследовательской работы	100

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность и научная значимость настоящего исследования заключается в разработке методов комплексной технической диагностики и профилактического сервиса технологического оборудования газонефтегазотранспортных трубопроводных систем, с целью повышения их функциональной надежности.

Для транспортировки нефтепродуктов на нефтеперерабатывающих заводах используются сложные трубопроводные системы. Технологические трубопроводы, участвующие в системе завода, перекачивают взрывоопасные, а также пожароопасные вещества. Эксплуатация трубопроводных систем несёт риски безопасному функционированию предприятий. Эрозионный и коррозионный износ трубопроводных систем является причиной аварий и происшествий.

Основные причины роста аварий и катастроф является критический уровень износа оборудования, нарушение производственного и технологического процесса, ослабление государственных органов контроля и управления, а также недостаточный уровень производственной и экологической культуры.

Для обеспечения безопасного производства и эксплуатации трубопроводов проводится диагностика и своевременный ремонт оборудования. Качество выпускаемого оборудования, определяется от остаточного ресурса и продления срока службы эксплуатируемых трубопроводов.

Обеспечения безопасности важнейшая задача в нефтедобывающих и газодобывающих, а также перерабатывающих отраслях промышленности РФ.

Реализация программы диагностирования технологических трубопроводов на примере организации, АО «Сызранский НПЗ» позволит

обеспечить более безопасную их эксплуатацию и оперативный мониторинговый контроль технического состояния нефтепроводов.

Актуальность проблемы, ее теоретическая и практическая значимость обусловили выбор **темы исследования**: Разработка методов комплексной технической диагностики и профилактического сервиса технологического оборудования газонефтетранспортных трубопроводных систем с целью повышения их функциональной надежности.

Объект исследования: установка каталитического риформинга ЛЧ 35/11-600 с блоком выделения БСФ, АО «Сызранский НПЗ» НК «РОСНЕФТЬ».

Предмет исследования: физические процессы безопасного функционирования технологического оборудования газонефтетранспортных систем, на примере трубопровода №17 «Линия от АВГ-7 до С-2», установленного на установке ЛЧ 35/11-600 цеха №15 «СНПЗ».

Цель исследования: анализ используемого профилактического сервиса и разработка комбинированной программы проведения технического диагностирования технологического оборудования газонефтетранспортных трубопроводных систем на особо опасном объекте установке ЛЧ 35/11-600 цеха №15 АО «Сызранский НПЗ».

Гипотеза исследования состоит в том, что внедрение методов комплексной диагностики трубопроводов позволит:

- повысить уровень прогноза текущего состояния технологического оборудования и вести аппаратный контроль технического состояния объектов и работы всей системы с выводом результатов непосредственно к диспетчеру;

- предотвращает внеплановые простои промышленных объектов, вызванные авариями в межремонтный период;

- обеспечивает повышение уровня безопасной эксплуатации технических устройств за счет раннего выявления дефектов монтажа и сварки;

- позволяет проводить эксплуатацию оборудования по его фактическому техническому состоянию, а плановые мероприятия, такие как, периодические обследования, сервисные работы, ремонт, проводить по мере необходимости, а не по заранее составленному графику;

- снижает временные и материальные затраты на проведение эксплуатационных работ за счет объективного анализа технического состояния оборудования в режиме реального времени.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. провести анализ аварийности и технического состояния трубопроводных систем на действующих предприятиях нефтегазового комплекса России;

2. провести анализ технических особенностей и базовых параметров установки ЛЧ 35/11-600 АО «Сызранский НПЗ»;

3. провести исследование, эффективности используемых основных методов дефектоскопии трубопроводов нефтеперерабатывающих заводов;

4. разработать комбинированный прием диагностики технологических трубопроводов установки ЛЧ 35/11-600;

5. реализация программы комбинированной технической диагностики технологического оборудования, выполняемой на примере трубопровода №17 «Линия от АВГ-7 до С-2», установленного на установке ЛЧ 35/11-600.

Теоретико-методологическую основу исследования составили: Разработка комбинированных технических приемов диагностики технологических трубопроводов.

Базовыми для настоящего исследования являлись также методы неразрушающего контроля.

Методы исследования, для решения поставленных задач и проверки исходных предположений исследования использовался комплекс теоретических, эмпирических и математических методов, включающих исследование эффективности основных методов неразрушающего контроля трубопроводов.

Опытно-экспериментальная база исследования основана на проведении неразрушающего контроля технологических трубопроводов в виде трубопровода №17 «Линия от АВГ-7 до С-2», установленного на установке ЛЧ 35/11-600 АО «Сызранский НПЗ».

Научная новизна исследования заключается в разработке, комбинированной система диагностирования технического состояния технологических трубопроводов, используемых для предприятия АО «Сызранский НПЗ», базирующаяся на применении комплексных методов неразрушающего контроля, включающих магнитопорошковый контроль, радиографический, акустико-эмиссионный, ультразвуковой, капиллярный методы исследования.

Теоретическая значимость исследования заключается в обеспечении профилактических прогнозных методов безопасной эксплуатации и точного контроля технического состояния технологических трубопроводов, транспортирующих горючие взрывоопасные вещества.

Практическая значимость исследования заключается в том, что внедрении по результатам диссертационной работы, включающие разработанную комбинированную систему диагностирования технического состояния технологических трубопроводов, транспортирующих горючие и взрывоопасные вещества, планируется в 2021 году, ООО «Промэкспертиза» при проведении работ на предприятиях РФ.

Достоверность и обоснованность результатов исследования обеспечивались:

- визуальным осмотром наружной поверхности элементов и участков трубопроводов на отсутствие трещин;
- проведением ультразвукового контроля;
- проведением, контроля твердости стенок элементов трубопровода;
- проведением обследования сварных соединений капиллярным методом контроля;
- проведением акустико-эмиссионного контроля трубопровода.

Личное участие заключается в проведении визуально измерительного контроля трубопровода №17 «Линия от АВГ-7 до С-2», проведении ревизии трубопровода в период капитального ремонта 2019 года совместно с представителями управления технического надзора.

Апробация и внедрение результатов работы велись в течение всего исследования. Его результаты докладывались на «Регионально научно-технической конференции».

На защиту выносятся: результаты разработки комбинированной системы комплексного диагностирования технологических трубопроводов, на примере трубопровода №17 «Линия от АВГ-7 до С-2», базирующейся на инструментальных методах неразрушающего контроля, включающих магнитно-порошковый, радиографический, акустико-эмиссионный, ультразвуковой и капиллярный методы.

Основные результаты диссертационного исследования отражены в 1 публикации.

Структура магистерской диссертации. Работа состоит из введения, 3 разделов, заключения, содержит 4 рисунка, 13 таблиц, список используемых источников из 31 источник, 1 приложения. Основной текст работы изложен на 95 страницах.

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящей ВКР применяют следующие термины с соответствующими определениями:

ГЕРМЕТИЗАЦИЯ – это обеспечение полной непроницаемости для газов и жидкостей (герметичности) стен и поверхностей, ограничивающих внутренние части и объёмы аппаратов и машин, помещений и сооружений, а также их стыков и соединений. Следует различать понятия герметизма и герметичности;

ГИДРООЧИСТКА – это каталитический процесс удаления из нефтепродуктов гетероатомных, непредельных соединений и частично полициклических аренов в среде водорода;

ТУПИКОВЫЙ УЧАСТОК – неиспользуемый или редко используемый в технологической схеме участок трубопровода различной протяженности, находящийся под давлением продукта, но без протока (без расхода рабочей среды);

ТВЕРДОСТЬ – это свойство материала оказывать сопротивление контактной деформации или хрупкому разрушению при внедрении индентора в поверхность. Под индентором понимается твердосплавный наконечник;

РИФОРМИНГ – это промышленный процесс переработки бензиновых и лигроиновых фракций нефти с целью получения высококачественных бензинов и ароматических углеводородов;

ФИЗИЧЕСКИЙ ИЗНОС – механическое повреждение или температурная деформация оборудования и трубопроводов может привести как к частичному, так и к полному их разрушению и возникновению аварийной ситуации любого масштаба.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящей ВКР применяют следующие сокращения и обозначения:

АВТ – атмосферно вакуумная трубчатка

ОПО – опасный производственный объект;

ЛВЖ – легковоспламеняющаяся жидкость;

ГЖ – горючая жидкость;

КИП и А – контрольно-измерительные приборы и автоматика;

АСУТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

ПАЗ – противоаварийная автоматическая защита, базирующаяся на средствах и элементах контрольно-измерительных приборов и автоматики, вычислительной техники и управляемых ими исполнительных устройствах;

ПДК – предельно-допустимая концентрация;

ППК – пружинный предохранительный клапан;

6 - ВГСО – военизированный газоспасательный отряд №6;

ПЧ-26 – пожарная часть ПЧ-26 ООО «РН – Пожарная безопасность»;

ВСГ – водородсодержащий газ;

БСФ – бензол содержащая фракция;

ИВДА – изолирующий воздушно-дыхательный аппарат;

ЗФИО – замена физически-изношенного оборудования;

ПБОТОС – промышленная безопасность, охрана труда и охрана окружающей среды;

УПБ и ОТ – управление промышленной безопасности и охраны труда;

АЭ – акустико-эмиссионный метод;

КР – капитальный ремонт;

УЗТ – ультразвуковая толщинометрия;

УТН – управление технического надзора;

КИП и А – контрольно измерительные приборы и автоматика.

1 Современное состояние проблемы технической диагностики и профилактического сервиса технологического оборудования газонефтегазотранспортных трубопроводов

1.1 Анализ технологического процесса и работы оборудования

В связи с тем, что АО «Сызранский нефтеперерабатывающий завод» - был введён в эксплуатацию в 1942 году, часть оборудования морально устарела. Постоянное воздействие агрессивных сред, перепадов температур и давления негативно сказывается на состоянии трубопроводных систем и оборудования. Статистика показывает, что число разгерметизации трубопроводов с каждым годом возрастает, в большинстве случаев разгерметизация происходит в результате коррозионного износа.

В период капитального ремонта на заводе для повышения надёжности производят работы по замене физически изношенного оборудования, но в связи с большим объёмом работ и недостаточной мобилизации рабочих подрядных организаций, в полном объёме работы выполнить не представляется возможным. Ответственные трубопроводы с показателями близкими к отбраковочным, замену которых невозможно произвести по каким-либо причинам, необходимо держать на особом контроле, именно мониторинг состояния трубопровода позволит определить остаточный ресурс. С каждым годом количество трубопроводов требующей замены возрастает, только за 2019 год протяжённость замененных трубопроводов составила 1007 м.п. На 2020 год запланирована частичная замена транспортного трубопровода протяжённостью более 3000 м.п.

Объектом исследования предлагаю выбрать трубопровод № 17 расположенный на установке каталитического риформинга ЛЧ 35/11-600.

Установка каталитического риформинга ЛЧ 35/11-600 является стратегически важным объектом. Именно ЛЧ 35/11-600 обеспечивает более

80% водорода, потребляемого заводом. В случае аварийной остановки, загрузку завода понижают. В результате снижения производительности происходит отклонение от плана производства.

После устранения аварии для выполнения годовых отборов светлых углеводородов загрузку поднимают до максимальных мощностей, в связи с этим происходит дополнительная нагрузка на оборудование и трубопроводы.

По всей компании ведётся мониторинг отказов оборудования связанного с разгерметизацией оборудования и трубопроводов. Только за 2018 год разгерметизация трубопроводов составила 59% от общего количества. На устранение данной проблемы ежегодно разрабатываются программы по замене трубопроводов следующих марок стали:

- 1) Сталь 20;
- 2) 15X5M.

Выполнение данных программ держится на особом контроле у компании ОАО «Роснефть». В 2017 году на установке ЛЧ 35/11-600 проводилась масштабная реконструкция. В связи большим объёмом работ и ограниченными сроками проведения ремонта, змеевик на печи П-603 был заменён только частично. В 2019 году был обнаружен пропуск змеевика, именно на участке, который замене не подлежал. Причиной прогара змеевика стала коксование участка трубопровода и неравномерного нагрева.

Для предотвращения возникновения аварийных ситуаций необходимо выявление дефектов на ранней стадии развития. Применение одного метода неразрушающего контроля не даёт 100% гарантии на то, что при пусковых работах или на режиме дефект не проявит себя. Возникает потребность в разработке комбинированной системы диагностического состояния технологических трубопроводов. Система должна показать отклонения в реальном времени. Мониторинг за ответственными трубопроводами позволит изучить характер возникнувшего дефекта и причину появления и избежать причин возникновения аварийных ситуаций [1].

Анализ случаев разгерметизации оборудования и трубопроводов в обществах блока АО «Роснефть» в 2018 году показан на рисунке 1.

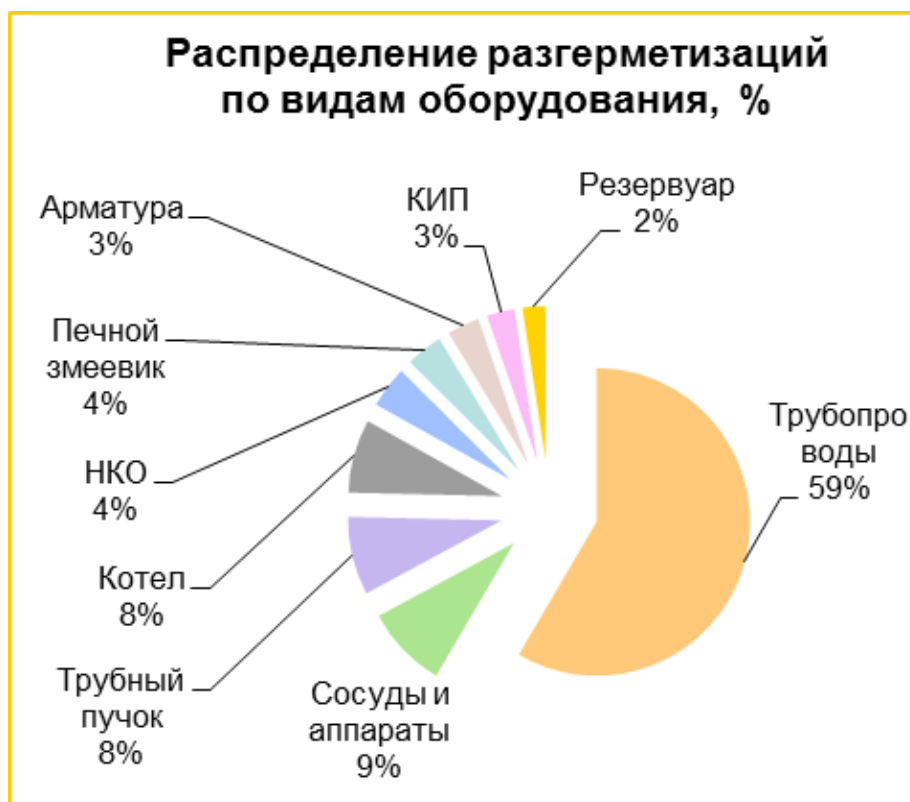


Рисунок 1 – Анализ случаев разгерметизации оборудования и трубопроводов в обществах блока АО «Роснефть» в 2018 году

Проблема заключается в том, что трубопроводы находятся на опасно производственном объекте. Проведение ревизии трубопроводов на режиме затруднено. Для проведения ревизии нужно разработать план мероприятий, подготовить трубопровод [2].

Взрывоопасность исследуемого объекта обусловлена, следующим:

- большим количеством циркулирующего в системе водорода;
- большим количеством летучих нефтепродуктов (ЛВЖ);
- высокими температурами нефтепродуктов и водорода, нагретых выше температуры самовоспламенения (более 500°C);
- возможностью возникновения пожара и взрыва в случае разгерметизации трубопроводов и аппаратов;

- открытым огнем в нагревательных печах;
- повышенным давлением (до 4,0 МПа);
- наличием аппаратуры, создающей вакуум;
- наличием электрического тока высокого напряжения;
- наличием пара высокого давления (3,0 МПа);
- возможностью скопления паров углеводородов, бензина в углублениях, колодцах, помещениях вследствие того, что они тяжелее воздуха;
- возможностью отравления персонала углеводородными газами и парами бензина;
- возможностью образования статического электричества при перекачке нефтепродуктов со скоростью более 1,2 м/с.

Наиболее взрывоопасными блоками являются блок 1 - гидроочистки и блок 3 - каталитической ароматизации.

«Сырьем являются прямогонные фракции бензина с установок АВТ, конечная продукция - компонент бензина АИ-98, сухой и жирный газ, бензин-отгон, рефлюкс, избыточный водород» [3].

Рассмотрим сценарий возможного развития аварии на технологическом блоке №1.

«При разгерметизации фланцевых соединений аппаратов и трубопроводов произойдет выброс паров горючих углеводородов в атмосферу с воспламенением. Выходящая с большой скоростью струя углеводородов будет интенсивно гореть, и нагревать

оборудование, расположенное вблизи от места аварии. Например, перегреются сырьевые теплообменники Т-601 (а, б), сепаратор С-601, деформируются фланцевые соединения на входных и выходных потоках на печи П-601, на выходе из реактора Р-601, перегрев фильтров Ф-601 1/2/3, в результате чего произойдет разрушение оборудования с выбросом значительных количеств углеводородов в окружающее пространство с

последующим взрывом. Аналогично может развиваться аварийная ситуация и на других блоках» [4].

Для определения максимально возможных количеств паров и жидкости, которые могут выйти наружу рассматривали стабилизационную колонну К-602, соотношение паровой и жидкой фаз в которой 22/78 [6].

Последствия взрыва могут распространиться на соседние установки ЛГ 35-11/300 и УПТВ.

Установка ЛЧ 35/11-600 относится к первой категории вредности. Взрывоопасность относится к классу «А». К первой категории относятся - «объекты, оказывающие значительное негативное воздействие на окружающую среду и относящиеся к областям применения наилучших доступных технологий» [7].

Перечень опасных веществ на установке каталитического риформинга ЛЧ-35/11-600 с блоком выделения БСФ.

1) Бензин представляет собой легковоспламеняющуюся жидкость. Жидкость, прозрачная со специфическим запахом, 4 класса опасности. Смесь углеводородов. ПДК в воздухе рабочей зоны – 300/100 мг/м³. Оказывает наркотическое воздействие в больших концентрациях, раздражает верхние дыхательные пути, слизистую оболочку глаз и носоглотки и кожу человека. Постоянный контакт с бензиновой фракцией может вызвать острые воспаления и хронические экземы. При признаках отравления нужен свежий воздух, создать условия для свободного дыхания, обильное питье, покой. Меры первой помощи: при попадании на кожу необходимо удалить сухой тряпкой и затем промыть проточной водой с мылом. При раздражении слизистых оболочек необходимо промыть проточной водой. Методы перевода вещества в безопасное состояние смывание водой с последующей утилизацией на очистных сооружениях. Засыпка песком с последующей уборкой и передачей на утилизацию. Средства индивидуальной защиты

фильтрующий промышленный противогаз марки А2В3Е3Р3Д с фильтром ДОТ 600, спецодежда, спецобувь, каска, перчатки [8].

2) Гидрогенизат представляет собой легковоспламеняющуюся жидкость. Жидкость, прозрачная со специфическим запахом, 4 класса опасности. Смесь углеводородов. ПДК в воздухе рабочей зоны – 300/100 мг/м³. Раздражает слизистую оболочку и кожу человека, попадая на кожу, обезжиривает кожный покров. При длительном соприкосновении с кожным покровом возможны кожные заболевания появление сухости кожи, трещин, раздражения. Признаки отравления парами: головокружение, слабость, сухость во рту, иногда развивается состояние опьянения, характеризуемое беспричинной веселостью, затем наступает потеря сознания. При признаках отравления свежий воздух, создать условия для свободного дыхания, обильное питье, покой. Меры первой помощи: при попадании на кожу необходимо удалить сухой тряпкой и затем промыть проточной водой с мылом. При раздражении слизистых оболочек промыть проточной водой. Методы перевода вещества в безопасное состояние смывание водой с последующей утилизацией на очистных сооружениях. Средства индивидуальной защиты фильтрующий промышленный противогаз марки А2В3Е3Р3Д с фильтром ДОТ 600, спецодежда, спецобувь, каска, перчатки.

3) Жидкое топливо для печей (мазут) горючая жидкость (смесь предельных и непредельных углеводородов), температура самовоспламенения 350°С, ПДК в воздухе рабочей зоны – 300 мг/м³, 4 класс опасности [9]. Запах характерный для углеводородов. Коррозионная активность слабая. Оказывает угнетающее действие на центральную нервную систему и наркотическое действие при вдыхании. Пары и их смеси с аэрозолем раздражают слизистые оболочки и кожу человека. Легкое отравление вызывает головную боль, тошноту. При остром отравлении наступает потеря сознания. При пожарах возможны ожоги различной степени тяжести, поражение органов дыхания, отравление персонала

продуктами горения. Меры первой помощи: вывести пострадавшего из загазованной зоны на свежий воздух, создать условия для свободного дыхания, покой, тепло. При отсутствии дыхания делать искусственное дыхание. При попадании мазута на открытые участки тела необходимо его удалить и обильно промыть кожу теплой водой с мылом, при попадании на слизистую оболочку глаз обильно промыть глаза теплой водой. Методы перевода вещества в безвредное состояние: засыпка песком с последующим удалением и утилизацией, сжигание. Средства индивидуальной защиты фильтрующий промышленный противогаз марки А2В3ЕЗР3Д с фильтром ДОТ 600, спецодежда, обувь, каска, перчатки.

4) Газообразное топливо для печей (топливный газ), сухой газ бесцветный воспламеняющийся газ легче воздуха, 4 класс опасности, ПДК – 900/300 мг/м³. Смесь углеводородов С1-С4. Запах слабый. Коррозионное воздействие слабое. При длительном воздействии возможно отравление. Меры первой помощи: свежий воздух, согревание тела грелками, свободное дыхание. При нарушении дыхания дать кислород. При отсутствии дыхания делать искусственное дыхание с использованием аппарата искусственной вентиляции легких. Морфин и адреналин не используются. При ожогах стерильная повязка, срочная медицинская помощь. При ранениях оказание первой медицинской помощи (нашатырный спирт, повязка), госпитализация. Методы перевода вещества в безопасное состояние: сжигание на специальном устройстве. Рассеивание в атмосфере (использование приточной вентиляции). Средства индивидуальной защиты фильтрующий промышленный противогаз марки А2В3ЕЗР3Д с фильтром ДОТ 600, спецодежда, каска, перчатки.

5) Сероводород бесцветный газ с запахом тухлых яиц и сладковатым вкусом, класс опасности 2. ПДК в воздухе рабочей зоны – 10 мг/м³. Агрессивно взаимодействует со многими металлами и некоторыми видами пластика, особенно при повышенной температуре и в присутствии влаги.

Смесь паров сероводорода с воздухом от 4,5 до 45 % об. – взрывоопасна. Сильный нервный яд, вызывающий смерть от остановки дыхания. Меры первой помощи: свежий воздух. Освободить от стесняющей одежды. Покой, тепло, ингаляция кислорода. При нарушении дыхания и асфиксии длительное искусственное дыхание с кислородом. При потере сознания или коматозном состоянии кровопускание (300-400 мл) с вливанием, 0,25-0,5 % раствора метиленового синего в 40 % растворе глюкозы (20-30 мл). При сосудистой недостаточности кровопускания противопоказаны, под кожу вводят норадреналин (1 мл раствора), кофеин (1-2 мл 1 % раствора), кордиамин. (1 мл). При развивающемся отеке легких внутривенно хлористый кальций, глюкоза. Методы перевода вещества в безвредное состояние: утилизация. Средства индивидуальной защиты фильтрующий промышленный противогаз марки А2В3ЕЗР3Д с фильтром ДОТ 600, спецодежда, спецобувь, каска, перчатки.

б) Стабильный катализат представляет собой легко воспламеняющуюся жидкость. Жидкость, прозрачная со специфическим запахом, 4 класса опасности. Смесь углеводородов. ПДК в воздухе рабочей зоны – 100 мг/м³. Оказывает наркотическое действие. При высоких концентрациях паров, при работе в замкнутом объеме (например, при ремонте емкостей) наступает потеря сознания, возможно смертельное отравление. При умеренных концентрациях головная боль, потеря сознания, судороги, нарушение сердечной деятельности, ослабление дыхания. При вдыхании небольших количествах головная боль, головокружение, тошнота, рвота, возбуждение, кровяное давление понижается. При признаках отравления свежий воздух, создать условия для свободного дыхания, обильное питье, покой. Меры первой помощи: при попадании на кожу необходимо удалить сухой тряпкой и затем промыть проточной водой с мылом. При раздражении слизистых оболочек промыть проточной водой. Методы перевода вещества в безопасное состояние смывание водой с последующей утилизацией на

очистных сооружениях. Средства индивидуальной защиты фильтрующий промышленный противогаз марки А2В3ЕЗР3Д с фильтром ДОТ 600, спецодежда, обувь, каска, перчатки.

7) Бензол содержащая фракция представляет собой легковоспламеняющуюся жидкость. Жидкость, прозрачная со специфическим запахом, 3 класса опасности, содержание бензола до 30 % масс. ПДК в воздухе рабочей зоны – 15/5 мг/м³. При очень высоких концентрациях почти мгновенная потеря сознания и смерть в течение нескольких минут. При меньших концентрациях происходит сонливость, общая слабость, головокружение, тошнота, рвота, головная боль, потеря сознания. Наблюдаются мышечные подергивания, которые могут переходить в тонические судороги. Известны случаи сильной сердечной аритмии. При признаках отравления свежий воздух, создать условия для свободного дыхания, обильное питье, покой. Меры первой помощи: при попадании на кожу необходимо удалить сухой тряпкой и затем промыть проточной водой с мылом. При раздражении слизистых оболочек промыть проточной водой. Методы перевода вещества в безопасное состояние смывание водой с последующей утилизацией на очистных сооружениях. Средства индивидуальной защиты фильтрующий промышленный противогаз марки А2В3ЕЗР3Д с фильтром ДОТ 600, спецодежда, обувь, каска, перчатки.

8) Отбензоленный стабильный катализат представляет собой легковоспламеняющуюся жидкость (смесь фракций НК- 62°С и 85°С-КК). Жидкость, прозрачная со специфическим запахом, 4 класса опасности. ПДК в воздухе рабочей зоны – 100 мг/м³. Оказывает наркотическое действие. При умеренных концентрациях головная боль, потеря сознания, судороги, нарушение сердечной деятельности, ослабление дыхания. При вдыхании небольших количеств головная боль, головокружение, тошнота, рвота, возбуждение, кровяное давление понижается. Меры первой помощи: при попадании на кожу необходимо удалить сухой тряпкой и затем промыть

проточной водой с мылом. При раздражении слизистых оболочек промыть проточной водой. Методы перевода вещества в безопасное состояние – смывание водой с последующей утилизацией на очистных сооружениях. Средства индивидуальной защиты фильтрующий промышленный противогаз марки А2В3ЕЗР3Д с фильтром ДОТ 600, спецодежда, обувь, каска, перчатки.

1.2 Методы обеспечения безопасной эксплуатации оборудования

Обеспечение герметичности оборудования и коммуникаций одно из основных условий обеспечения безопасности технологических процессов [5]. Особое значение она имеет при переработке токсичных, пожароопасных и взрывоопасных сред, так как их утечка в окружающую среду может привести к отравлениям, пожарам и взрывам.

Наиболее частыми причинами нарушения герметичности являются не плотности в соединениях деталей оборудования. Устранение или уменьшение степени не плотности достигается применением уплотнителей.

Выбор тех или иных видов уплотнений определяется требуемой степенью герметизации и условиями эксплуатации оборудования, в том числе давлением среды, температурным режимом, скоростями движения и др.

Для обеспечения герметичности большинство соединений делается сварными, так как сварка деталей обеспечивает необходимую прочность и долговечность соединений герметичности резьбовых, сальниковых соединений применяются промасленные волокна.

На установках каталитического риформинга, как правило, применяется комплексная автоматизация технологических процессов, при этом на монитор оператора выносятся все необходимые параметры для ведения процесса и параметры, характеризующие безопасную работу оборудования.

Для ликвидации аварийных ситуаций предусматривается автоматическая блокировка взаимосвязанного оборудования и сигнализация.

«При уменьшении подачи сырья менее $57 \text{ м}^3/\text{ч}$ закрывается электрозадвижка на трубопроводе сырьевых насосов Н-601 (1, 2), останавливаются сырьевые насосы Н-601 (1, 2) с одновременным прекращением подачи топлива в реакторные печи. Эти мероприятия предотвращают попадание водорода в сырьевую линию, а также прогар труб в печи» [4].

При уменьшении расхода ВСГ до $25000 \text{ нм}^3/\text{ч}$ закрывается электрозадвижка на выходе из насосов, и закрываются клапана на линии подачи газообразного и жидкого топлива в камеру печи.

Для центробежных насосов и компрессоров установлена блокировка по остановке, при достижении максимального и минимального уровня в сепараторе С-601, а также при превышении температур подшипников коленчатого вала.

На блоке печей предусмотрены блокировки по содержанию кислорода и диоксида углерода в камерах сгорания печей, давления воздуха, топливного газа и жидкого топлива. Помимо датчиков на трубопроводах установлены клапана и предохранительные устройства [10].

На аппаратном дворе установке установлена звуковая и световая сигнализация для оповещения рабочего персонала и других примыкающих ОПО. Дополнительно проводят учения по ликвидации аварийных ситуаций с участием служб завода.

В здании компрессорной устанавливаются газоанализаторы на объёмное содержание водорода в воздухе, прибор срабатывает при достижении концентрации водорода в воздухе от 20 – 50% от нижнего предела взрываемости. При включении аварийной сигнализации происходит автоматическое включение аварийной вентиляции.

На случай аварийной ситуации предусматривается дистанционное отсечение блоков. Логика срабатывания блокировок настроена так, чтобы

остановить насосное и компрессорное оборудование, перекрыть подачу топлива в печь, сбросить давление в системе и дренировать жидкие углеводороды в аварийные подземные ёмкости [11].

Пуск и остановка установки производится по письменному распоряжению начальника цеха и согласованию с диспетчером завода на основании приказа по заводу.

Пуск установки должен производиться под руководством инженерно-технических работников.

«Подготовка установки к пуску заключается в тщательной проверке правильности выполнения всех монтажных работ в соответствии с проектом, выявлении и устранении дефектов оборудования и арматуры, обкатке оборудования, выявлении готовности связей установки с общезаводским хозяйством по части снабжения сырьем, реагентами, энергоресурсами и выдачей готовой продукции» [4].

В период подготовки необходимо выполнить мероприятия, обеспечивающие безаварийную работу установки и ее эксплуатацию:

- очистить территорию установки от посторонних предметов, закрыть лотки и колодцы, засыпать крышки колодцев песком. Получить разрешение в органах Ростехнадзора на включение аппаратов в работу;

- вывесить таблички на аппаратах, сделать надписи на трубопроводах с указанием продукта и направлений потоков;

- проверить соответствие требованиям РД электрооборудования, состояние теплоизоляции, заземления, аварийного освещения, молниеотводов, вентиляционных систем;

- подготовить и включить в работу контрольно-измерительные приборы;

- по готовности отдельных систем установки, связанных с общезаводским хозяйством, на установку принимаются электроэнергия, воздух КИП, технический воздух, пар, вода, азот;

- прекратить все огневые работы на установке;
- предупредить о начале пуско-наладочных работ заинтересованные производства.

Подготовительные работы к пуску

1. Произвести ревизию, гидравлическое испытание и сдачу аппаратов, подведомственных Госгортехнадзору, опрессовку инертным газом (азотом) систем высокого давления (опрессовка производится на расчетное давление аппаратов).

2. Принять на установку воду (свежую, оборотную) и подать ее во все конденсаторы-холодильники, насосные, здание компрессорной.

3. Одновременно с проверкой водопроводных сетей проверить систему промышленной канализации и горячей воды на проходимость и чистоту.

4. Принять на установку пар, для этого необходимо предварительно открыть все дренажи на паропроводах. После этого приоткрыть задвижку на входе пара и прогреть всю систему. По мере прогрева системы постепенно увеличивать поступление пара, соблюдая максимальную осторожность, не допуская гидравлических ударов.

5. Принять на установку электроэнергию. Проверить исправность силовой и осветительной системы, питания КИПиА, систем блокировки и сигнализации.

6. Принять на установку воздух для КИП, предварительно продув воздухопроводы, ресивер воздуха Е-612 и импульсные линии.

7. Включить в работу все системы вентиляции.

8. Принять на установку жидкое топливо и наладить его циркуляцию. Если на установку принимается топливный газ, система газового топлива тщательно продувается на факел.

9. Проверить наличие и исправность противопожарных средств и средств защиты от воздействия газа.

Гидроочистка сырья

После промывки и опрессовки аппаратов систему продуть азотом до содержания O_2 не более 0,5% объёмных, принять водород на пусковой линии, набрать давление в системах высокого давления блоков предварительной гидроочистки и риформинга 10–15 кгс/см² со скоростью не более 5 кгс/см² в час и приступить к сушке катализатора АКМ-95Н в реакторе Р-601.

Пустить компрессор ПК-3 установки ЛГ 35-11/300 на циркуляцию по блоку гидроочистки, зажечь форсунки (для шуровки печи использовать только жидкое топливо) и приступить к подъёму температуры, скорость подъёма температуры 5-10°С в час на выходе из печи. Довести температуру на входе в реактор до 115-120°С и при этой температуре провести выдержку до окончания выделения воды из катализатора (контролировать по наличию воды в сепараторе высокого давления). По окончании выдержки начать подъем давления до рабочего со скоростью 5-7 кгс/см² в час. Одновременно вести подъем температуры на входе в реактор со скоростью 10°С в час.

В случае появления перепада температуры между входом в реактор и слоями катализатора в реакторе более 15-20°С, подъем температуры прекратить, при необходимости понизить температуру входа. Подъем температуры ведется до 200-210° С.

Начиная с температуры 150°С, устанавливается контроль, за содержанием сероводорода в водородсодержащем газе. Периодичность анализа 30 минут.

Контроль за содержанием сероводорода в ВСГ прекращается по достижении содержания сероводорода 0,1% об. В случае превышения допустимого содержания сероводорода необходимо понизить температуру реактора. Необходимо все время контролировать присутствие воды в сепараторе высокого давления С-601, при наличии воды проводить дренирование ее.

При достижении на входе в реактор температуры 200-210° С - дальнейший подъем температуры вести со скоростью 20-25°С в час.

Пуск установки

Налаживается циркуляция водорода по блоку ГО от ПК-3 установки ЛГ-35-11/300.

Колонна К-601 заполняется бензином, шуруется печь П-602, блок стабилизации выводится на режим.

Исходное сырьё, фракция 85-180°C подается насосом Н-601 (1, 2) в количестве 40-60 м³/час в тройник смешения (содержание водорода в циркуляционном газе должно быть не менее 70% об.) [12]. Температура в реакторе гидроочистки должна быть 220-250°C. Затем температура на входе в реактор поднимается до 290° С, а загрузку по сырью постепенно доводят до рабочей. При подаче сырья температура в реакторе гидроочистки не должна превышать 300-320°C во избежание резкого ее подъема в результате гидрокрекинга углеводородов в начальный период работы катализатора.

«Постепенно поднимают температуру на выходе из печи до 320-340°C, со скоростью 10-15°C в час. При появлении избытка гидрогенизата в сепараторе С-601 начинают вывод гидрогенизата в К-601. Налаживают работу отпарной колонны К-601. Рабочее давление в колонне К-601 устанавливается после поступления в колонну нестабильного гидрогенизата за счет отпариваемых газов. После появления избыточного уровня в К-601 и получения стабильного гидрогенизата начинают вывод гидрогенизата по линии некондиции» [3].

Гидрогенизат выводится с установки, минуя блок риформинга по линии не кондиции до тех по, пока содержание в нем серы не достигнет требуемого значения ниже 0,5 ppm.

После этого начинают подачу гидрогенизата на блок РБ.

Максимально допустимое содержание примесей в сырье при использовании биметаллических катализаторов в нормальных рабочих условиях составляет:

- общего азота – менее 0,5 ppm;

- хлоридов – менее 0,5 ppm.

Для освещения производственных помещений применяют газоразрядные лампы в связи с их большими экономическими и светотехническими преимуществами перед лампой накаливания.

Для защиты обслуживающего персонала установки используются индивидуальные средства защиты.

Фильтрующими противогАЗами обеспечивается весь обслуживающий персонал установки. Для защиты от сероводорода, как наиболее вероятной опасности, на установке, применяется противогАЗ типа "КД" и "В". Для работ внутри аппаратов и в местах с ограниченным доступом воздуха применяются шланговые противогАЗы типов ПШ – 1 и ПП – 2. Работы необходимо проводить с дублером.

Каждый рабочий обеспечивается: хлопчатобумажной курткой, хлопчатобумажными брюками, ботинками, рукавицами, очки со светофильтрами для защиты глаз при шуровке печей и без светофильтров при работе со щелочью. В зимнее время рабочие обеспечиваются ватными брюками и курткой со светоотражающими полосками.

В нефтеперерабатывающей промышленности важным фактором является обеспечение пожарной безопасности. Взрывозащищенное электрооборудование в зависимости от области применения подразделяется на две группы. Ко второй группе относится: взрывозащищенное электрооборудование.

Электрооборудование группы II имеет непроницаемую оболочку и искробезопасную электрическую цепь. Условия применения взрывозащищенного электрооборудования определяются нормативами и отраслевыми правилами техники безопасности. Электрооборудование, устанавливаемое в пожароопасных и взрывоопасных производствах по исполнению должно соответствовать категории и группе взрывоопасной среды. Во взрывоопасных помещениях классов В-1А допускается

применение взрывозащищенного электрооборудования любого вида защиты от взрывов.

Согласно правилам устройства электроустановок, во взрывоопасных зонах установленные электродвигатели с частями, как искрящими по условиям работы, так и не искрящими, имеют в зоне класса В-1А взрывозащищенное исполнение непроницаемом продуваемом под избыточным давлением кожухе.

Наиболее безопасными является размещение электродвигателей в изолированных от взрывоопасных производств помещениях. Части электротехнических установок и осветительных сетей, которые могут находиться под напряжением, надежно изолируют, применяют электропроводку в герметичных стальных трубах. Во взрывоопасных помещениях можно применять только взрывозащищенное пусковое устройство. Электросветильники устанавливают взрывозащищенного исполнения в стальных трубах. Во взрывоопасных помещениях можно применять только взрывозащищенное пусковое устройство. Электросветильники устанавливают взрывозащищенного исполнения.

Все металлические части аппаратов, газопроводы, резервуары, расположенные как внутри, так и вне помещения, предназначенные для переработки, хранения и транспортирования ЛВЖ с температурой вспышки 45°С и ниже заземляются. Заземление предназначено для отвода в землю электрических зарядов. Предельно допустимые сопротивления заземления не более 100 Ом.

Предусмотрено контурное заземление из металлических проводников, соединяющих все заземлители, и расположенное по периметру. Для заземления контура предназначены заземлители представляющие собой сплошные трубы, диаметром 38–50 мм, толщиной стенки не менее 3,5 мм и длиной 2–3 м, зарываемые в землю на глубину 0,5–0,9 м, от внешнего контура до уровня земли. Число заземлений должно быть не менее двух.

Способы ликвидации пожара, применяемые на установке, это прекращение доступа воздуха к очагу пожара.

Водяной пар является наиболее эффективным средством тушения огня в закрытых помещениях. Водяной пар применяется как средство, предупреждающее воспламенение горючих продуктов при протекании через не плотности арматуры и трубопроводов. Подача пара осуществляется с помощью пожарных шлангов.

На установке имеются пожарные лопаты, песок, паровые шланги, водяные рукава, войлочная кошма, огнетушители: ОП-5 различной емкости, ОХП-10 и ОХП-7. На площадке реакторного блока имеются паровые стояки со штуцерами для подключения пожарных шлангов. В помещении насосной установки имеются паровые коллекторы со штуцерами для подключения паровых шлангов. На площадке блока колонн имеются также паровые стояки со штуцерами для подключения паровых шлангов.

После знакомства с установкой ЛЧ 35/11-600 можно сделать вывод, что данная установка оснащена современной системой защиты трубопроводов и аппаратов. Каждый блок отсекается автоматическими клапанами без вмешательства рабочего персонала, печи оснащены паровой системой пожаротушения, на трубопроводах установлены датчики давления и температуры, привязанные к системе блокировок. На основе технологического регламента разработан план ликвидации аварийных ситуаций, что позволяет минимизировать участие рабочего персонала в ликвидации аварии. Все меры предназначены для ликвидации инцидентов, для недопущения требуется другой подход. Исходя из анализа отказов, связанных с разгерметизацией оборудования и трубопроводов в обществах блока АО «НК «Роснефть» в 2018 году, особое внимание необходимо уделить состоянию трубопроводов. Предлагаю разработать систему диагностирования трубопроводов в режиме реального времени. За основу можно взять систему диагностики «КОМПАКС». Данная система позволяет

следить за осевым отклонением подшипников и валов насосного и компрессорного оборудования. Тренд с осевыми отклонениями выводится на монитор в здании операторной установки, при достижении критических показателей насос останавливают и сдают в ремонт, включая в работу резервное оборудование. Система позволяет предотвратить разрушение оборудования, снизить затраты на проведения ремонта, и держать на контроле безопасную эксплуатацию оборудования.

2 Исследование обеспечения безопасной эксплуатации технологических трубопроводов на установке ЛЧ 35/11-600

2.1 Исследование процессов износа трубопроводных систем

В процессе эксплуатации трубопроводы и их элементы подвергаются износу. «Причина износа определяется условиями эксплуатации, материальным исполнением трубопровода, особенности перекачиваемого продукта, и т. д. Нарушение технологического режима, несоблюдение мероприятий при подготовке оборудования к сдаче в ремонт, превышение давления при опрессовке и гидравлических испытаниях оборудования, приводит к разгерметизации оборудования и трубопроводов. Разгерметизация может быть вызвана: ослаблением фланцевого соединения, неправильной установки прокладочного материала и др. Основной задачей является устранение причин возникновения коррозионного и эрозионного износа трубопроводов. Преждевременный износ можно предотвратить также, если правильно выбрать материал труб и вид изоляции» [4].

Проведение ревизии и экспертизы промышленной безопасности проводится при проведении текущего и капитального ремонта. При выходе из строя трубопровода в межремонтный период, выпускают приказ об остановке установки, разрабатывается график проведения ремонтных работ, а также разрабатываются мероприятия по недопущению аварийных ситуаций. Однако можно избежать полного останова установки, если имеется резервная схема. В случае использования резервной схемы, трубопровод глушат от остальных аппаратов до очередного планового ремонта или установки временно герметизирующего устройства на место пропуски, после чего проводят испытания инертным газом (азотом), либо проводят гидравлические испытания. При положительном результате испытания трубопровод включается в технологическую схему. Причиной аварийной ситуации могут служить некачественное проведение ремонтных работ:

несоблюдение технологии сварки, низкая квалификация персонала, применение некачественных материалов, отклонений от проектной документации, а также несоблюдение технологического режима [13].

Одним из основных методов контроля за надёжной и безопасной работой технологического оборудования и трубопроводов установки является периодическая ревизия, при которой проверяется состояние технологического оборудования установки, трубопроводов и коммуникаций, электрооборудования, систем КИП и А, вентиляционных установок.

Техническое освидетельствование сосудов, подлежащих учету в территориальных органах Ростехнадзора, проводится уполномоченной специализированной организацией, а также лицом, ответственным за осуществление производственного контроля, за эксплуатацией сосудов, работающих под давлением (инженером технического надзора), совместно с лицом, ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосудов. Техническое освидетельствование сосудов, не подлежащих учету в территориальных органах Ростехнадзора, проводится лицом, ответственным за осуществление производственного контроля, за эксплуатацией сосудов, работающих под давлением (инженером технического надзора), совместно с лицом, ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосудов.

Ревизия электрооборудования, регулирующих клапанов, канализации, а также наружный осмотр и ревизия технологического оборудования и трубопроводов с выдачей актов ревизии производится в течение 5 суток после подготовки оборудования для ревизии (обеспечения доступа к оборудованию, расположенному на высоте, демонтажа изоляции, зачистки оборудования для проведения контроля). Результаты ревизий при ремонте сопоставляются с первоначальными данными (результатами после монтажа или предыдущей ревизии), после чего составляется акт ревизии по каждому виду оборудования. Акты ревизии технологического оборудования

составляются инженерами УТН, подписываются начальником и механиком цеха, начальником и механиком установки и утверждаются главным механиком, с указанием исполнителей ремонтных работ. Механик цеха ведёт учёт подписанных им и полученных от УТН утверждённых актов ревизии и является ответственным за выдачу актов непосредственным исполнителям. Механик цеха составляет график выполнения ремонтных работ по полученным актам ревизии УТН с указанием сроков предоставления в УТН исполнительной документации. Ревизия резьбовых соединений на теплообменном оборудовании проводится вовремя капитального ремонта оборудования механиком установки совместно с мастером РП участка по ремонту технологического оборудования, трубопроводов на технологических установках или специалистом подрядной организации, выполняющим ремонт теплообменного оборудования. Ревизия резьбовых соединений на остальном оборудовании проводится вовремя капитальный ремонт оборудования механиком установки совместно со специалистами подрядной организации, выполняющей ремонт данного оборудования. Ревизия резьбовых соединений на датчиках расхода, давления, уровня, датчиках температуры, импульсных линиях возлагается на механика установки совместно со специалистом службы главного метролога. Ревизия защитных гильз термопар возлагается на механика установки совместно со специалистом службы главного метролога. Ревизия резьбовых соединений на линиях торцевых уплотнений, на самих торцевых уплотнениях, а также на местах установки манометрических сборок, технических (местных) термометров и термопар, пробоотборников, бобышках и запорных органах в местах подключения импульсных линий, бескамерных диафрагм, на колонки уровня. Ревизия возлагается на механика установки. Ревизия оборудования и коммуникаций, средств КИП и А установки производится в соответствии с инструкциями и действующими нормативными документами.

Временно герметизирующие устройства устанавливают на дефектный участок трубопровода или аппарата. В наше время существуют специальные организации по изготовлению и установке временно герметизирующих устройств любой сложности. Каждое устройство изготавливается индивидуально под каждый трубопровод исходя из параметров трубопровода и перекачиваемой среды. При необходимости в ВГУ подаётся инертный газ или герметик для создания барьера. Для незначительных пропусков используют хомуты и накладки. При пропуске в сварном соединении разделяется шов и зачищается. После проведения подготовительных работ соединение приваривают на прихватки и обваривают по кругу. При выполнении газоопасных и огневых работ следует соблюдать меры безопасности. Сварочные работы на газопроводе проводятся только при обязательном протекании газа по трубе при давлении не менее 1 кПа. Из-за отсутствия избыточного давления может произойти попадание кислорода в трубу, что приведет к образованию взрывоопасной смеси.

Для недопущения инцидентов на АО «СНПЗ» проведены работы по выявлению разнородного крепежа и проведение неразрушающего контроля

Для проведения проверки наличия разнородного крепежа составлен перечень трубопроводов 1 категории в количестве 599 ед. В период капитального ремонта 2019 определен приоритет проверки трубопроводов с рабочей температурой свыше 300°С в количестве 133 ед. Весь выявленный разнородный крепеж на 133 линиях заменен до пуска установок. Проверка материального исполнения крепежа, а также по заявкам цехов составила около 34000 замеров.

Лабораторией неразрушающего контроля было проконтролировано 869 сварных соединений:

1. ВИК – 869 сварных соединений;
2. УК – 246 сварных соединений;
3. РК – 564 сварных соединений;

4. ПВК - 59 сварных соединений.

Объемы работ проведения ревизии и ЭПБ трубопроводов в период комплексного капитального ремонта 2019 г. показаны в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Ревизия и ЭПБ трубопроводов в период проведения капитального ремонта 2019 года

Установка	ЭПБ		Ревизия	
	количество шт.	протяжённость м.	количество шт.	протяжённость м.
ЭЛОУ-АВТ-6	185	19961	74	7727
35/11-600	70	4730	88	7676
Л-35/6	88	6580	50	3040
ПГИ-ДИГ/280	179	14383	0	0
КУПВ	4	373	55	4904
Л-24/6	49	4668	74	5586
Л-24/7	53	5892	75	3655
Л-24/8с	0	0	102	8249
43-102/1	22	1265	16	977
43-102-2	37	3786	11	739
КАС	27	2123	41	3017
ГФУ	8	438	65	4398
УМК-1	6	371	16	1355
УМК-2	0	0	28	1270
ТК-3	1	213	25	2326
ТК-4	29	2402	30	3120
Битум	7	431	6	398
ГФХ	9	2773	4	2892
Сероочистка	7	659	0	0
Итого	781	71048	760	61329

В период проведения ремонта используются услуги супервайзинга (технического контроля) качества разборки и сборки фланцевых соединений трубопроводов 1-й, 2-й категории и сосудов под давлением, поднадзорных РТН. В общей сложности супервайзинговой компанией было проверено 2688 фланцевых соединений. Для проведения пневматических испытаний аппаратов, сосудов, теплообменников и прочего емкостного оборудования и трубопроводов использовалась мобильная азотная станция. В период с 10 по 11 сентября организацией ООО «ХимМонтажНаладка» г. Пермь проведена

гидромеханическая чистка змеевика печи П-1 установки ЛЧ 35/11-600. В результате проведения чистки удалось увеличить проходимость трубопровода с 88 м³/час при давлении 15 Бар до 105 м³/час.

В период ремонта установки ЛЧ 35/11-600 проведено:

- ЭПБ 63 трубопровода;
- техническое освидетельствование 46 аппаратов;
- ревизия трубопроводов 95 позиций;
- ревизия и ремонт запорной арматуры, ППК, КИП клапанов, диафрагм 456 позиций;
- замена трубных пучков Т-602/1-5 по ЗФИО;
- ремонт НКО 22 позиции;
- промывка, ремонт теплообменника Е-707 «ПАКИНОКС»;
- модернизация печи П-603.

По результатам проведения ревизии, технического освидетельствования и ЭПБ в период ремонта на основании актов ревизии были устранены выявленные дефекты:

- а) технологические трубопроводы 28 пунктов актов ревизии;
- б) аппараты 3 пункта;
- в) печи 12 пунктов актов ревизии.

В период проведения комплексного капитального ремонта на АО «СНПЗ» мною был проведён анализ критических позиций трубопроводов влияющих на ремонт технологических установок.

Критическая позиция это оборудование и трубопроводы ремонт, реконструкция, замена которых производится в течение всего ремонта и влияет на пуск установки. Выполнение данных работ держится на особом контроле. В 2019 году на АО «СНПЗ» были проведены работы на позициях указанных в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Перечень критичных работ в период капитального ремонта 2019 года

Цех	Установка	Наименование
1	ТК-3	ремонт змеевика печи П-1 по актам
3	Битум	замена отводов печи П-1
5	43/102-1 блок	замена отводов печи П-2
	43/102-2блок	замена отводов печи П-2
15	ПГИ/ДИГ-280	ЭПБ трубопроводов (179 линий)
	ЛЧ 35/11-600	замена футеровки печи П-603
	Л-35/6	замена трубопроводов ХМ замена трубопроводов СТ 20
18	Л-24/6	замена линии «Сероводород на УМК»

В период проведения комплексного капитального ремонта останавливается весь комплекс установок. Оборудование и трубопроводы отсекают от межцеховых коммуникаций и ставят на пропарку. Пропарка оборудования и трубопроводов осуществляется в течение 72 часов, до полного удаления углеводородов. Постановка межцеховых заглушек проводится ремонтным цехом по газоопасным нарядам, с применением индивидуальных средств защиты, в присутствии газоспасательной службы завода, ответственного за эксплуатацию объекта. После отсечения трубопровода заглушка пломбируется двумя замками, один ключ находится у начальника установки, второй у уполномоченного службы промышленной безопасности и охраны труда. Установка заглушек проводится специально обученными аттестованными работниками подрядных организаций имеющие разрешение работы на высоте, прошедшими инструктаж.

Перед началом работ проводится построение ремонтного персонала с записью в журнал совмещённых работ, в котором указывается наименование подрядной организации, место проведения работ, фамилия и инициалы работников подрядных организаций, и их должность. Все ремонтные работы проводятся по нарядам допускам. Оформлением и подготовкой нарядов занимается начальник установки.

Подготовка к капитальному ремонту начинается за год до начала. В первую очередь формируются объектно дефектные ведомости на каждую установку. В ведомостях указывается вид оборудования, наименование работ, количество требуемого материала и исполнитель. После чего проводят расценку на трудозатраты и материалы. Создают отдельные лоты и проводят тендерные процедуры по выбору подрядчика.

По дефектной ведомости составляют график производства ремонтных работ. В графике устанавливаются сроки проведения остановочных, подготовительных, ремонтных и пусковых работ. Каждая работа расписывается позиционно с расчётом времени на её выполнение, а также производится расчёт трудозатрат и требуемое количество мобилизации подрядчика [14].

Пиковая численность ремонтного персонала подрядных организаций в период капитального ремонта достигла 1322 человека при плане 1454 человека. Количество ремонтируемого оборудования в период проведения капитального ремонта 2019г. на Сызранском нефтеперерабатывающем заводе показано в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Количество ремонтируемого оборудования

Установка	Трубопроводы (заменено п.м.)	Теплообменное оборудование	ЗРА	ППК	Оборудование КИП и А
1	2	3	4	5	6
ЭЛОУ-АВТ-6	325	44	559	78	279
ЛЧ-35/11-600	40	43	135	53	265
Л-35/6	19	26	216	23	88
ПГИ-ДИГ/280	6	25	258	145	182
КУПВ	8	5	65	40	26
Л-24/6	47	26	162	40	133
Л-24/7	17	20	116	54	109
Л-24/8с	6	23	207	35	151
43-102/1	22	15	214	4	64
43-102-2	32	13	210	-	71
КАС	69	19	106	23	95
Сероочистка	-	5	49	-	20

Продолжение таблицы 2.3

1	2	3	4	5	6
ГФХ	79	-	55	4	36
ГФУ	20	26	50	-	80
УМК-1	54	5	132	20	53
УМК-2	28	10	146	14	39
ТК-3	45	11	147	6	38
ТК-4	251	19	194	6	51
Битум	6	3	35	13	30
Итого	1007	336	3056	558	1818

2.2 Исследование методов неразрушающего контроля

Для транспортировки углеводородного сырья на предприятиях нефтегазовой отрасли используются трубопроводные системы. Принимая во внимание тот факт, что технологические трубопроводы являются транспортерами взрывоопасных и пожароопасных сред, эксплуатация таких систем несет угрозу безопасному функционированию предприятий. В настоящее время продолжает сохраняться неблагоприятная ситуация, способствующая развитию на технологических трубопроводах инцидентов и аварий. Наиболее вероятными считаются аварийные ситуации, связанные с разгерметизацией трубопроводов вследствие их коррозионного износа, нарушений нормального технологического режима, из-за недостаточно высокого качества проведенных планово-предупредительных ремонтов. Ввиду обращения на установках большого количества взрывоопасных и пожароопасных и горючих жидкостей, часто встречаются аварии, сопровождающиеся пожарами.

Актуальность данной работы обусловлена необходимостью обеспечения безопасной эксплуатации и мониторинга технического состояния газонефтегазотранспортных трубопроводных систем, позволяющая предотвратить преждевременное разрушение и обеспечить своевременное обнаружение дефектов и неисправностей. В 2018 году в Обществах блока АО «НК «Роснефть» общее количество происшествий, связанных с

разгерметизацией технологического оборудования и трубопроводов составило 207 случаев. Из них 102 разгерметизации произошли после проведенных ЭПБ (экспертиза промышленной безопасности), 102 разгерметизации оборудования не отработанный, расчетный срок службы, 3 разгерметизации оборудования, выработавшего расчетный срок службы, но эксплуатируемого без ЭПБ.

1. По видам оборудования, чаще всего разгерметизации происходили на следующих позициях:

- трубопроводы (121 случай);
- сосуды и аппараты (18 случаев);
- трубных пучки (17 случаев);
- котельное оборудование (16 случаев).

2. Основные причины разгерметизации:

- разгерметизация в результате коррозионного износа (90 случаев),
- разгерметизация фланцевого соединения (35 случаев);
- разгерметизация сварного шва (27 случаев);
- разгерметизация в результате дефекта изготовления (17 случаев).

Количество разгерметизации технологического оборудования, прошедшего экспертизу промышленной безопасности (49%) показывает, что проведение экспертизы промышленной безопасности не дает гарантии безопасной эксплуатации, а является лишь формальным соблюдением требований Ростехнадзор.

Недостатки подхода к оценке ресурса трубопроводных систем основаны на разовом, в редком случае периодическом контроле, с точки зрения технической и экономической составляющих. Наиболее эффективным для мониторинга опасных производственных объектов является метод акустической эмиссии (АЭ).

В данной работе разработана комбинированная система диагностики технологических трубопроводов на режиме. Данная система позволит

провести диагностику основными методами неразрушающего контроля без отрыва от производства.

По результатам исследования методов неразрушающего контроля в нефтегазовой промышленности самыми распространёнными являются:

- радиографический;
- ультразвуковой;
- акустико-эмиссионный;
- магнитопорошковый;
- капиллярный.

Магнитопорошковый метод используется из-за простоты использования. Данный метод является универсальным и простым в использовании. Недостатком являются большие затраты для автоматизированного процесса [14].

Нанесение магнитного порошка на контролируемую поверхность детали осуществляют двумя способами, реализующими "сухой" или "мокрый" метод. В первом случае для обнаружения дефектов после намагничивания наносится ферромагнитный порошок. Используя "мокрый" метод контроля наносят на намагниченную деталь с помощью аэрозоля магнитную суспензию, т.е. взвеси ферромагнитных частиц в нетоксичных жидких средах: трансформаторном масле, смеси керосина с трансформаторным маслом, раствора антикоррозионных веществ в обыкновенной воде. Магнитное поле рассеяния обнаруживается тем, что на ферромагнитные частицы порошка действуют ponderomotorные силы этого поля, которые стремятся затянуть эти частицы в места наибольшей концентрации магнитных силовых линий. В результате ферромагнитные частицы собираются над дефектом, образуя рисунок в виде полосок или цепочек, полностью передавая структуру дефекта. Полоски из магнитных частичек по своим размерам обычно превышают ширину дефекта, поэтому

этот метод контроля идеален для выявления даже маленьких трещин, надрывов, волосовины и других мелких дефектов.

«Радиационные методы контроля основаны на регистрации и анализе ионизирующего излучения при его взаимодействии с контролируемым изделием. Наиболее часто применяются методы контроля прошедшим излучением, основанные на различном поглощении, ионизирующих излучений при прохождении через дефект и бездефектный участок сварного соединения. Интенсивность прошедшего излучения будет больше на участках меньшей толщины или меньшей плотности, в частности в местах дефектов несплошностей или неметаллических включений» [15].

«Методы радиационного контроля классифицируются, прежде всего, по виду (и источнику) ионизирующего излучения и по виду детектора ионизирующего излучения» [15].

«Ионизирующим называют излучение, взаимодействие которого со средой приводит к образованию электрических зарядов. Так как ионизирующее излучение, состоящее из заряженных частиц, имеет малую проникающую способность, то для радиационного контроля сварных соединений обычно используют излучение фотонов или нейтронов» [15].

Наиболее широко используется рентгеновское излучение (X-лучи). «Это фотонное излучение с длиной волны $6 \times 10^{-13} \dots 1 \times 10^{-9}$ м. Имея ту же природу, что и видимый свет, но меньшую длину волны (у видимого света $4 \dots 7 \times 10^{-7}$ м), рентгеновское излучение обладает высокой проникающей способностью и может проходить через достаточно большие толщины конструкционных материалов» [15].

«При взаимодействии с материалом контролируемого изделия интенсивность рентгеновского излучения уменьшается, что и используется при контроле. Рентгеновское излучение обеспечивает наибольшую чувствительность контроля» [15].

«Получают рентгеновское излучение в рентгеновских трубках. Испускаемые с накаливаемого катода электроны под действием высокого напряжения разгоняются в герметичном баллоне, из которого откачан воздух, и попадают на анод. При торможении электронов на аноде их энергия выделяется в виде фотонов различной длины волны, в том числе и рентгеновских. Чем больше ускоряющее напряжение, тем больше энергия образующихся фотонов и их проникающая способность» [15].

«К недостаткам радиационных методов необходимо, прежде всего, отнести вредность для человека, в связи с чем требуются специальные меры радиационной безопасности: экранирование, увеличение расстояния от источника излучения и ограничение времени пребывания оператора в опасной зоне. Кроме того, радиационными методами плохо выявляются несплошности малого раскрытия (трещины, непровары), расположенные под углом более $7... 12^\circ$ к направлению просвечивания, метод малоэффективен для угловых швов» [15].

«Акустико эмиссионный метод (АЭ) основан на регистрации и анализе акустических волн, возникающих в процессе пластической деформации и разрушения (роста трещин) контролируемых объектов. Это позволяет формировать адекватную систему классификации дефектов и критерии оценки состояния объекта, основанные на реальном влиянии дефекта на объект. Другим источником АЭ-контроля является истечение рабочего тела (жидкости или газа) через сквозные отверстия в контролируемом объекте» [16].

Характерными особенностями метода АЭ контроля, определяющими его возможности и область применения, являются следующие:

- метод АЭ-контроля обеспечивает обнаружение и регистрацию только развивающихся дефектов, что позволяет классифицировать дефекты не по размерам, а по степени их опасности;

- метод АЭ-контроля обладает весьма высокой чувствительностью к растущим дефектам:

- позволяет выявить в рабочих условиях приращение трещины порядка долей мм.

- предельная чувствительность акустико-эмиссионной аппаратуры по теоретическим оценкам составляет порядка $1 \cdot 10^{-6}$ мм², что соответствует выявлению скачка трещины протяженностью 1 мкм на величину 1 мкм;

- свойство интегральности метода АЭ-контроля обеспечивает контроль всего объекта с использованием одного или нескольких преобразователей АЭ-контроля, неподвижно установленных на поверхности объекта;

- метод АЭ позволяет проводить контроль различных технологических процессов и процессов изменения свойств и состояния материалов;

- положение и ориентация объекта не влияет на выявляемость дефектов;

- метод АЭ имеет меньше ограничений, связанных со свойствами и структурой материалов;

- особенностью метода АЭ, ограничивающей его применение, является в ряде случаев трудность выделения сигналов АЭ из помех. «Это объясняется тем, что сигналы АЭ являются шумоподобными, поскольку АЭ есть стохастический импульсный процесс. Поэтому, когда сигналы АЭ малы по амплитуде, выделение полезного сигнала из помех представляет собой сложную задачу» [16].

«При развитии дефекта, когда его размеры приближаются к критическому значению, амплитуда сигналов АЭ и темп их генерации резко увеличивается, что приводит к значительному возрастанию вероятности обнаружения такого источника АЭ» [16].

«Метод АЭ может быть использован для контроля объектов при их изготовлении, в процессе приемочных испытаний, при периодических технических обследованиях, в процессе эксплуатации» [16].

«Целью АЭ-контроля является обнаружение, определение координат и слежение (мониторинг) за источниками акустической эмиссии, связанными с несплошностями на поверхности или в объеме стенки объекта контроля, сварного соединения и изготовленных частей, и компонентов. Все индикации, вызванные источниками АЭ, должны быть при наличии технической возможности оценены другими методами неразрушающего контроля. АЭ-метод может быть использован также для оценки скорости развития дефекта в целях заблаговременного прекращения испытаний и предотвращения разрушения изделия. Регистрация АЭ позволяет определить образование свищей, сквозных трещин, протечек в уплотнениях, заглушках и фланцевых соединениях» [16].

«АЭ-контроль технического состояния обследуемых объектов проводится только при создании в конструкции напряженного состояния, инициирующего в материале объекта работу источников АЭ. Для этого объект подвергается нагружению силой, давлением, температурным полем и т.д. Выбор вида нагрузки определяется конструкцией объекта и условиями его работы» [16].

«Ультразвуковая дефектоскопия — поиск дефектов в материале изделия ультразвуковым методом, то есть путем излучения и принятия ультразвуковых колебаний, и дальнейшего анализа их амплитуды, времени прихода, формы и пр. с помощью специального оборудования — ультразвукового дефектоскопа» [17].

Принцип работы: «Звуковые волны не изменяют траектории движения в однородном материале. Отражение акустических волн происходит от раздела сред с различными удельными акустическими сопротивлениями. Чем больше различаются акустические сопротивления, тем большая часть звуковых волн отразится и вернется к приёмнику при прохождении фронта волны через границу раздела. Так как включения в металле часто содержат воздух, имеющий на несколько порядков большее удельное акустическое

сопротивление, чем сам металл, то за отражение волны практически не проходят» [18].

«Разрешение акустического исследования определяется длиной используемой звуковой волны. Это ограничение накладываем тем фактом, что при размере препятствия меньше четверти длины волны, волна от него практически не отражается. Это определяет использование высокочастотных колебаний — ультразвука» [18].

«Излучение ультразвука производится с помощью резонатора, который преобразует электрические колебания в акустические с помощью обратного пьезоэлектрического эффекта и вводит их в исследуемый материал. Отраженные сигналы попавшие на пьезопластину из-за прямого пьезоэлектрического эффекта преобразуются в электрические, которые и регистрируются измерительными цепями» [18].

«Существует пять методов проведения исследования: эхо-метод — наиболее распространенный: резонатор генерирует колебания (генератор) и он же принимает отражённые от дефектов сигналы (приемник)» [17].

«Теневой — используются два резонатора, которые находятся по две стороны от исследуемой детали на одной линии. В данном случае один из резонаторов генерирует колебания (генератор), а второй принимает их (приемник)» [17].

«Зеркально-теневой — используется для контроля деталей с параллельными двумя сторонами, развитие теневого метода: резонатор генерирует колебания и принимает их отражения от противоположной грани детали, признаком дефекта, как и при теневом методе, будет считаться пропадание отраженных колебаний. Основное достоинство этого метода заключается в доступе к детали, с одной стороны» [17].

«Зеркальный — используются два преобразователя с одной стороны детали: сгенерированные колебания отражаются от дефекта в сторону приемника. На практике используется только для специфических дефектов

(это связано со сложностью прогнозирования отражения сигналов от дефектов) и только совместно с другими методами. Дельта-метод — разновидность зеркального метода отличаются механизмом отражения волны от дефекта и способ принятия. На практике не используется» [18].

«Современные дефектоскопы используют одновременно несколько методов в разных сочетаниях, формируют узкий луч акустических волн и точно замеряют время, прошедшее от момента излучения, до приёма эхосигнала, что позволяет добиться высокого пространственного разрешения исследования и достоверности принятого решения о дефектности исследуемой детали. Компьютеризированные системы с фазированными решётками излучателей позволяют получить трёхмерное изображение дефектов в металле» [18].

«Преимущества: Ультразвуковое исследование не разрушает и не повреждает исследуемый образец, что является его главным преимуществом. Так же можно выделить высокую скорость и достоверность исследования при низкой стоимости и опасности для человека (по сравнению с радиодефектоскопией)» [18].

Недостатки: Требуется непосредственного контакта с образцом, что не всегда выполнимо. Кроме этого требуется подготовка мест установки датчиков.

«Применение: Используется для поиска пор и неоднородной структуры, проверки качества сварочных работ» [18].

УЗТ проводят с целью оценки фактического значения, толщины стенок элементов конструкций, способом однократных измерений в местах, недоступных для измерения толщины механическим измерительным инструментом. Замер толщины стенки Ультразвуковая толщинометрия осуществляется эхо-импульсным методом. «Основными преимуществами ультразвуковой толщинометрии являются большая производительность и высокая точность измерений в широком диапазоне толщин, возможность

контроля изделий из различных металлических и неметаллических материалов» [16,19].

«Основой методики является пьезоэлектро-акустический способ, при котором пьезоэлектропреобразователь посылает в изделие и последующем принимает отраженные от донной поверхности ультразвуковые колебания, считывает время на прохождение данного расстояния и обрабатывает полученные данные. Это позволяет достаточно точно определять толщину измеряемого объекта, не нанося ему при этом никакого вреда» [16].

«При измерении толщины стенок на реальном изделии необходимо иметь в виду, что точность измерений зависит от следующих факторов:

- поверхности стенок изделия могут быть не параллельны;
- шероховатость внешней и внутренней поверхностей может быть различной;
- металл изделия может иметь структурные неоднородности, несплошности и другие металлургические дефекты» [18].

Недостатки такие же как у ультразвуковых дефектоскопов: Требуется непосредственного контакта с образцом, что не всегда выполнимо. Кроме этого требуется подготовка мест установки датчиков.

«Твердометрия – это метод неразрушающего контроля твердости металлов, сплавов, резины, пластмассы, бетона и других материалов. Твердометрия является одним из основных видов механических испытаний металла и эффективным средством диагностики его структурно-механического состояния» [20].

При определении твердости материала необходимо учесть все стандарты. При любом отклонении результат будет неверным. В основном измерение проводится по методу Бринелля. Принцип работы состоит в том, что металлический шарик в период одного времени с одинаковой нагрузкой вдавливаются в объект исследования.

Все образцовые и рабочие средства измерений по методу Бринелля следует настраивать и калибровать по образцовым мерам твёрдости МТБ-1.

«Капиллярный контроль применяют также для объектов, изготовленных из ферромагнитных материалов, если их магнитные свойства, форма, вид и местоположение дефектов не позволяют достичь требуемой чувствительности магнитопорошковым методом или магнитопорошковый метод контроля не допускается применять по условиям эксплуатации объекта» [21].

Капиллярный контроль применяется также при течеискании совместно с другими методами неразрушающего контроля. При использовании данного метода определяется расположение дефекта и характер. Суть идеи состоит в проникновении жидкости (пенетрантов) в дефекты в результате получаем контрастное изображение. Для проведения капиллярного метода исследуемую поверхность зачищают и обезжиривают, наносят индикаторную жидкость. Жидкость проникает внутрь дефектов. Затем жидкость убирают и наносят проявитель. Дефекты выявляют визуальным осмотром. Капиллярным контролем выявляют дефекты шириной от 1 мкм, глубиной от 10 мкм и длиной от 0,1 мм. Использование метода требует внимательности и определённых навыков от специалиста проводящего исследование объекта. Обнаружение метода занимает большое количество времени и трудозатрат. Обнаружить дефект с первой попытки не всегда удаётся. Эффективным этот метод можно считать только при небольших объектах исследования. Главным преимуществом можно назвать простоту использования, высокую чувствительность к дефектам.

Результаты анализа используемых методов неразрушающего контроля приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Результаты анализа используемых методов неразрушающего контроля

Метод	Суть метода	Возможности	Преимущества	Недостатки
1	2	3	4	5
Магнитно-порошковый	Метод основывается на рассеивании, магнитных полей над дефектом, формой и амплитудой, которая несет информацию глубине нахождения дефекта. Индикатором является ферромагнитный порошок или суспензия.	Выявление дефектов находящихся на поверхности и поверхности. Выявление дефектов определяется на глубине до 2 мм. При проведении магнитопорошкового метода исследования можно определить трещины.	Низкая избирательность к типу дефекта.	Недостатком данного метода является остаточная намагниченность металла.
Радиографический	Анализ и регистрация ионного излучения в результате взаимодействия с объектом исследования.	Выявление скрытых внутренних дефектов, находящихся в стыковых соединениях, большинства материалов.	Преимуществом радиографического метода является быстрое распознавание вида дефекта.	Высокая стоимость оборудования, большие трудозатраты. Данный метод требует соблюдение требований техники безопасности.

Продолжение таблицы 2.4

1	2	3	4	5
Акустико-эмиссионный	Регистрация и анализ акустических волн, возникающих в процессе пластической деформации и роста трещин в исследуемых объектах.	Развивающиеся дефекты.	Меньшее время инспекции. Меньшая стоимость аппаратуры и контроля.	Чувствительность к помехам. Не определяет размер трещины и глубину дефекта.
Ультразвуковой	Излучение импульсов ультразвуковых колебаний, прием и регистрация отраженных от неоднородностей эхо-сигналов	Скрытые внешние и внутренние дефекты различных размеров и форм.	Более высокая достоверность обнаружения дефектов 2,5 раза, меньшая стоимость в 2 раза.	Безопасность в работе по сравнению с другими методами неразрушающего контроля.
Капиллярный	Основание на капиллярном проникновении индикаторных жидкостей в полости поверхностных дефектов и регистрации индикаторного рисунка.	Обнаружение дефектов производственно-технологического и эксплуатационного происхождения: трещины шлифовальные, термические, усталостные, закаты и другие.	Высокая чувствительность, простота контроля и наглядность результатов.	Сложность в обнаружении внутренних дефектов и их местоположения.

Выполненный анализ результатов таблицы 3.1 свидетельствует что, реализация разработанной модифицированной программы диагностирования технологических трубопроводов на ОАО «Сызранский НПЗ» обеспечит более безопасную эксплуатацию и точный контроль технического состояния нефтепроводов, а также позволит сократить расход материально-технических ресурсов предприятия.

Методы неразрушающего контроля базируются на выборочном отборе данных и зависят от времени нагрузки и местоположения в пространстве. Источники шума отличаются от настоящей эмиссии, связанной с дефектами, их отделяют путем использования математических методов на компьютере. Одним из вариантов оценки технического состояния при рабочих нагрузках без вывода объекта из эксплуатации является АЭ (акустико-эмиссионный) контроль. Это единственный метод, который позволяет в реальном времени следить за характером образования и развития дефектов в материале всего объекта в целом. Активные источники акустической эмиссии проявляют себя даже в режиме нормального функционального режима работы оборудования. При этом исключается создание предельных нагрузок, болезненных для объекта, работающего под давлением.

2.3 Разработка методов повышения надёжности трубопроводов

Наиболее опасными происшествиями на предприятиях нефтяной и газовой промышленности являются разгерметизации оборудования и трубопроводов. В Обществах группы бизнес блоков «Нефтепереработка» и «Нефтегазохимия, при этом более половины разгерметизации технологического оборудования происходит на трубопроводах. В результате анализа срока службы трубопроводов до момента разгерметизации установлено, что 50% разгерметизации произошли на оборудовании,

отработавшем нормативный срок службы. Основные причины разгерметизации трубопроводов:

- коррозионный износ (под воздействием транспортируемой среды);
- почвенная коррозия;
- дефект изготовления;
- некачественный ремонт;
- фланцевое соединение;
- размораживание;
- нарушение технологии.

Особое внимание необходимо уделить оборудованию подверженному высокотемпературной сероводородной коррозии ($T_{\text{экспл.}} > 260^{\circ}\text{C}$) в соответствии с РТМ по материальному исполнению оборудования НПЗ выполняется из теплоустойчивых коррозионностойких хромомолибденовых сталей марок 15X5M, X9M, 12X8ВФ, 15X5, X8 и др [22].

При сварке данных сталей необходимо соблюдать технологию сварки. Существует несколько вариантов сварки перлитный, и аустенитный. Перлитный вариант (однородный) рекомендуется использовать электроды ЦЛ-17, ОК 76.35 (15X5M+15X5M), ОК 76.96 (15X5M+X9M), ТМЛ-1У, 48Н-10, ОК 76.28 (15X5M+12X2М1). После завершения сварочных работ производить термообработку: отпуск $730-750^{\circ}\text{C}$ с выдержкой 3 часа, охлаждение до 300°C с $V_{\text{охл.}} \leq 100^{\circ}\text{C}/\text{час}$, далее в теплоизоляции (минимальное время на термообработку 6 часов/стык) [23].

Аустенитный вариант (разнородный) рекомендуется использовать электроды АНЖР-2, ОЗЛ-25Б, ОК-92.45 (в зависимости от установки и температуры эксплуатации), термообработка не требуется (в определенных случаях может потребоваться отдых. Нагрев до 300°C , выдержка 40-50 минут, охлаждение на воздухе). Для аустенитных сталей особенно опасен пар, содержащий кислород и хлориды. При проведении пропарки технологического оборудования во время подготовки к капитальному

ремонту не предусматриваются мероприятия по исключению хлоридов и кислорода в паре, а также не выполняется полное удаление конденсата после пропарки [23].

Коррозионное растрескивание аустенитных сталей (и аустенитных сварных швов) наступает в конденсирующемся паре, полученном из воды. В воде содержатся хлориды и кислород более чем 0,5 мг/л. Выявление коррозионного растрескивания усложняется в связи с появлением трещин в период набора давления, во время пуска технологической установки (при проведении контроля в период капитального ремонта трещины отсутствовали).

Наибольшее применение на технологических установках нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических предприятий нашли трубопроводы из углеродистых сталей. Объясняется это достаточно высоким пределом прочности, коррозионной стойкостью, при этом они технологичны при строительномонтажных и ремонтных работах, обладают сравнительно низкой стоимостью. Оценка состояния внутренней поверхности трубопровода визуально не возможна (небольшой диаметр, при большой протяженности). Существующие методы оценки технического состояния технологического трубопровода, сводятся к точечному измерению толщины стенки снаружи трубопровода. Данные методы не позволяют обнаружить дефекты в конкретном элементе трубопровода. Вероятность обнаружения, толщиномером язвенной коррозии или заводского дефекта элемента трубопровода практически равна нулю. По сути, ревизия технологических трубопроводов происходит по принципу, попал в язву – повезло, не попал – разгерметизация.

Нефтегазоперерабатывающие и нефтехимические предприятия были построены и введены в эксплуатацию 40-70 лет назад, таким образом, срок службы большинства технологических трубопроводов превышает предписанные 20 лет, кроме этого большинство из них уже несколько раз

проходили экспертизу промышленной безопасности. Методы диагностики при проведении ЭПБ ничем не отличаются от методов контроля, поэтому результаты диагностики не дают гарантии безопасной эксплуатации [24].

При этом затраты на полную замену трубопровода сопоставимы с проведением 4 ЭПБ трубопровода, с учетом затрат на демонтаж-монтаж изоляции, устройство лесов и оплату экспертам. При реконструкции и техническом перевооружении вводились изменения в технологические схемы трубопроводов, в результате изменений схем образовались тупиковые участки, которые являются потенциально опасными участками. В таких участках скапливаются коррозионно-активные вещества, наблюдается усиленный коррозионный износ, увеличена вероятность размораживания (из-за трудностей удаления воды после гидравлических испытаний). Тупиковый участок – неиспользуемый или редко используемый в технологической схеме участок трубопровода различной протяженности, находящийся под давлением продукта, но без протока (без расхода рабочей среды). При этом трубопроводы периодического действия и редко используемые трубопроводы к тупиковым участкам не относятся. Во время проведения капитального ремонта особое внимание необходимо уделить материальному исполнению механического крепежа. Исключить использование разнородного крепежа на фланцевых соединениях, так как у стали разные температурные расширения, при нагревании или охлаждения соединения происходит неравномерное обжатие соединения, что влечёт за собой разгерметизацию трубопровода. Крепёжные изделия – болты, шпильки, гайки и шайбы следует изготавливать по ГОСТ 9064-75, ГОСТ 9065-75, ГОСТ 9066-75 или рабочим чертежам.

Требования к подрядным организациям для сварочных работ:

1) наличие у организации «Свидетельства о производственной аттестации технологии сварки» в соответствии с требованиями РД 03-615-03;

2) наличие у организации «Карт технологического процесса сварки технологических трубопроводов» из групп сталей: (М01) – сталь 20, (М05) – сталь 15Х5М, (М11) – сталь 12Х18Н10Т и комбинации этих сталей;

3) наличие в собственности или в аренде сварочных аппаратов;

4) наличие в собственности или в аренде у организации печи для прокаливания электродов;

5) наличие в собственности или в аренде у организации термообработки сварных швов;

б) наличие у организации или в аренде аттестованной контрольно-сварочной лаборатории по контролю металлов и сварки с возможностями по контролю сварных швов.

Для недопущения происшествий предлагаю включить следующие мероприятия:

1) входной контроль комплекс мероприятий, включающий комиссионную приемку МТР, экспертизу представленной документации, определение условий транспортировки, отбор образцов, проведение испытания качества МТР, проверка условий хранения и использования, выдачу соответствующих сообщений и заключений, маркировка;

2) контроль материального исполнения непосредственно перед сваркой;

3) контроль материального исполнения силами технического надзора после ремонта;

4) ограничение обеспечения материала подрядчика;

5) выявление и устранение разнородного крепежа;

б) ликвидация тупиковых участков (сокращение длины), до ликвидации необходимо организовать усиленный контроль технического состояния тупикового участка (смонтировать обогрев, периодически контролировать толщину стенки).

Разгерметизация трубопровода, арматуры, фланцевого соединения с выбросом опасного вещества определяется по следующим опознавательным признакам:

- 1) резкое падение давления в трубопроводе и оборудовании;
- 2) видимый пролив продукта, пропуск газа;
- 3) загазованность территории, резкий запах паров нефтепродукта, газа;
- 4) шум (свист), создаваемый истекающим нефтепродуктом, газом;
- 5) Срабатывание звуковой сигнализации по падению давления на выходе сырьевого насоса Н-601/1, (Н-601/2);
- 6) Срабатывание световой и звуковой сигнализации по снижению расхода ВСГ;
- 7) Срабатывание датчиков газоанализаторов взрывоопасных концентраций горючих газов, паров и их примесей в воздухе рабочей зоны насосной №1 при достижении 10 % НКПВ с выводом показаний на пульт управления и срабатыванием световой и звуковой сигнализации на мониторе в операторной с автоматическим включением аварийной вентиляции;
- 8) Срабатывание датчиков газоанализаторов взрывоопасных концентраций горючих газов, паров и их примесей в воздухе рабочей зоны на территории установки при достижении 30 % НКПВ с автоматическим включением сирен.

Способы локализации и ликвидации аварии:

- а) аварийный останов блока гидроочистки;
- б) наличие системы автоматической защиты;
- в) наличие автоматической системы непрерывного контроля взрывоопасных концентраций горючих газов, паров и их примесей в воздухе рабочей зоны;
- г) отсечение блока (участка трубопровода) запорной арматурой;
- д) исключение источников зажигания;

е) включение паровой завесы печей П-601, П-602, П-603, П-604, П-605, П-801;

ж) сброс газовой фазы на факел.

Средства локализации и ликвидации аварии:

1) отсечные и регулирующие клапаны, запорная арматура с ручным управлением;

2) автоматизированная система управления технологическим процессом;

3) кнопка аварийной остановки насоса Н-601/1, Н-601/2 в операторной;

4) подача пара в топочное пространство печи П-601;

5) предохранительные клапаны;

6) паровая завеса печей: П-601, П-602, П-603, П-604, П-605, П-801;

7) станция пенного пожаротушения;

8) система парового тушения;

9) Стационарные лафетные вышки для тепловой защиты оборудования;

10) Оперативная система связи;

11) Индивидуальные переносные устройства связи;

12) Первичные средства пожаротушения;

13) Пожарные сирены;

Порядок и действия обслуживающего персонала:

а) первый заметивший аварию окриком предупреждает всех людей, находящихся в районе аварии и сообщает старшему оператору установки;

б) старший оператор (до прибытия ответственного руководителя работ по локализации и ликвидации аварии является ответственным руководителем) сообщает об аварии: - диспетчеру предприятия по «единой кнопке вызова», при отказе «единой кнопки вызова» - по радиостанции группы «АВАРИЯ», по прямой диспетчерской связи (предоставив краткую информацию);

в) диспетчер предприятия вызывает аварийные службы:

- ПЧ-26 по телефону прямой связи;
- газоспасательную службу 6 ВГСО;
- скорую помощь здравпункта;
- вызывает дежурного электрика;
- проводит оповещение специалистов и организаций, согласно списку и схеме оповещения.

г) старший оператор с персоналом смены:

- прекращают проведение всех работ на территории блока и выводят посторонних людей в безопасное место, используя индивидуальные средства защиты (каска защитная, фильтрующий промышленный противогаз с фильтром ДОТ-600 (А2В3ЕЗР3), ИВДА);

- исключают наличие источников зажигания в зоне аварии;
- организуют встречу аварийных служб;
- по прибытии аварийных служб докладывают обстановку и указывают точное место аварии;

- по указанию ответственного руководителя: - совместно с бойцами 6 ВГСО, используя средства индивидуальной защиты (при необходимости, изолирующие), определяют характер разгерметизации и докладывают ответственному руководителю;

- по возможности место разгерметизации отсекают близко расположенной арматурой. При невозможности дальнейшей работы по указанию ответственного руководителя прекращает работу печи П-601, для чего:

- закрывает с пульта управления клапан автоматический UV-907 на трубопроводе подачи топливного газа из Т-608 в печь П-601;

- закрывает с пульта управления клапан автоматический UV-909 на трубопроводе подачи жидкого топлива от кольцевого заводского коллектора в печь П-601;

- закрывает с пульта управления клапан автоматический UV-910 на циркуляционном (возвратном) трубопроводе жидкого топлива от печи П-601 в заводской коллектор;

- закрывает с пульта управления клапан автоматический UV-802 на трубопроводе.

Установка каталитического риформинга ЛЧ 35/11-600 с блоком выделения БСФ взаимодействует с другими ОПО завода [25]. При обнаружении загазованности и разгерметизации оборудования на установке ЛГ 35/11-300 срабатывает световая и звуковая сигнализация газоанализаторов. Действия обслуживающего персонала установки:

- 1) первый заметивший аварию окриком, по радиации предупреждает об этом остальной рабочий персонал, немедленно оповещает старшего оператора, по ближайшим средствам связи, по радиосвязи.

- 2) старший оператор установки 35/11-600:

- контролирует включение оператором паровой завесы печей;

- в случае нахождения на территории установки, немедленно возвращается в здание операторной;

- оповещает начальника установки 35/11-600;

- организует эвакуацию технологического персонала и работников подрядных организаций и других лиц, не занятых непосредственно выполнением работ по ликвидации аварии (с учетом направления ветра и возможным развитием аварийной ситуации) с территории установки в безопасное место, используя средства радиосвязи;

- оценивает ситуацию по докладам от обслуживающего персонала и с камер видеонаблюдения.

Перечень аварийного комплекта инструмента, материалов, приспособлений и средств индивидуальной защиты указан в таблице 2.4.

Таблица 2.5 – Перечень аварийного комплекта инструмента, материалов, приспособлений и средств индивидуальной защиты

Наименование	Количество	Место расположения
Аварийные фильтрующие противогазы А2В3ЕЗР3Д с фильтром ДОТ-600	8	Стенд для аварийных средств газовой защиты
Аварийные шланговые противогазы ПШ-1,2	3	Стенд для аварийных средств газовой защиты
Спасательные пояса и веревки	2	Стенд для аварийных средств газовой защиты
Медицинская аптечка	1	Операторная
Ключ рожковый 30x27	1	Аварийный щит в здании компрессора
Ключ рожковый 27x24	1	Аварийный щит в здании компрессора
Ключ рожковый 24x22	1	Аварийный щит в здании компрессора
Ключ рожковый 32x30	1	Аварийный щит в здании компрессора
Молоток	1	Аварийный щит в здании компрессора
Зубило	1	Аварийный щит в здании компрессора
Ключ накидной 24x22	1	Аварийный щит в здании компрессора
Ключ накидной 30x27	1	Аварийный щит в здании компрессора
Ключ накидной 27x24	1	А Аварийный щит в здании компрессора
Ломик 1	1	Аварийный щит в здании компрессора

Прекращение подачи электроэнергии на установку приводит к остановке турбокомпрессора, насосов, аппаратов воздушного охлаждения, приборов КИП может привести к:

- снижению производительности катализатора;
- перегреву труб змеевиков печей и образованию кокса в них из-за прекращения циркуляции водосодержащего газа и застоя в трубах;
- разгерметизации оборудования и трубопроводов из-за резких перепадов температур и давлений. В случае прекращения подачи электроэнергии предусматривается аварийное питание, при наличии которого по схемам автоматических блокировок: отключаются насосы Н-601 (1, 2), Н-604 (1, 2);
- закрывается клапан автоматический на выходе Н-601 (1, 2) и Н-604 (1, 2);
- закрывается клапан автоматический на линии топливного газа к форсункам печей П-601, П-603;
- закрывается клапан автоматический на линии подачи жидкого топлива к форсункам печей: 601, П-603.
- закрыть задвижки на линии подачи топлива к форсункам печей П-601-П-604 и подать в камеры сгорания пар;
- перекрыть задвижки на выходе всех насосов и сепараторов;
- закрыть задвижки на сбросе избытка водосодержащего газа с установки, на линии стабильного катализатора с установки, на линии газа стабилизации, углеводородного газа и нестабильной головки с установки, на линии подачи хлорорганических соединений.

Прекращение подачи оборотной воды I и II систем:

1) с прекращением подачи охлаждающей воды I и II системы, поступающей к компрессору ТК-801 для охлаждения смазочного и регулирующего масла, срабатывает сигнализация повышения температуры масла после подшипников. При повышении температуры масла после

подшипников выше 70°C по блокировке останавливается ТК-801. По схемам блокировок от падения расхода циркуляционного газа: останавливаются насосы Н-601 (1, 2), Н-604 (1, 2), закрывается автоматический клапан на выходе этих насосов, закрывается автоматический клапан, на топливе к печам П-601, 603. Далее вручную необходимо выполнить следующие операции:

- дать пар в камеры сгорания печей П-601, 603;
- закрыть задвижки на приеме и выходе насосов Н-601 (1, 2), Н-604 (1, 2);
- закрыть задвижки на линиях ввода и вывода жидких и газообразных продуктов и на подаче хлорорганических соединений;
- блоки стабилизации ГО и РБ перевести на горячую циркуляцию.

2) с прекращением подачи оборотной воды I системы на конденсаторы-холодильники необходимо производительность установки установить в соответствии с поверхностью охлаждения воздушных холодильников таким образом, чтобы температура нефтепродуктов после охлаждающей аппаратуры была не выше 40°C. Прекращение подачи воздуха КИП. Прекращение подачи воздуха КИП приведет к нарушению технологического режима в связи с отказом в работе клапанов-регуляторов температуры, давления, расхода уровня. На установке предусмотрен часовой запас воздуха КИП, что обеспечивает постепенное плавное падение давления в системе. При прекращении подачи воздуха КИП все клапана типа «НЗ» закроются, а типа «НО» откроются. Немедленно:

- оповестить оператора (старшего), диспетчера завода и администрацию цеха;
- остановить насосы Н-601 (1, 2), Н-604(1, 2), перекрыть задвижки на приеме и выкидке насосов;
- остановить аварийно ПТ-ТК-801;

- потушить форсунки печей П-601-604. Дать пар в камеры сгорания печей.

- прекратить подачу хлорорганических соединений в реакторный блок риформинга;

- не допускать превышения температуры в Р-601 и в Р-602-604 выше допустимых значений согласно технологическому регламенту;

- закрыть задвижки у сепараторов С-601, С-604, на загрузку колонн К-601, К-602;

- закрыть задвижки на линиях ввода и вывода жидких и газообразных продуктов;

- установку перевести на режим холодной циркуляции.

Прекращение подачи электроэнергии на щит КИП и на ПС, ПЗ (предупредительную сигнализацию, аварийную защиту) При этом необходимо:

- приборы, регулирующие температуру перевести на ручное регулирование;

- рабочие параметры компрессоров фиксировать по местным приборам (термометр, манометр);

- перекрыть подачу жидкого и газообразного топлива на форсунки печей П-601, П-603;

- при длительном отсутствии электроэнергии приступить к остановке установки.

В случае прекращения подачи 30 атмосферного пара 30 на паровую турбину ПТ-801 от общезаводской магистрали. При этом необходимо:

- 1) сообщить о прекращении подачи 30 атмосферного пара на ПТ-801 диспетчеру завода и администрации цеха;

- 2) установку аварийно остановить.

Порядок действий при аварийной остановке смежных цехов. При этом необходимо:

- 1) прекратить операции передачи продуктов этим цехам;
- 2) привести средства пожаротушения и средства индивидуальной защиты в положение «наготове»;

- доложить руководству о выполненных операциях.

Примечание: останов технологических блоков установки должен производиться с учетом требований раздела «Остановка установки» технологического регламента установки каталитического риформинга ЛЧ-35-11/600 цеха №15, с соблюдением требований «Инструкции по безопасной эксплуатации установки каталитического риформинга цеха №15».

Обслуживающий персонал установки обязан:

- следить за температурой и давлением в аппаратах на установке;
- следить за загазованностью помещений;
- оповестить об аварии оператора (старшего);
- сообщить диспетчеру завода и администрации цеха.

Обеспечение бесперебойности питания приемников КРУ-6кВ принято двухсекционным с устройством автоматического включения резерва (АВР). При исчезновении напряжения на одном из вводов питание нагрузок КРУ-6 кВт переключается на неповрежденный ввод. Выдержка времени срабатывания АВР-регулируемая. Питание существующих приемников 0,4 кВт осуществляется от существующего распределительного устройства низкого напряжения 1-0,4 кВт ТП-87, питание от двух силовых масляных трансформаторов 6/0,4 кВт мощностью 1600 кВт каждый. При отключении одного из вводов 6 кВт или 0,4 кВт на подстанциях РТП и ТП срабатывает схема АВР-6 кВт или 0,4 кВт (соответственно) и напряжение восстанавливается. При этом возможна кратковременная остановка технологического механизма с электроприводом на время срабатывания схемы АВР-6 кВт (0,5÷1,5 сек.) или схемы АВР-0,4 кВт (2,5÷5 сек.).

2.4 Анализ проведения ремонта установки ЛЧ 35/11-600

Необходимое качество проведения капитального ремонта обеспечивается совокупностью планируемых и систематически осуществляемых мероприятий, включающих:

1) разработку технических условий, ремонтной документации, отвечающей современным требованиям соответствующих правил и НТД по промышленной безопасности;

2) подготовку производства ремонтных работ и материально-техническое обеспечение ремонтов материалами и оборудованием требуемого качества (входной контроль материалов, оборудования, приобретение и изготовление качественных запасных частей, приспособлений и инструментов);

3) привлечение к производству ремонтных работ организаций, имеющих необходимое оборудование, инструмент, оснастку, НТД, средства контроля качества работ и специалистов требуемой квалификации;

4) проведение ремонтных работ в полном соответствии с разработанным проектом, с соблюдением правил по технике безопасности при производстве работ;

5) контроль качества капитального ремонта на соответствие стандартам и техническим требованиям;

6) приёмку оборудования после капитального ремонта с подписанием актов, исполнительной ремонтной документации, фиксирующих качество работ;

7) анализ причин выхода из строя оборудования;

8) разработку и внедрение мероприятий по повышению надёжности оборудования.

Для оценки качества ремонтных работ используются следующие показатели:

- 1) показатели соблюдения требований НТД и стандартов,
- 2) показатели надёжности,
- 3) показатели бездефектного предъявления.

За показатели соблюдения требований НТД и стандартов принимаются качественные характеристики, отражённые в исполнительной технической документации: соблюдение технологии сварки, качество сварки, соблюдение геометрических размеров, качество применённых материалов и т.д. Показатель надёжности оборудования характеризует восстановление ресурса оборудования, т.е. послеремонтная гарантийная наработка или календарная продолжительность эксплуатации оборудования после капитального ремонта до следующего ремонта.

При необходимости к контролю качества ремонтных работ могут привлекаться сторонние специализированные подрядные организации (супервайзеры). При этом поручаемый объем работ по инспектированию и область инспекций должны быть определены в техническом задании и договоре на супервайзинг. Необходимость привлечения супервайзеров определяет главный механик. К супервайзингу должны привлекаться организации, имеющие необходимые разрешительные документы на данный вид деятельности, опыт супервайзинга ремонтных работ на объектах нефтепереработки и нефтехимии в РФ и за рубежом, передовой опыт выполнения и контроля инспектируемых работ. Ответственным лицом за обеспечение качества капитального ремонта, полноты и качества оформления исполнительной ремонтной документации является исполнитель ремонтных работ. Для обеспечения качества капитального ремонта исполнитель должен быть ознакомлен с соответствующими нормативными актами. Ответственность за проведение контроля качества ремонтных работ возлагается на механика установки и супервайзинговую организацию в рамках заключённого договора. Оценка качества капитального ремонта оборудования определяется исполнителем ремонтных работ, механиком

установки и начальником УТН в части проверки полноты и качества исполнительной документации. Общая оценка качества капитального ремонта оборудования технологической установки определяется после окончания всех видов испытаний, пуска и нормальной эксплуатации оборудования не менее 15 суток. Имущественная ответственность заказчика и исполнителя капитальный ремонт оговаривается в договорах подряда, при этом со стороны заказчика предусматриваются следующие причины штрафных санкций:

1) невыполнение капитальный ремонт объекта в срок, предусмотренный графиком;

2) некачественный ремонт объекта по вине подрядной организации, при этом вина этой организации устанавливается актом расследования.

В случае привлечения специализированной подрядной организации (супервайзера) для контроля проведения ремонтных работ, супервайзер несёт ответственность, в том числе имущественную, за обеспечение качества КР, полноты и качества оформления исполнительной ремонтной документации наравне с исполнителем ремонтных работ. В целях организации контроля качества работ руководитель ремонтными работами должен:

- составить план по обеспечению контроля качества выполняемых работ, освещающий следующие пункты:

1) цели по качеству выполнения ремонтных работ;

2) организация контроля качества в ходе капитального ремонта по работам, выполняемым работниками установки и подрядчиком;

- процесс, обеспечивающий соответствующий контроль, за следующим:

1) проведением пневматических и гидравлических испытаний;

2) проверкой сварных швов;

3) точками контроля технологического процесса, когда дальнейшие работы невозможны без принятия предыдущего этапа изготовления;

4) проверкой схем монтажа (правильного монтажа оборудования);
5) качеством передачи аппаратов / оборудования в эксплуатацию после проведения ремонтных работ;

б) проверкой калибровки в конце смены.

- применение существующих процедур контроля качества;

- записи по контролю качества, которые нужно создать / вести;

- система хранения данных по контролю качества;

- порядок взаимодействия (процедура) между деятельностью по контролю качества службами подрядчиков, отделом технического надзора, другими подразделениями АО «СНПЗ», независимых супервайзинговых организаций;

- контроль качества сборки фланцевых соединений, и изготовления сварных соединений, независимой контрольно-сварочной лаборатории по дополнительному контролю качества выполненных сварных соединений, произведенных в рамках остановочного капитального ремонта;

- строительный контроль при выполнении работ в рамках реализации инвестиционных проектов, а также представители организаций;

- отчёт по контролю качества, позволяющий пошаговое отслеживание результатов работы по контролю качества;

- допустимые уровни отклонения от стандартов и последствия за превышение этих уровней, описанных в договоре;

- составить план по оценке выполненных работ, освещающий следующие пункты:

1) контроль и актуализация схем технологических трубопроводов, систем КИП и А, электрических схем;

2) контроль по качественному выполнению всего запланированного объёма работ, согласно ОДВ;

3) выполнение обзоров до пуска установки;

4) выполнение функциональных тестов;

- 5) оформление требуемой документации;
- б) периодические и итоговые отчёты независимых супервайзинговых организаций.

Положительные моменты в период проведения капитального ремонта установки каталитического риформинга ЛЧ 35/11-600 с блоком выделения БСФ:

- 1) ремонтные работы производились достаточно грамотными специалистами подрядной организации;
- 2) проведена модернизация печи П-603 (замена: форсунок, подовой части, обшивки);
- 3) проводилось утреннее построение ремонтного персонала, где напоминалось про соблюдение техники безопасности, о значимости ношение средств индивидуальной защиты, сверка численности персонала;
- 4) для проведения ремонтных работ оборудования применялись современные модульные леса соответствующие нормам ОТ и ТБ;
- 5) для постановки МЦК использовались заглушки с запорными устройствами, что обеспечило безопасное проведение ремонтных работ;
- б) присутствие на установке грамотного специалиста управления ПБОТОС обеспечило нулевой уровень травматизма;
- 7) привлечение специализированной организации для проведения ревизии узлов паровой турбины ПТ-801 и ТК-801;
- 8) чёткое реагирование служб ВПЧ-26 и 6ВГСО, на подаваемые заявки для проведения огневых и газоопасных работ, сократило время на выполнение ремонтных работ;
- 9) проведение пневматических испытаний змеевика печи П-603, азотной установкой высокого давления, привело к снижению времени ремонтного периода и выхода установки в плановый срок на нормальный технологический режим.

Отрицательные моменты в период проведения капитального ремонта установки каталитического риформинга ЛЧ 35/11-600 с блоком выделения БСФ:

- 1) недостаточное количество ремонтного персонала для полного охвата ремонтных работ;
- 2) не своевременное обеспечение из ремонта КИП клапанами и диафрагмами;
- 3) не закончены работы по ремонту зданий и сооружений;
- 4) неудовлетворительная работа субподрядных организаций по изоляционным работам;
- 5) отсутствие подрядчиков по работам ЗФИО (отвлечение генподрядчика);
- 6) установка лесов, до начала проведения ремонтных работ не производилась (отсутствие техники, персонала);
- 7) несвоевременная поставка МТР, в частности крепежа;
- 8) неудовлетворительная чистка оборотной воды. Наличие иловых отложений, пленки, мусора.

Отсутствие оборудования для механической обработки по восстановлению уплотнительной поверхности трубных пучков (подвижная, неподвижная доска).

Проанализировав все существующие методы неразрушающего контроля, наиболее подходящим для комбинированной системы диагностики является АЭК, так как данный метод проводится под избыточным давлением перекачиваемого продукта, обнаруживает движение дефектов и менее чувствителен к геометрии. Доступ к трубопроводу требуется только в местах установки датчиков, что позволяет снизить трудозатраты на снятие и демонтаж изоляции.

3 Описание разработанного модифицированного процесса проведения работ, диагностирования технического состояния технологического трубопровода №17 на установке ЛЧ 35/11-600

В настоящее время разрабатываются и применяются комплексы мероприятий, основной целью которых является максимально эффективная и безопасная эксплуатация оборудования. Одним из таких мероприятий является установка на особо ответственных объектах систем комплексного диагностического мониторинга. Комплексный диагностический мониторинг (КДМ), как система непрерывного наблюдения за техническим состоянием трубопроводов, является одним из наиболее современных решений по обеспечению безопасной эксплуатации производственных объектов предприятий нефтеперерабатывающей промышленности. Система комплексного диагностического мониторинга предназначена для непрерывной долговременной многоканальной регистрации и измерений в реальном времени параметров сигналов акустической эмиссии с одновременным измерением дополнительных параметров, влияющих на повреждаемость инженерных конструкций и других технических сооружений с целью своевременного обнаружения конструкционных и эксплуатационных дефектов. «Аппаратная часть системы мониторинга представляет собой распределенную систему сбора, обработки и хранения диагностических данных и состоит из центральной вычислительной станции (ЦВС) и измерительных блоков (ИБ) во взрывозащищенном исполнении, а также сервера базы данных» [26].

«ЦВС предназначена для приема, передачи, временного хранения и предварительной обработки информации, для связи и управления измерительными каналами. ЦВС включает в себя вычислительное устройство для обработки информации, проводные или беспроводные устройства коммуникации (проводные, GSM-, спутниковые модемы и т. д.)

Питание ЦВС осуществляется от автономных источников питания либо от внешней сети» [26].

«Сервер базы данных и программное обеспечение системы мониторинга обеспечивают регистрацию, обработку и долговременное хранение показаний обширного парка датчиков, ведётся подробный протокол работы системы мониторинга и действий персонала» [26].

Измерительные блоки выполняются в различных исполнениях для измерения:

- деформации трубопровода;
- температуры поверхности трубопровода;
- параметров сигналов акустической эмиссии;
- скорости коррозии трубопровода.

Принципиальная особенность непрерывного мониторинга состоит в том, что в течение всего периода эксплуатации система работает в автоматическом режиме. Данные диагностирования непрерывно поступают в модули, где оцифровываются, подвергаются предварительной обработке и далее передаются на центральную вычислительную станцию для окончательной обработки и отображения на дисплее в диспетчерской в режиме реального времени. На дисплее представлены основные информационные окна, в которых выводятся: мнемосхема объекта мониторинга с указанием местоположения измерительных и управляемых устройств, местоположение дефектов, если они возникают, значения измеряемых параметров, подробный протокол действий системы мониторинга и действий персонала, прогноз текущего технического состояния объекта и рекомендации по дальнейшей эксплуатации.

Оценка технического состояния объекта и выдача рекомендаций по его эксплуатации производится экспертной системой, которая включает следующие элементы:

- базу данных, основанную на алгоритмах классификации состояний объекта по определенным критериям;
- базу данных структурных схем хранения данных об объекте и об эксплуатационных регламентах, воздействиях побочных факторов и отклонениях рабочих параметров технологического режима;
- блок принятия решений на основании классифицированного состояния объекта формирует рекомендации по его эксплуатации.

При поступлении данных о повреждениях объекта или нештатных ситуациях экспертная система производит оперативную оценку текущего технического состояния объекта и формирует рекомендации по дальнейшей эксплуатации, например:

- продолжать эксплуатацию с заданными рабочими параметрами;
- произвести дополнительное обследование дефектной зоны;
- следить за развитием дефекта. Быть готовым к аварийной остановке объекта;
- понизить рабочее давление или рабочую температуру;
- произвести аварийную остановку объекта.

Программное обеспечение реализовано в Windows, что обеспечивает удобный и хорошо знакомый пользовательский интерфейс для работы с системой и возможность использования стандартных средств Windows для индивидуальной обработки результатов, обеспечивает простоту, легкость настройки и управления системой наряду с широкими возможностями по изменению режимов работы и характеристик комплекса.

В случае возникновения опасной ситуации система включает сигналы звуковой и световой тревоги, указывает местоположение и тип возможного повреждения, выдает рекомендации по действию персонала и предпринимает иные предусмотренные шаги по предотвращению аварии. Таким образом, применение системы непрерывного слежения (мониторинга) за техническим

состоянием трубопроводов в процессе эксплуатации является радикальным способом обеспечения необходимого уровня эксплуатационной надежности.

В состав модифицированной программы работ по техническому диагностированию технологических трубопроводов должны быть включены следующие позиции:

- анализ технической документации, включающий:

- 1) паспорт технического устройства;
- 2) эксплуатационные документы;
- 3) акты испытаний, проводимых в процессе эксплуатации технического устройства;
- 4) акты, отчеты о выполненных работах при проведении капитальных ремонтов и реконструкции технического устройства;
- 5) комплект чертежей с указанием основных технических решений и всех изменений;
- 6) проектные данные;
- 7) акты расследования аварий и инцидентов, связанных с эксплуатацией технического устройства;
- 8) документы, отражающие фактические технологические параметры работы оборудования (технологический регламент на производство продукции, паспорт технического устройства);
- 9) заключения ранее проводимых экспертиз промышленной безопасности данного технического устройства и сведения о выполнении рекомендаций, направленных на обеспечение его безопасной эксплуатации. При отсутствии необходимых сведений в документации на трубопровод допускается использовать информацию, полученную опросом обслуживающего персонала;

- визуальный осмотр наружной поверхности элементов и участков трубопроводов на отсутствие трещин, на наличие зон интенсивных

коррозионно-эрозионных повреждений, выпучен, вмятин и других возможных дефектов, включающий:

1) все колена (отводы, изгибы), тройники и врезки, фланцы, арматура, заглушки и прямые участки трубопроводов;

2) сварные соединения с перечисленными выше элементами, а также соединения в пределах этих элементов (узлов). При наличии элементов с продольными сварными швами указать их в акте визуального осмотра (наименование, номера по схеме, типоразмер).

3) фланцевые разъемы, в том числе крепежные детали этих разъемов, для некондиционных крепежных деталей произвести их обмер резьбовыми калибрами;

4) защитное и изоляционное покрытие;

5) опорные конструкции и их крепления, правильность работы опор и подвесок.

По результатам визуального осмотра и измерительного контроля корректируется зоны контроля толщины стенки, твердости металла, сварных соединений, подлежащих дефектоскопии:

- измерение геометрических размеров формы:

1) измерение радиуса колен трубопроводов;

2) измерение овальности изгибов трубопровода в количестве 3 % от общего числа каждого из типоразмеров гнутых элементов;

3) составление конструктивных схем трубопровода;

4) конструктивные схемы трубопроводов составляются при их отсутствии или при отличии имеющейся проектной схемы от фактической конструкции трубопровода;

- контроль толщины стенки элементов, трубопроводов:

1) измерения толщины стенки трубопроводов проводятся методом ультразвуковой толщинометрии по разработанной схеме;

2) колена (изгибы), тройники, врезки фланцы, переходы, заглушки подлежат проверке в объеме 100%.

Измерения толщины прямых участков стенки трубопроводов проводятся вблизи поворотов, сужений, врезок (в первую очередь дренажных отводов) и тройников, мест установки арматуры, а также на застойных или временно неработающих участках трубопроводов;

Контроль толщины стенок трубопровода выполняется с соблюдением следующих условий:

1) производится не менее трех, контрольных измерений сечений на каждом прямом участке длиной до 20 м (для трубопроводов технологических установок), и длиной до 100м (для межцеховых трубопроводов). Для подземных трубопроводов замер толщины стенок проводится на элементах трубопровода в местах вскрытия. В каждом сечении замеры должны производиться не менее чем в трех точках;

2) производятся замеры толщины стенок корпуса запорной арматуры в нижней точке и доступных местах, не менее трёх замеров;

3) в выявленных дефектных областях плотность точек измерения толщины определяется условием получения полной информации о характеристиках повреждения и определяется специалистом, выполняющим обследование (конкретные номера участков замера толщины стенки указать в соответствующем формуляре);

- контроль твердости металла проводится в доступных местах:

1) на изгибах в зоне внешнего обвода (растянутая часть);

2) на прямых участках в зоне врезки;

3) на сварных швах;

4) в зоне термического влияния в соответствии со схемой;

5) на участках имеющих деформацию, и на участках крепления к опорам;

- для выявления дефектов в сварных соединениях элементов трубопроводов могут быть использованы следующие методы неразрушающего контроля включающие:

- 1) акустико-эмиссионный контроль (АЭ-контроль);
- 2) ультразвуковая дефектоскопия (УЗД);
- 3) цветная дефектоскопия (ЦД);
- 4) магнитопорошковая дефектоскопия (МПД).

Реализация разработанной программы позволяет составить адекватную модель способную, прогнозировать появление дефектов и управлять техническим состоянием трубопровода в режиме реального времени.

Трубопроводная система рассматривается как совокупность трубопроводов и соединений. Отдельный трубопровод рассматривается как объект, состоящий из соединенных элементов. Укрупненная структурная схема физической модели единичного участка трубопровода приведена на рисунке 2.



Рисунок 2 – Структурная схема физической модели единичного участка трубопровода с описанием технологических процессов его диагностирования и технического обслуживания

В соответствии с приведенной структурной схемой выполняется формирование технического описания каждого из составных элементов трубопровода, включающего построение его обобщенной схемы. На основании полученных данных в ходе проведения технического диагностирования определяется предельное состояние трубопровода посредством расчета отбраковочных (минимально допустимых) толщин стенок его элементов. В дальнейшем отбраковочные толщины стенок используются для оценки и прогнозирования технического состояния трубопровода, с учетом фактического периода его эксплуатации, сопровождающегося процессом естественного старения, вызванным коррозионно-эрозионным износом. В качестве данных, отражающих информацию об этом процессе, являются фактические значения, измеренные по разработанной модифицированной системе диагностирования технического объекта. На основе полученных фактических и отбраковочных значений, определяется величина износа и оценивается остаточный ресурс технологического трубопровода.

Проведение диагностики технического состояния технологического трубопровода №17 «Линия от АВГ-7 до С-2» установленного, на установке ЛЧ 35/11-600:

1) Учитываем основные технические характеристики паспортной документации технологического трубопровода №17:

- рабочее давление 60 кгс/см²,
- рабочая температура +45°С,
- рабочая среда продуктовая смесь,
- протяженность трубопровода 28,4 метра.

2) Производим визуально измерительный контроль

Объекты визуально-измерительного контроля (ВИК):

- наружная поверхность металла деталей трубопровода и сварных

швов.

- размеры и форма труб, отводов,
- фланцевые соединения, герметичность всех соединений,
- опорно-подвесная система,

Инструментальные средства ВИК:

- штангенциркуль ШЦ-I-125-0,1, (зав. № 60603030, поверен до 25.05.2020 г.);
- лупа измерительная, (зав. № 00002260, поверен до 25.05.2020 г.);
- угольник поверочный (УП-200 КТ 2, зав. № 00002260, поверен до 25.05.2020 г.);
- линейка измерительная металлическая, (зав. № 00002260, поверен до 25.05.2020 г.);
- шаблоны радиусные набор №1, (зав. № 00002260, поверен до 25.05.2020 г.);
- универсальный шаблон сварщика УШС-3, (зав. № 00002260, поверен до 25.05.2020 г.);
- шаблоны радиусные набор №3, (зав. № 00002260, поверен до 25.05.2020 г.);
- щупы наб. № 4, 0,10-1,00 мм (10 шт.), (зав. № 00002260, поверен до 25.05.2020 г.);

Результаты ВИК:

а) недопустимых дефектов в виде поверхностных трещин, коррозионных повреждений, надрывов, выходящих на поверхность расслоений, выпучен, вмятин на наружной поверхности трубопровода не обнаружено, а наружной поверхности сварных соединений трубопровода трещин, свищей, пор, подрезов и других недопустимых дефектов не обнаружено, размеры и внешний вид сварных соединений соответствуют требованиям ГОСТ 16037-80.

б) изменений размеров и формы труб, отводов не выявлено.

в) фланцевые соединения - в удовлетворительном состоянии, герметичность не нарушена.

г) отклонений и нарушений в трассировке трубопровода, и состоянии опорно-подвесной системы не выявлено.

Заключительная оценка качества технического состояния трубопровода №17, соответствует требованиям ПБ 03-585-03.

3) Проводим ультразвуковую диагностику с использованием ультразвукового измерения толщины стенки (УЗТ):

Объекты УЗТ:

- колена (изгибы), тройники, воротниковые фланцы, переходы, заглушки подлежат проверке в объеме 100%.

- измерения толщины прямых участков стенки проводятся вблизи поворотов, сужений, врезок (в первую очередь дренажных отводов) и тройников, мест установки арматуры, а также на застойных или временно неработающих участках.

- не менее трех контрольных сечений на каждом прямом участке длиной до 20 м (для трубопроводов технологических установок) и длиной до 100 м (для межцеховых трубопроводов).

Инструментальные средства УЗТ:

- ультразвуковой толщиномер с ПЭП, T-GAGE IV MM, (зав. № 49055, поверен до 03.03.2020 г.)

- комплект образцов для настройки толщиномера.

Перед использованием толщиномера проводим калибровку, при помощи эталонных образцов входящих в комплектность прибора, если не провести данную процедуру показания могут быть неточными [27]. Результат контроля, с применением инструментария, ультразвукового измерения толщины стенок трубопровода приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты контроля участков трубопровода с использованием инструментария, ультразвукового измерения толщины стенок трубопровода

№ сечения	Наименование элементов трубопровода	Толщина стенки мм					
		номинальная	отбраковочная	a	b	c	d
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Сферическая заглушка Ø325	12,0	9,0	11,4	11,2	11,5	11,3
2.	Труба Ø325	12,0	6,0	12,4	12,2	12,5	12,4
3.	Труба Ø159	8,0	2,9	10,9	10,8	11,0	11,0
4.	Переход Ø159/Ø133	8,0	2,9	10,1	10,2	10,0	10,3
5.	Воротник фланца Ø133	13,0	2,5	13,2	13,1	13,5	13,2
6.	Труба Ø325	12,0	3,0	12,0	11,6	11,8	11,9
7.	Труба Ø159	8,0	2,9	8,0	7,8	7,9	7,7
8.	Переход Ø159/Ø133	8,0	2,9	8,0	8,1	8,2	7,8
9.	Воротник фланца Ø133	13,0	2,5	11,2	11,6	11,2	11,1
10.	Труба Ø325	12,0	6,0	11,2	11,5	11,4	11,6
12.	Труба Ø325	12,0	6,0	11,6	11,4	11,5	11,6
13.	Труба Ø159	8,0	2,9	7,8	7,6	7,8	7,9
14.	Переход Ø159/Ø133	8,0	2,9	7,8	7,5	7,8	7,6
15.	Воротник фланца Ø133	13,0	2,5	9,2	9,8	10,2	10,3
16.	Труба Ø325	12,0	6,0	11,6	11,5	11,4	11,5
17.	Труба Ø159	8,0	2,9	7,8	7,9	7,8	7,6
18.	Переход Ø159/Ø133	8,0	2,9	7,7	7,6	7,9	7,8
19.	Воротник фланца Ø133	13,0	2,5	9,2	9,9	10,3	10,1
20.	Труба Ø325	12,0	6,0	11,2	11,1	11,3	11,4
21.	Труба Ø159	8,0	2,9	7,7	7,8	7,4	7,6
22.	Переход Ø159/Ø133	8,0	2,9	7,5	7,6	7,4	7,8

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8
23.	Воротник фланца Ø133	13,0	2,5	10,3	10,5	10,4	10,2
24.	Труба Ø325	12,0	6,0	11,3	11,2	11,4	11,2
25.	Переход Ø159/Ø133	8,0	2,9	7,2	7,1	7,0	7,4
26.	Воротник фланца Ø133	13,0	2,5	10,3	10,5	10,2	10,4
27.	Труба Ø325	12,0	6,0	12,0	11,8	11,9	11,7
28.	Труба Ø159	8,0	2,9	7,3	7,4	7,1	7,5
29.	Переход Ø159/Ø133	8,0	2,9	7,2	7,1	7,3	7,4
30.	Воротник фланца Ø133	13,0	2,5	10,3	10,5	10,2	10,2
31.	Труба Ø325	12,0	3,0	11,5	11,4	11,2	11,4
32.	Труба Ø159	8,0	2,9	7,3	7,7	7,4	7,1
33.	Переход Ø159/Ø133	8,0	2,9	7,8	7,3	7,4	7,5
34.	Воротник фланца Ø133	13,0	2,5	10,6	10,5	10,5	10,2
35.	Труба Ø325	12,0	6,0	11,2	11,4	11,3	11,5
36.	Сферическая заглушка Ø325	12,0	9,0	11,3	11,2	11,1	11,2
37.	Труба Ø273	12,0	5,0	11,0	11,2	11,1	11,0
38.	Труба Ø273	12,0	5,0	11,2	11,1	11,0	11,2
39.	Гиб Ø273	20,0	6,5	20,1	20,2	20,1	20,4
40.	Гиб Ø273	20,0	6,5	20,4	20,2	20,4	20,3
41.	Отвод Ø273	12,0	6,5	8,5	8,4	8,6	8,2
42.	Отвод Ø273	12,0	6,5	8,2	8,4	8,3	8,4
43.	Труба Ø273	12,0	5,0	8,6	8,4	8,5	8,7
44.	Труба Ø89	5,0	2,0	5,5	5,4	5,3	5,5
45.	Воротник фланца Ø89	9,0	2,0	9,2	9,1	9,3	8,8
46.	Задвижка Dу80	-	4,0	8,1	8,0	8,1	-

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8
47.	Труба Ø273	12,0	5,0	7,9	7,9	8,1	8,0
48.	Отвод Ø273	12,0	6,5	8,9	8,6	8,8	8,7
49.	Труба Ø273	12,0	5,0	9,0	9,1	9,2	9,1
50.	Труба Ø273	9,0	5,0	9,4	9,2	9,1	9,0
51.	Отвод Ø273	9,0	6,5	8,5	8,7	8,8	8,6
52.	Переход Ø273/Ø219	14,0	5,0	15,0	15,2	15,0	15,1

На рисунке 3 – приведена схема расположения точек, замеров толщины стенки трубопровода в зонах контроля УЗТ.

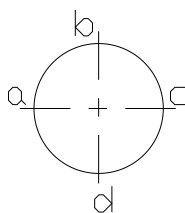


Рисунок 3 – Схема расположения точек, замеров толщины стенки трубопровода в зонах контроля УЗТ

Заключительная оценка качества, технического состояния значения толщин стенок металла находятся в допустимых пределах согласно РД 38.13.004-86.

4) Проводим контроль твердости стенок элементов трубопровода.

Инструментальные средства замера твердости:

- Твердомер ТДМ-2, (зав. № 411, поверен до 23.04.2020 г.)
- Меры твердости образцовые МТБ-1, (зав. № 75, действительно до 28.12.2020 г.)

Результаты замера твердости составных элементов трубопровода приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Результаты замера твердости составных элементов трубопровода

№ сечения	Наименование элементов	Марка стали	Среднее значение твердости, ОМ/НМ, НВ	Допустимый предел твердости, НВ
1	2	3	4	5
1.	Сферическая заглушка Ø325	X5M	145/211	130-170/240
2.	Труба Ø325	X5M	150/220	130-170/240
3.	Труба Ø159	X5M	142/209	130-170/240
4.	Переход Ø159/Ø133	X5M	145/213	130-170/240
4а.	Воротники фланцев	X5M	144/212	130-170/240
5.	Труба Ø325	X5M	143/207	130-170/240
6.	Труба Ø159	X5M	148/219	130-170/240
7.	Переход Ø159/Ø133	X5M	150/217	130-170/240
7а.	Воротники фланцев	X5M	147/209	130-170/240
8.	Труба Ø325	X5M	151/211	130-170/240
9.	Труба Ø325	X5M	150/210	130-170/240
10.	Труба Ø159	X5M	146/209	130-170/240
11.	Переход Ø159/Ø133	X5M	148/216	130-170/240
11а.	Воротники фланцев	X5M	147/213	130-170/240
12.	Труба Ø325	X5M	148/220	130-170/240
13.	Труба Ø159	X5M	142/208	130-170/240
14.	Переход Ø159/Ø133	X5M	138/208	130-170/240
14а.	Воротники фланцев	X5M	141/215	130-170/240
15.	Труба Ø325	X5M	143/220	130-170/240
16.	Труба Ø159	X5M	148/221	130-170/240
17.	Переход Ø159/Ø133	X5M	150/222	130-170/240
17а.	Воротники фланцев	X5M	149/223	130-170/240
18.	Труба Ø325	X5M	148/218	130-170/240
19.	Труба Ø159	X5M	145/211	130-170/240
20.	Переход Ø159/Ø133	X5M	150/220	130-170/240
20а.	Воротники фланцев	X5M	142/209	130-170/240
21.	Труба Ø325	X5M	145/213	130-170/240
22.	Труба Ø159	X5M	145/211	130-170/240
23.	Переход Ø159/Ø133	X5M	150/220	130-170/240
23а.	Воротники фланцев	X5M	148/208	130-170/240
24.	Труба Ø325	X5M	151/223	130-170/240
25.	Труба Ø159	X5M	150/221	130-170/240
26.	Переход Ø159/Ø133	X5M	148/222	130-170/240
27.	Воротники фланцев	X5M	149/218	130-170/240
28.	Сферическая заглушка Ø325	X5M	146/209	130-170/240
29.	Труба Ø273	25Л	151/223	130-170/240

Продолжение таблицы 3.2

1	2	3	4	5
30	Труба Ø273	X5M	143/214	130-170/240
31.	Гиб Ø273	X5M	141/215	130-170/240
32.	Гиб Ø273	15X5M	143/220	130-170/240
33.	Отвод Ø273	15X5M	148/221	130-170/240
34.	Отвод Ø273	X5M	150/222	130-170/240
35.	Труба Ø273	X5M	149/223	130-170/240
36.	Труба Ø89	X5M	143/220	130-170/240
36а.	Воротники фланцев	X5M	148/221	130-170/240
37.	Задвижка Ду80	25Л	-	-
38.	Труба Ø273	X5M	149/223	130-170/240
39.	Отвод Ø273	X5M	148/218	130-170/240
40.	Труба Ø273	X5M	150/220	130-170/240
41.	Отвод Ø273	X5M	142/209	130-170/240
42.	Переход Ø273/Ø219	X5M	145/213	130-170/240

Заключительная оценка качества технического состояния - значения твердости стенок составных элементов трубопровода в структуре основного и наплавленного металла находятся в допустимых пределах согласно РД 38.13.004-86.

5) Проводим ультразвуковой контроль сварных соединений.

Объекты контроля являются сварные соединения, выбранные по результатам АЭ-контроля.

Инструментальные средства ультразвукового контроля:

- УЗ дефектоскоп УД 2-70 (в комплекте с ПЭП), (зав. № 1425, поверен до 09.03.2020 г.)

- УЗ образцы СО-2, СО-3, (зав. № 3187; 3103, поверены до 20.08.2020 г.)

- стандартный образец предприятия СОПСА, (зав. №205; 206; 207, поверен до 04.05.2020 г.)

Результаты проведения ультразвукового контроля трубопровода приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Результаты ультразвукового контроля

Зона контроля	Толщина стенки в мм	Эквивалентная чувствительность мм ²	Угол Ввода луча, град	Результаты контроля	Заключение
1	2	3	4	5	6
1.	12,0/12,0	2,0	70,0	Дефектов не обнаружено	Годен
2.	8,0/12,0	1,6	70,0	Дефектов не обнаружено	Годен
3.	8,0/8,0	1,6	70,0	Дефектов не обнаружено	Годен
4.	8,0/12,0	1,6	70,0	Дефектов не обнаружено	Годен
5.	8,0/12,0	1,6	70,0	Дефектов не обнаружено	Годен
6.	8,0/12,0	1,6	70,0	Дефектов не обнаружено	Годен
7.	8,0/8,0	1,6	70,0	Дефектов не обнаружено	Годен
8.	12,0/12,0	2,0	70,0	Дефектов не обнаружено	Годен
9.	8,0/12,0	1,6	70,0	Дефектов не обнаружено	Годен
10.	8,0/8,0	1,6	70,0	Дефектов не обнаружено	Годен
11.	8,0/12,0	1,6	70,0	Дефектов не обнаружено	Годен
12.	8,0/8,0	1,6	70,0	Дефектов не обнаружено	Годен
13.	8,0/12,0	1,6	70,0	Дефектов не обнаружено	Годен

Продолжение таблицы 3.3

1	2	3	4	5	6
14.	8,0/8,0	1,6	70,0	Дефектов не обнаружено	Годен
15.	8,0/12,0	1,6	70,0	Дефектов не обнаружено	Годен
16.	8,0/8,0	1,6	70,0	Дефектов не обнаружено	Годен
17.	12,0/12,0	2,0	70,0	Дефектов не обнаружено	Годен
18.	12,0/20,0	2,0	70,0	Дефектов не обнаружено	Годен
19.	12,0/20,0	2,0	70,0	Дефектов не обнаружено	Годен
20.	12,0/12,0	2,0	70,0	Дефектов не обнаружено	Годен
21.	5,0/12,0	1,6	70,0	Дефектов не обнаружено	Годен
22.	12,0/12,0	2,0	70,0	Дефектов не обнаружено	Годен
23.	12,0/12,0	2,0	70,0	Дефектов не обнаружено	Годен
24.	12,0/12,0	2,0	70,0	Дефектов не обнаружено	Годен
25.	12,0/14,0	2,0	70,0	Дефектов не обнаружено	Годен
26.	14,0/14,0	2,0	70,0	Дефектов не обнаружено	Годен

Заключительная оценка качества технического состояния сварные швы соответствуют требованиям РД 38.13.004-86 и ПБ 03-585-03.

б) Проводим обследование сварных соединений капиллярным методом контроля. Объектом контроля являются сварные соединения трубопровода в объеме не менее 20% на участке недоступном для проведения АЭ-контроля.

Инструментальными средствами капиллярного метода контроля служит аэрозольный комплект Chemetall в него входит:

- пенетрант 0900030361(действительно до 11.2020г.),
- очиститель 0900032035 (действительно до 09.2020 г.),
- проявитель 0900032589 (действительно до 11.2020 г.).

Контрольный образец для капиллярной дефектоскопии, зав. № 1098, поверен до 01.02.2020 г.

Результаты капиллярного контроля приведены в таблице 3.4

Таблица 3.4 - Результаты капиллярного контроля

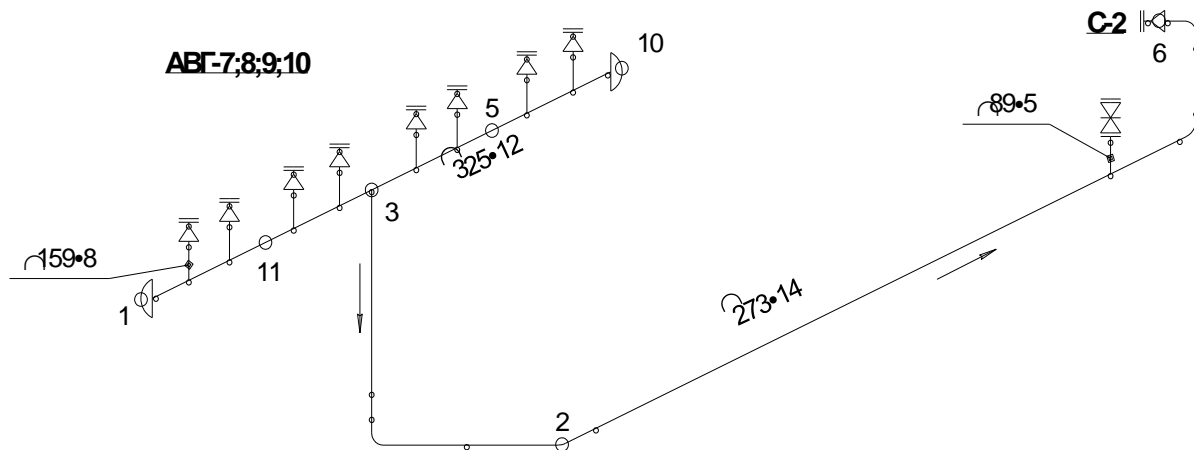
Зона контроля	Сведения об обнаруженных дефектов	Оценка качества	Примечание
Зона 1	Дефектов не обнаружено	Годен	Выявлена Единственная зона

Заключительная оценка качества технического состояния - недопустимых дефектов в зонах контроля не обнаружено.

7) Акустико-эмиссионный контроль (АЭК) проводит служба УТН.

В результате проведения акустико-эмиссионного контроля источники АЭК не зарегистрированы. Дефекты в виде образования и развития трещин, микротрещин в сварных швах и основном металле трубопровода за время обследования не обнаружены.

Схема установки пьезо-акустических датчиков при использовании акустико-эмиссионного метода контроля представлена на рисунке №4



- Условные обозначения
- 1 — ○ — Номер установленного ПДЭ
 - — Направление потока среды
 - — > — Переход диаметров
 - • — Сварной шов
 - || — Фланец плоский приварной
 -) — Заглушка эллиптическая
 - < > — Задвижка

Рисунок 4 – Эскиз объекта контроля и схема расстановки пьезоакустических датчиков на технологическом трубопроводе

После проведения всех замеров согласно 3.3-производим проверочный расчет на прочность составных трубопроводных элементов.

Расчёт прочности основных деталей трубопровода проводится в соответствии с требованиями п.13.49 и п.13.50 РД 38.13.004-86.

Отбраковочная толщина стенки определяется по формуле

$$S_{отб.} = \max (S_{расч}; S_{норм}), \quad (3.1)$$

где $S_{расч}$ – минимальное расчетное значение;

$S_{норм}$ – минимальное нормативное значение.

Исходные данные:

рабочее давление - 6,0 МПа (60,0 кгс/см²);

рабочая температура - +45 °С.

Результаты расчета толщины стенки, деталей трубопроводных элементов приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 - Результаты расчета толщины стенки, деталей трубопроводных элементов

Наименование Деталей трубопровода	D_n , мм	Марка стали	S , мм	$S_{ф}$, мм	$S_{норм}$, мм	$S_{отб}$, мм
1	2	3	4	5	6	7
Труба	89	X5M	5,0	5,3*	2,0	2,0
Труба	159		8,0	7,0	2,5	2,9
Труба	273		12,0	7,9	3,0	5,0
Труба	273		9,0	9,0	3,0	5,0
Труба	325		12,0	11,1	3,0	6,0
Отвод	273		12,0	8,2	3,0	6,5
Отвод	273		9,0	8,5	3,0	6,5
Гиб	273		20,0	20,1	3,0	6,5
Переход	159/133		8,0	7,0	2,5	2,9
Переход	273/219		14,0	15,0	3,0	5,0
Воротник фланца	89		9,0	8,8	2,0	2,0
Воротник фланца	133		13,0	9,2	2,5	2,5
Воротник фланца	219		19,0	18,2	2,5	4,0
Сферическая заглушка	325		12,0	11,1	3,0	9,0

Принятые обозначения:

где D_n – наружный диаметр деталей трубопровода;

S – номинальная исполнительная толщина стенки;

$S_{ф}$ – минимальная толщина стенки по замерам.

Выводы: для всех деталей трубопровода условия прочности выполняются.

8) Определяем остаточный срок службы трубопровода.

Анализ результатов измерения твердости, элементов трубопровода показал, что металл находится в удовлетворительном состоянии. Изменений механических свойств, связанных с длительной эксплуатацией объекта, не зафиксировано. В результате проведенного обследования не было выявлено расслоения металла и выпучен. Основным повреждающим фактором трубопровода является коррозионно-эрозионный износ. Расчет остаточного срока службы $T_{ост}$ основных несущих элементов проводился по выражению(3.3.2)

$$T_{ост} = \frac{K \cdot (S_{\phi} - S_{отб})}{V_{кор}}, \quad (3.3.2)$$

где K – коэффициент, зависящий от категории и срока службы трубопровода без замены;

$V_{кор}$ – скорость коррозионного износа, мм в год.

S_{ϕ} – минимальная толщина стенки по замерам.

$S_{отб}$ – отбраковочная толщина стенки элемента.

Скорость коррозии $V_{кор}$ принимается по выражению (3.3)

$$V_{кор} = \max (V(1)_{кор}; V(2)_{кор}), \quad (3.3)$$

где $V(1)_{кор}$ – значение $V_{кор}$, принятое по паспорту или коррозионной карте предприятия;

$V(2)_{кор}$ – значение $V_{кор}$ по результатам проводимого технического диагностирования.

Скорость коррозии $V(2)_{кор}$ определяется по выражению (3.4)

$$V^{(2)}_{кор} = \frac{S + \Delta S - S_{\phi}}{T_{э}}, \quad (3.4)$$

где ΔS – плюсовой допуск на толщину стенки, мм (по ГОСТ 8732);

$T_{э}$ - время от начала эксплуатации до момента обследования, годы.

Согласно полученным результатам по выражению (3.3.4) определяются конечные расчетные сроки службы трубопроводных элементов. Результаты

расчета остаточного срока службы элементов трубопровода, сведены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 - Результаты расчета остаточного срока службы трубопровода

Наименование Элементов трубопровода	D_n , мм	$S^{+\Delta S}$, мм	S_{ϕ} , мм	$S_{отб}$, мм	$V_{кор}$, мм/ГОД	$T_{ост}$, ГОДЫ
1	2	3	4	5	6	7
Труба	89	$5,0^{+0,625}$	5,3	2,0	<0,1	>10
Труба	159	$8,0^{+1,0}$	7,0	2,9	0,2	>10
Труба	273	$12,0^{+1,5}$	7,9	5,0	0,4	6
Труба	273	$9,0^{+1,125}$	9,0	5,0	0,1	>10
Труба	325	$12,0^{+1,5}$	11,1	6,0	0,2	>10
Отвод	273	$12,0^{+1,5}$	8,2	6,5	0,4	3
Отвод	273	$9,0^{+1,125}$	8,5	6,5	0,1	>10
Гиб	273	$20,0^{+2,5}$	20,1	6,5	0,2	>10
Переход	159/133	$8,0^{+1,0}$	7,0	2,9	0,2	>10
Переход	273/219	$14,0^{+1,75}$	15,0	5,0	0,1	>10
Воротник фланца	89	$9,0^{+1,125}$	8,8	2,0	0,1	>10
Воротник фланца	219	$19,0^{+2,37}$	18,2	4,0	0,2	>10
Сферическая заглушка	325	$12,0^{+1,5}$	11,1	9,0	0,2	10

Выводы: по результатам выполненных расчетных исследований главы 3, на основании проведенного анализа документации, результатов экспертного обследования, назначенный срок службы трубопровода, технический №17 устанавливается 3 (три) года.

На основании результатов экспертизы промышленной безопасности и расчетов трубопровод «Линия от АВГ-7 до С-2», технический №17, установленный в цехе №15, установка ЛЧ 35/11-600, АО «Сызранский НПЗ»,

соответствует требованиям промышленной безопасности и может быть допущен к дальнейшей эксплуатации в течение 3 (трех).

Обоснованием экономической эффективности является технико-экономический расчет прогнозируемого снижения риска отказа оборудования, оснащенного комплексом диагностического мониторинга, предотвращающим внеплановые простои промышленных объектов, вызванные авариями в межремонтный период. Технологическая установка каталитического риформинга ЛЧ 35/11-600 АО «СНПЗ» предназначена для получения высокооктанового компонента автомобильного бензина 95 ЕВРО-5 [28].

Отчет о выработке компонента, а/б технологической установкой ЛЧ 35/11-600 приведен в таблице 3.7.

Таблица 3.7 - Отчет о выработке компонента, а/б технологической установкой ЛЧ 35/11-600

Выработка Установкой компонента за рабочие сутки (а/б 95 ЕВРО-5)	Цена за тонну (а/б 95 ЕВРО-5)	Сумма руб./сутки
1247 тонн	26 329 рублей	32 832 263 рублей

Затраты на внедрение системы комплексного диагностического мониторинга трубопровода технологической установки ЛЧ 35/11-600 общей протяженностью 415 метров составляют 25 000 000 рублей в стоимость входит:

- 1) разработка, проектирование, производство и внедрение систем КДМ;
- 2) сервисное обслуживание и авторский надзор в течение года;
- 3) обучение работе с программой и рекомендации по пользованию комплексом;
- 4) обновление версий программы с учетом потребностей.

Эффективность внедрения системы мониторинга оценивается по отношению величины снижения суммарного финансового ущерба от возможных аварий за прогнозируемое время эксплуатации объекта, оборудованной системой мониторинга, к величине затрат на ее внедрение и обслуживание за это же время.

В случае аварийных ситуаций на трубопроводах установки ЛЧ 35/11-600 возможны различные варианты развития и последствий аварии (разгерметизация трубопровода, пожар, разрушение конструкций, материальные и экологические потери, человеческие жертвы), тем самым технологическая установка будет находиться на простое.

В 2019 году после проведения капитального ремонта установки ЛЧ 35/11-600 на технологическом режиме во время обхода, оператором был обнаружен пропуск в змеевике печи П-603. В результате происшествия был остановлен реакторный блок установки, завод пришлось перевести на пониженную загрузку, что отрицательно сказалось на морже показателях завода. Используя метод комбинированной диагностики остановки можно было избежать. Убыток Компании в результате простоя технологической установки ЛЧ 35/11-600 приведен в таблице 3.8.

Таблица 3.8 - Убыток Компании в результате простоя технологической установки ЛЧ 35/11-600

Количество дней простоя	1	7	30
Сумма, не полученная Компанией	32 832 263 руб.	229 825 841 руб.	984 967 890 руб.

Применение систем комплексного диагностического мониторинга позволит предотвратить внеплановые простои технологической установки ЛЧ 35/11-600 вызванные авариями на трубопроводах, позволит предотвратить преждевременное разрушение, обеспечить своевременное

обнаружение дефектов и оперативный мониторинговый контроль, также это позволит сократить расход материально-технических ресурсов.

После проведения диагностических исследований объекта заказчика, эксперт как ответственный за данный объект, анализирует и оформляет результаты экспертизы. Результаты работ, а также расчет остаточного срока службы технологического трубопровода, должны быть оформлены в заключение промышленной безопасности установленного образца.

Квалифицированные специалисты, проводившие непосредственный контроль объекта, проверяют результаты замеров внесенных в заключение и подтверждают их личной подписью. После подготовки и оформления заключения его направляют Поволжское Управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору, где оно проходит регистрацию, и ему присваивают порядковый номер. Далее заключение передается заказчику, и храниться до следующей экспертизы [29].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам выполненных исследований решены основные целевые задачи магистерской диссертации, включающие анализ профилактического сервиса и разработку комбинированной программы проведения технического диагностирования технологического оборудования газонефтегазотранспортных трубопроводных систем на особо опасном объекте установке ЛЧ 35/11-600 цеха № 15 АО «Сызранский НПЗ»

Реализация разработанной в диссертационной работе программы диагностирования технологических трубопроводов на АО «Сызранский НПЗ» позволяет обеспечить безопасную эксплуатацию и надежный текущий мониторинговый контроль технического состояния составных элементов нефтепроводов, а также позволяет сокращать расход материально-технических ресурсов предприятия заказчика.

В ходе технического диагностирования технологического трубопровода, на примере производственно-технологическом объекте №17 «Линия от АВГ-7 до С-2» произведен расчет на прочность, и на основании расчета, анализа документации, результатов обследования технологический трубопровод соответствует требованиям промышленной безопасности и может быть допущен к дальнейшей эксплуатации в течение 3 (трех) лет [30,31].

Разработанная комбинированная программа проведения технического диагностирования технологических трубопроводов так же может быть использована на предприятиях РФ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Parkach, S. Refining processes handbook / S. Parkac. - Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier - 2003. – P. 721.
2. Lieberman, N. Identification and elimination of problems in oil refining" Practical guide / N. Lieberman. - The McGraw-Hill Companies, Inc - 2011 – P. 528.
3. Технологический регламент установки ЛЧ 35/11-600 АО «СНПЗ»; АО «Сызранский НПЗ» - Сызрань, 2017. – 245 с.
4. План мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на ОПО ЛЧ 35/11-600 АО «СНПЗ»; АО «Сызранский НПЗ» - Сызрань, 2018. – 210 с.
5. Баннов, П.Г. Процессы переработки нефти/ П.Г. Баннов. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2000.-224 с.
6. Myers, R. A. Basic processes of oil refining / R.A. Myers. - The McGraw-Hill Companies, Inc., 2004 – 926 p.
7. Федеральный закон от 21.07.2014 N 219-ФЗ (последняя редакция) "О внесении изменений в Федеральный закон «Об охране окружающей среды" и отдельные законодательные акты Российской Федерации» [Электронный ресурс]. – URL: <https://base.garant.ru/70700466/> (дата обращения:05.10.2019).
8. Sadeghbeigi, R. Fluid catalytic cracking handbook / R. Sadeghbeigi – Elsevier Inc. All rights reserved - 2012. – p. 375.
9. Проскурякова, В.А., Драбкина, А.Е., Химия нефти и газа/ В.А. Проскурякова, А.Е. Драбкина. - Л.: Химия, 1981.-236 с.
10. Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов: ПБ 03-585-03.: утв. Госгортехнадзором России 10.06.03; введ. в действие с 19.06.03. - М.: Изд-во стандартов, 2002. – 10 с.

11. Шарихин, В.В., Ентус, Н.Р., Коновалов, А.А., Скороход, А.А. Трубчатые печи нефтегазопереработки и нефтехимии: учеб. пособие / В.В. Шарихин. - М.:СМС, 2000. – 392 с.
12. Сулимов, А.Д. Каталитический риформинг бензинов/ А.Д. Сулимов. -. М.: Химия, 1986 - 2-е изд. – 152 с.
13. Методика ремонта дефектных участков магистральных нефтепроводов по результатам внутритрубной диагностики: РД 153-39-030-98.: утв. Госгортехнадзором России 00.12.18; ввод.в действие 01.12.04. - М.: АК «Транснефть», 2000. -20 с.
14. Павлов, А.Ф., Романков, П.Г., Носков, А.А. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии: учеб. пособие. доп. и перераб. / А.Ф. Павлов. - Л.:Химия, 1981 - 9-е изд. – 560 с.
15. Методы неразрушающего контроля [Электронный ресурс]. – URL:
<http://laborator.kz/%D0%9C%D0%B5%D1%82%D0%BE%D0%B4%D1%8B/>
(дата обращения:18.10.2019).
16. Правила организации и проведения акустико-эмиссионного контроля сосудов, аппаратов, котлов и технологических трубопроводов: ПБ 03-593-03.: утв. Госгортехнадзором России 09.06.2003; ввод. В действие с 03-06-21. – М.: Изд-во стандартов, 2003. – 28 с.
17. Ультразвуковая дефектоскопия [Электронный ресурс]. – URL:
http://www.tskmonolit.ru/reference/ultrazvukovaja_defektoskopija/ (дата обращения:5.10.2019).
18. Специализированное монтажно-наладочное предприятие [Электронный ресурс]. – URL: <http://old.centronaladka.ru/uzd.html/> (дата обращения:1.12.2019).
19. ГОСТ 28702. Контроль неразрушающий. Толщиномеры ультразвуковые. – Введ. 1988-08-01. – М.: Изд-во стандартов, 2006. – 25 с.

20. Общие правила промышленной безопасности для организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов: ПБ 03-517-02.: утв. Госгортехнадзором России 02.10.18; введ. в действие с 03-02-01. – М.: Изд-во стандартов, 2003. – 12 с.
21. Методы неразрушающего контроля [Электронный ресурс]. – URL: <http://nktd.com.ua/about-2/> (дата обращения:8.12.2019).
22. Методика расчета на прочность элементов печей, работающих под давлением: РТМ 26-02-67-84.: утв. Союзнефтехиммаш Минхиммаша; 83.06.21; введ. в действе с 84.01.01. – М.:ВНИИ Нефтемаша, 1984. – 17 с.
23. Тихонов, Р.И. Повышение надёжности, технологических трубопроводов и исключения техногенных катастроф в нефтеперерабатывающей промышленности / Р.И. Тихонов //Colloquium-journal – 2019 – Т. 49, №25, часть 2. –С. 90-94.
24. Абдуллин, И.Г, Гареев, А.Г, Мостовой, А.В. Коррозионно-механическая стойкость нефтегазовых трубопроводных систем: диагностика и прогнозирование долговечности/ И.Г. Абдуллин, А.Г. Гареев, А.В. Мостовой. - Уфа: Гилем, 1997. - 120 с.
25. Мазур, И.И., Иванцов, О.М. Безопасность трубопроводных систем/ И.И. Мазур, О.М. Иванцов. - М.:Елима, 2004. - 1024 с.
26. Описание автономной системы мониторинга трубопроводов [Электронный ресурс]. – URL: <https://studfile.net/preview/5336401/page:4/> (дата обращения:5.10.2019).
27. Scott, D. A. Metallography and microstructure of ancient and historic metals / D.A. Scott. - The J. Paul Getty Trust - 1991. – p.151.
28. Владимиров, А.И. Установки каталитического риформинга/ А.И.Владимиров. - М.: Нефть и газ, 1993. – 60с.
29. ГОСТ 14249-89. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. – Введ. 1990-01-01. – М. Изд-во стандартов, 1990. – 26 с.

30. ГОСТ 24755-89. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность укрепления отверстий. – Введ. 1990-01-01. - М. Изд-во стандартов, 1990. – 32 с.

31. ГОСТ 26202-84. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность корпуса сосуда в месте опирания на седловую опору. – Введ. 1984-07-01. - М. Изд-во стандартов, 1985. – 34с.

Приложение А

Протокол о принятии к рассмотрению результата научно-исследовательской работы



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СЫЗРАНСКИЙ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЙ ЗАВОД»
(АО «СНПЗ»)

ПРОТОКОЛ

о принятии к рассмотрению результатов научно-исследовательской работы

1. Разработчик – Тихонов Роман Игоревич
2. Организация, принявшая к рассмотрению разработку – АО «Сызранский нефтеперерабатывающий завод»
3. Наименование работы «Разработка методов комплексной технической диагностики и профилактического сервиса технологического оборудования газонефтегазотранспортных трубопроводных систем с целью повышения их функциональной надежности», руководитель к.т.н., доцент, Щипанов Анатолий Владимирович
4. Место предполагаемого внедрения: установка каталитического риформинга ЛЧ 35/11-600, цех №15
5. Предмет предполагаемого внедрения: методика и алгоритм проектирования технологии комбинированной системы контроля трубопроводов, в области промышленной безопасности.
6. Эффективность предполагаемого внедрения: Будет получен эффект в виде обеспечения безопасной эксплуатации технологических трубопроводов установки.
7. Сроки предполагаемого внедрения: 2020-2024гг.


Директор АО «СНПЗ»
М.П.
«20» июля 2019 года

И.Г. Кузьмин