

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)

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 и внедрение новых технологий и нового оборудования в организации для обеспечения безопасной эксплуатации объектов нефтяной отрасли. Критерии для формирования плана, показатели достижения

Обучающийся	<u>Д.В. Мынин</u> (И.О. Фамилия)	<u>_____</u> (личная подпись)
Научный руководитель	<u>к.т.н., доцент А.Н. Москалюк</u> (ученая степень, звание, И.О. Фамилия)	
Консультант	<u>к.э.н. Т.Ю. Фрезе</u> (ученая степень, звание, И.О. Фамилия)	

Тольятти 2023

Содержание

Введение.....	3
Термины и определения.....	7
Перечень обозначений и сокращений.....	8
1 Теоретические основы обеспечения безопасной эксплуатации объектов нефтяной отрасли.....	9
1.1 Обзор исследований и нормативно-правовое обеспечение по организации безопасной эксплуатации объектов нефтяной отрасли.....	9
1.2 Выявление проблем обеспечения безопасной эксплуатации объектов нефтяной отрасли.....	15
1.3 Анализ средств и способов для обеспечения безопасной эксплуатации объектов нефтяной отрасли.....	23
2 Анализ системы обеспечения безопасности объекта нефтяной отрасли на примере ООО ТПП «РИТЕК-Самара-Нафта».....	40
2.1 Краткая характеристика ООО ТПП «РИТЕК-Самара-Нафта».....	40
2.2 Параметры эксплуатационной надежности оборудования ООО ТПП «РИТЕК-Самара-Нафта».....	45
2.3 Координация и контроль обеспечения безопасности ООО ТПП «РИТЕК-Самара-Нафта».....	51
3 Повышение эффективности обеспечения безопасности в ООО ТПП «РИТЕК-Самара-Нафта».....	60
3.1 Патентно-информационный поиск по теме исследования.....	60
3.2 Выбор и аргументация технологических средств.....	63
3.3 Оценка эффективности предлагаемых мероприятий.....	71
Заключение.....	75
Список используемой литературы.....	79

Введение

Актуальность темы обусловлена необходимостью разработки и внедрение новых технологий и нового оборудования в организации для обеспечения безопасной эксплуатации объектов нефтяной отрасли.

Статистические данные по аварийным ситуациям на ОПО показывают: основным фактором роста числа аварий служит технологическое оборудование с большим физическим и моральным износом, срок эксплуатации которого близок к завершению. Немаловажное значение в вопросах аварийности на предприятиях играет невысокий профессионализм руководящего состава, производственных менеджеров. Достаточно часто причинами возникновения аварийных ситуаций служит низкий уровень организации на производстве, слабый уровень управления и производственного контроля, неисполнение сотрудниками требований техники безопасности, неотработанные навыки действий персонала в условиях создавшихся аварийных ситуаций.

Промышленная и экологическая безопасность на объектах нефтегазовой отрасли это основополагающая задача, решение которой в большей степени зависит от надежности эксплуатации технологического оборудования. Все этапы возведения и эксплуатации (проектирование, строительство, ввод в действие) объектов нефтегазового производства должны обладать высоким качеством, поскольку от этого зависит надежность и безопасность работы предприятия, имеющего сложное в техническом отношении оборудование. Необходимо установить все факторы, оказывающие влияние на безопасность производственного объекта, спрогнозировать вероятные отказы и обеспечить четкую последовательность действий их устранения, внедрять новые методы по защите и ремонтам технологического оборудования объектов нефтегазовой отрасли.

Объект исследования: деятельность ООО «Российская инновационная топливно-энергетическая компания» АО «РИТЕК».

Предмет исследования: новые технологии и оборудование в организации для обеспечения безопасной эксплуатации объектов нефтяной отрасли

Цель исследования: изучить новые технологии и оборудование в организации для обеспечения безопасной эксплуатации объектов нефтяной отрасли, предложить технологию (программу) внедрения методов и средств повышения безопасности технологии и оборудования на рассматриваемом объекте.

Гипотеза исследования состоит в том, что применение технологии внедрения методов и средств повышения безопасности технологии и оборудования, а в частности гидродинамической очистки оборудования нефтепромысловых объектов повысит эффективность обеспечения безопасности в ООО ТПП «РИТЕК-Самара-Нафта», если:

- будут проанализированы результаты производственного контроля объектов нефтяной отрасли и выявлены основные причины аварий;
- будут проведены экспериментальные исследования причин разрушения технологических емкостей объектов нефтяной отрасли;
- предложены конструктивные изменения в технологии очистки оборудования нефтепромысловых объектов.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- провести анализ эксплуатации объектов нефтяной отрасли на рассматриваемом объекте;
- изучить методы и средства повышения безопасности технологии и оборудования нефтяной отрасли;
- осуществить опытно-экспериментальную апробацию предлагаемых решений по повышению безопасности технологии и оборудования нефтяной отрасли.

Теоретико-методологическую основу исследования составили: научные публикации, учебники, учебные пособия по теме исследования.

Базовыми для настоящего исследования явились также сведения, используемое в патентно-информационном анализе.

Методы исследования: статистический анализ, методы системного анализа, теории управления и имитационного моделирования.

Опытно-экспериментальная база исследования основана на базе ООО «Российская инновационная топливно-энергетическая компания» АО «РИТЕК».

Научная новизна исследования заключается в:

- применении технологии гидродинамической очистки оборудования нефтепромысловых объектов.

Теоретическая значимость исследования заключается в возможности применить проведенный анализ результатов производственного контроля объектов нефтяной отрасли для последующего снижения количества аварий.

Практическая значимость исследования заключается в том, что экспериментальные исследования причин разрушения технологических емкостей объектов нефтяной отрасли позволят предложить применение установки гидродинамической очистки оборудования нефтепромысловых объектов. Применение технологии гидродинамической очистки оборудования нефтепромысловых объектов повысит эффективность обеспечения безопасности в ООО ТПП «РИТЕК-Самара-Нафта».

Достоверность и обоснованность результатов исследования обеспечивались:

- анализом публикаций российских и зарубежных авторов по теме исследования;
- изучением существующих технических разработок по теме исследования.

Личное участие автора в организации и проведении исследования состоит в проведении исследований технологического состояния оборудования в ООО ТПП «РИТЕК-Самара-Нафта».

Апробация и внедрение результатов работы велись в течение всего исследования. Его результаты докладывались на следующих конференциях: Участие в международной научной конференции журнала «Точная наука» №141, выступление на тему: Проведение ремонтно-восстановительных работ технологических емкостей для обеспечения безопасной эксплуатации объектов нефтяной отрасли.

На защиту выносятся:

- проведение исследований технологического состояния оборудования в ООО ТПП «РИТЕК-Самара-Нафта», которое позволит выявить закономерности распределения глубины питтингов на дне теплообменных аппаратов вокруг глубоких разрушений. Было произведено измерение на 10 различных участках на периферии днища резервуара. Каждый участок был измерен 20 раз, чтобы получить более точные результаты. Результаты показали, что максимальная глубина коррозионных повреждений на днище резервуара может достигать 5,034 мм. Проведенное обследование емкостей дало возможность выявить общую закономерность – металл разрушается в процессе эксплуатации из-за воздействия окружающей среды. Наши исследования показали, что фактические скорости коррозии колеблются в пределах 0,6-1,2 мм/год;
- внедрение установки гидродинамической очистки оборудования нефтепромысловых объектов. Данное техническое решение имеет неоспоримые достоинства, а недостатки, которые заявлены, можно устранить на начальном этапе внедрения.

Структура магистерской диссертации. Работа состоит из введения, трех разделов, заключения, содержит 7 рисунков, 14 таблиц, список использованной литературы (42 источника). Основной текст работы изложен на 83 страницах.

Термины и определения

В настоящей работе применяются следующие термины и определения:

Авария – разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ.

Безопасность – отсутствие недопустимого риска, связанного с возможностью причинения вреда и (или) нанесения ущерба.

Технические устройства – машины, технологическое оборудование, системы машин и (или) оборудования, агрегаты, аппаратура, механизмы, применяемые при эксплуатации опасного производственного объекта.

Требования промышленной безопасности – «требования промышленной безопасности – условия, запреты, ограничения и другие обязательные требования, содержащиеся в федеральных законах и иных нормативных правовых актах Российской Федерации, а также в нормативных технических документах, которые принимаются в установленном порядке и соблюдение которых обеспечивает промышленную безопасность» [18].

Перечень обозначений и сокращений

В настоящей работе применяются следующие обозначения и сокращения:

ЕТН – единые типовые нормы.

МАП – магистральные аммиакопроводы.

МТ – магистральные трубопроводы.

ОВПФ опасные и вредные производственные факторы.

ОПЗ – общие производственные загрязнения.

ОПО – опасный производственный объект.

ОПР – оценка производственных рисков.

ПОУ – потенциально опасные участки.

РВР – ремонтно-восстановительные работы.

РВС – резервуар вертикальный стальной.

РОП – риск-ориентированный подход.

СВБ – сульфатвосстанавливающие бактерии.

СИЗ – средства индивидуальной защиты.

СОУТ – специальная оценка условий труда.

ТЕ – технологические емкости.

ТК – Трудовой Кодекс.

1 Теоретические основы обеспечения безопасной эксплуатации объектов нефтяной отрасли

1.1 Обзор исследований и нормативно-правовое обеспечение по организации безопасной эксплуатации объектов нефтяной отрасли

Для изучения темы разработки и внедрения новых технологий и нового оборудования в организации для обеспечения безопасной эксплуатации объектов нефтяной отрасли были изучены научные источники.

В учебном пособии Е.В. Глебовой охарактеризованы «этапы предаттестационной подготовки руководителей и специалистов организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов» [6].

Кочетков К.Е. изложил «данные об аварийных воздействиях природного и техногенного характера, а также об инженерных мероприятиях по снижению ущерба от подобных воздействий, организации аварийно-восстановительных работ в экстремальных условиях. Рассмотрен опыт инженерного реагирования на чрезвычайные ситуации на основе данных о недавних катастрофах в Чернобыле, Армении и т.п. Изложены также вопросы предотвращения или снижения ущерба от рассматриваемых воздействий расчетным путем на стадии проектирования» [13].

В исследовании Л.Г. Белова излагаются «методы исследования и снижения опасностей, основанные на моделировании процесса причинения техногенного ущерба с помощью диаграмм причинно-следственных связей типа дерево происшествия и дерево событий - его исходов. Методология базируется на энергоэнтропийной концепции опасностей и интерпретации безопасности функциональным свойством человекомашинных систем. На примере прогнозирования техногенных происшествий проиллюстрирована возможность количественной априорной оценки соответствующего риска и эффективности возможных мероприятий по его снижению» [4].

А.Н. Елохин отмечает «актуальные направления обеспечения безопасности промышленной деятельности - анализу и управлению риском в промышленности. В работе проанализированы опасности современной техносферы, методы оценки потенциальной опасности промышленных объектов. Особое внимание уделено концепции анализа риска. При этом рассмотрены методы построения полей поражающих факторов, возникающих при различных сценариях возникновения и развития аварии, методы оценки последствий воздействия поражающих факторов аварии на человека и другие материальные объекты, способы интерпретации результатов анализа риска» [10].

В книге В.А. Котляревского изложены «данные по конструкциям и основным характеристикам резервуаров, газгольдеров и других конструкций для хранения и транспортировки сжиженных газов, нефтепродуктов и токсичных веществ. Приведены методы расчетного обеспечения проектирования этих конструкций на статические и сейсмические нагрузки с учетом нормативной базы. Рассмотрены вопросы обеспечения надежности эксплуатации хранилищ с взрывопожароопасными и токсичными веществами, а также методы мониторинга, оценки остаточного ресурса и прогнозирования вероятного ущерба, связанного с аварийными ситуациями на хранилищах и трубопроводах. Книга снабжена указаниями по использованию разработанных программных средств для персональных ЭВМ по оперативному анализу параметров резервуарных конструкций» [12].

В статье К.В. Сачкова дается «оценка опасности эксплуатации нефтезаводского оборудования на основе показателя риска» [32].

Р.С. Абдуллин в исследовании решает проблемы «комплексного решения задач эффективного управления экологической и промышленной безопасностью» [1].

Несмотря на значительный перечень санкций со стороны многих зарубежных компаний в отношении российских фирм, работающих в нефтегазовой сфере, были осуществлены крупные инвестиционные проекты

отечественными корпорациями. За период последних восьми лет в нефтегазовом производстве значительно возросла доля российского оборудования и технологий, появились технические решения, превосшедшие по своим характеристикам зарубежные предложения. Санкционные меры привели к росту конкурентоспособности отечественных технических предложений в сфере промышленности.

«Термин импортозамещение плотно вошел в обиход российских экономистов и политиков после внешнеполитического кризиса 2014 г. Тогда Евросоюз и США ввели санкции в отношении России, в том числе секторальные – против российских нефтегазовых компаний. Они ограничили поставки оборудования, оказание услуг и проведение работ по добыче нефти в Арктике, на глубоководном шельфе и трудноизвлекаемых месторождениях» [31].

«В 2014 г. доля импортного оборудования и услуг в нефтегазовой отрасли, по данным Минпромторга России, составляла 60%. На апрель 2022 г. доля импортного оборудования составила уже 40%» [40].

На дальнейшее снижение показателя нацелены Доктрина энергетической безопасности и Энергетическая стратегия РФ до 2035 г. «Новые санкции, введенные западными странами в феврале 2022 г. и включающие в себя эмбарго на поставки в Россию оборудования и технологий для нефтедобычи, производства сжиженного природного газа (СПГ), нефтепереработки и т. д., ускорят процесс импортозамещения. В условиях жестких технологических ограничений российским компаниям придется сосредоточить усилия на тех направлениях, где уже создан задел по замещению критически важных образцов импортного оборудования, комплектующих и расходников, которые будет сложно или невозможно приобрести у дружественных и нейтральных стран» [8].

«Одной из самых импортоориентированных отраслей традиционно был нефтесервис (бурение, ремонт, геофизические исследования скважин, сопровождение бурения и сейсморазведка). По данным Vygon Consulting, в

2020 г. объем рынка нефтесервисных услуг в России составил около \$21,9 млрд. При этом на долю отечественных компаний пришлось лишь 48% рынка. Ключевыми поставщиками высокотехнологичных решений стали иностранные сервисные предприятия, отмечают авторы исследования. По их данным, лидирующие позиции были у Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes, RFD, Roxar» [39].

«Некоторые российские нефтегазосервисные компании за последние годы достигли значительных успехов в замещении иностранных технологий и в некоторых случаях даже превзошли зарубежных конкурентов, но эффективное импортозамещение в отрасли сдерживалось желанием заказчиков по разным причинам продолжать работать с иностранными компаниями и решениями. Технологии российских нефтесервисных компаний не уступают по эффективности и качеству зарубежным, однако крупные нефтяные компании все равно предпочитали импортных поставщиков» [36].

«До 2022 г. доля иностранных компаний составляла 10–15% в низкотехнологичных сегментах нефтедобычи (разделение сырья на фракции за счет физических процессов) и до 80% – в высокотехнологичных (интеллектуальные системы закачивания скважин, системы для роторного управляемого бурения и т. д.). В первую очередь российские компании заменят иностранцев в сегментах производства оборудования для гидравлического разрыва пласта (ГРП; высокорентабельный метод интенсификации добычи нефти и газа), цементирования, создания и применения буровых растворов. Вертикально интегрированные нефтяные компании (ВИНК) завершат работу по оценке потенциала импортозамещения до конца 2022 г. и в 2023–2025 гг. этот потенциал будет реализован» [11].

«Несмотря на санкции, российские производители нефтегазового оборудования исполняют контракты, а их заказчики сохраняют планы по реализации основных инвестпроектов, уверяют в Минпромторге (соответствующее заявление ведомство выпустило в апреле 2022 г.).

Отечественные производители успешно реализуют проекты по разработке и внедрению российских роторно-управляемых систем (оборудование для бурения наклонно-направленных, горизонтальных и многоствольных скважин) оборудования для ГРП, морского геолого-разведочного оборудования, оборудования подводного добычного комплекса, катализаторов и технологического оборудования для нефтепереработки, СПГ-оборудования и многие другие. По данным Vygon Consulting, в 2018 г. доля импорта в этих технологических направлениях составляла от 65 до 95%, в 2024 г. она должна снизиться до 10–50%» [5].

Нормативно-правовое обеспечение безопасности функционирования нефтегазового комплекса является ключевым звеном его успешного развития. Для изучения темы разработки и внедрения новых технологий и нового оборудования в организации для обеспечения безопасной эксплуатации объектов нефтяной отрасли были проанализированы также нормативно-правовые акты.

В Трудовом кодексе Российской Федерации охарактеризованы цели трудового законодательства «это установление государственных гарантий трудовых прав и свобод граждан, создание благоприятных условий труда, защита прав и интересов работников и работодателей. Основными задачами трудового законодательства являются создание необходимых правовых условий для достижения оптимального согласования интересов сторон трудовых отношений, интересов государства, а также правовое регулирование трудовых отношений» [35].

В Федеральном законе от 21.07.1997 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» определяет «правовые, экономические и социальные основы обеспечения безопасной эксплуатации опасных производственных объектов и направлен на предупреждение аварий на опасных производственных объектах и обеспечение готовности эксплуатирующих опасные производственные объекты юридических лиц и индивидуальных предпринимателей (далее также - организации,

эксплуатирующие опасные производственные объекты) к локализации и ликвидации последствий указанных аварий» [19].

Предметом регулирования ФЗ «О специальной оценке условий труда» являются «отношения, возникающие в связи с проведением специальной оценки условий труда, а также с реализацией обязанности работодателя по обеспечению безопасности работников в процессе их трудовой деятельности и прав работников на рабочие места, соответствующие государственным нормативным требованиям охраны труда» [20].

Постановление Правительства Российской Федерации от 24.12.2021 № 2464 «О порядке обучения по охране труда и проверки знания требований охраны труда» устанавливает «обязательные требования к обучению по охране труда и проверке знания требований охраны труда у работников, заключивших трудовой договор с работодателем, а также требования к организациям и индивидуальным предпринимателям, оказывающим услуги по обучению работодателей и работников вопросам охраны труда» [18].

Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств устанавливают «требования к обеспечению взрывобезопасности технологических процессов, зданий, сооружений и технических устройств, применяемых (расположенных) на опасных производственных объектах» [21].

Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов устанавливают «требования, направленные на обеспечение промышленной безопасности, предупреждение аварий, случаев производственного травматизма на опасных производственных объектах (ОПО) магистральных трубопроводов (МТ) и магистральных аммиакопроводов (МАП), по которым транспортируются опасные вещества - углеводороды, находящиеся в жидком и (или) газообразном состоянии, сжиженный безводный аммиак» [28].

Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности устанавливают «требования, направленные на обеспечение промышленной безопасности, предупреждение аварий и инцидентов на ОПО нефтегазодобывающих производств и на обеспечение готовности организаций, эксплуатирующих ОПО нефтегазодобывающих производств, к локализации и ликвидации последствий аварий на ОПО» [29].

1.2 Выявление проблем обеспечения безопасной эксплуатации объектов нефтяной отрасли

В настоящее время в нефтяной и нефтеперерабатывающей отрасли отмечается устойчивая тенденция снижения числа аварий и случаев травматизма со смертельным исходом: за 2010 год на опасных производственных объектах, контролируемых Ростехнадзором, зафиксировано снижение числа аварий больше чем на 32%, случаев травматизма со смертельным исходом снизилось на 60%, причем число смертных случаев именно от произошедшей аварии сократилось больше чем в 4 раза.

В 2022 году в нефтегазовой отрасли зарегистрированы 36 аварий, 10 смертных случаев. Если сравнить с 2021 годом, то число аварий такое же, но случаев с наступлением смерти сократилось.

Всего за 2022 год на предприятиях нефтехимии, нефтепереработки, транспортировки нефтепродуктов зарегистрированы 15 аварий, но в 2021 году на ОПО данных отраслей произошло всего 12 аварий, т.е. произошло увеличение числа аварий на 20%.

На ОПО нефтегазовой отрасли число аварий со смертельным исходом на предприятиях нефтехимической, нефтегазоперерабатывающей и магистральных нефтепродуктов за 2022 год достигло 40% от общего числа аварий.

Проведенные исследования по аварийности на ОПО доказывают: основной фактор роста числа аварий – это технологическое оборудование с большим физическим и моральным износом, срок эксплуатации которого близок к завершению. Немаловажное значение в вопросах аварийности на предприятиях играет невысокий профессионализм руководящего состава, производственных менеджеров. Достаточно часто причинами возникновения аварийных ситуаций служит низкий уровень организации на производстве, слабый уровень управления и производственного контроля, неисполнение сотрудниками требований техники безопасности, неотработанные навыки действий персонала в условиях создавшихся аварийных ситуаций.

На основе имеющегося практического опыта управления ОПО нефтяной и нефтегазоперерабатывающей отрасли, имеющих длительный срок эксплуатации технологического оборудования, можно говорить о следующих причинах, снижающих надежность и безопасность эксплуатации:

- «частые капитальные ремонты оборудования и ухудшение технико-экономических показателей при простоях в ожидании ремонтов и увеличения количества и продолжительности ремонтных работ на всех объектах;
- коррозионное воздействие агрессивной продукции на конструкцию трубопроводных коммуникаций и, как следствие, аварии на трубопроводах, объектах нефтяной отрасли и нарушения требований охраны недр и окружающей среды;
- невозможность обеспечения контролируемого процесса транспортировки нефти из-за несоответствия технического состояния нефтепромыслового оборудования его расчетным параметрам;
- появление сероводорода в продукции скважин и заражение пластов сульфатовосстанавливающими бактериями (СВБ)» [2].

Рассматривая действующие трубопроводные магистрали, учитывая их срок эксплуатации, следует констатировать следующее: даже при ежегодном

вводе в действие трех-четырех тыс.км трубопроводов, общая протяженность их практически не изменяется, а что касается нефтесбора, то она сокращается, т.е. одновременно с вводом трубопроводов происходит вывод их из эксплуатации на основе различных причин. Значит, необходимо решать задачу извлечения трубопроводов и их утилизацию. Нельзя забывать о том, что значительное число действующих трубопроводов приближаются к завершению срока службы, а многие (их более 33%) работают более 10 лет (10 – 20 лет) при сроке до первого порыва от 5 до 7 лет.

Если рассматривать систему трубопроводов для нефтесбора, то в ней уже требуется замена более 28% магистралей, имеющих срок эксплуатации более 20 лет, а почти 10% магистралей – приближаются к этому сроку (17 – 20 лет). Создается следующая ситуация: пока проведут замену магистралей, эксплуатирующихся более 20 лет, большое число молодых трубопроводов подойдут к критическому возрасту.

Предлагается для системы сбора и транспортировки нефтепродуктов проведение следующих мер, способствующих повышению надежности эксплуатации, снижению аварийности:

- «входного контроля технического состояния труб и оборудования;
- использования труб и оборудования с антикоррозионными покрытиями;
- повышения качества строительства объектов нефтяной отрасли и коммуникаций;
- организации периодического диагностического контроля в процессе эксплуатации;
- своевременного ремонта и вывода объектов из эксплуатации» [37].

Особенно важно исполнение данного комплекса мер в качестве превентивных для нефтепродуктопроводов, обеспечивающего безопасность эксплуатации, безаварийность, а также снижение простоев, сокращение потерь.

Проектирование, строительство, диагностика ОПО нефтяной отрасли должно проводиться с высочайшим качеством. Диагностическими процедурами при эксплуатации производства определяют параметры работы технологического оборудования на проектных режимах, оценивают работоспособность, прогнозируют остаточный ресурс. Особо ценным в таких процедурах – раннее определение участков с повышенным риском на объектах нефтегазовой отрасли.

Безопасность эксплуатации предприятий нефтегазовой отрасли связана с качеством оборудования, с правильным выбором режимов технологических процессов на трубопроводах, с обеспечением эффективной защиты элементов оборудования от коррозионных, механических повреждений, с должным проведением контроля. Обеспечение надежности и безопасности требует еще при проектировании системы сбора и подготовки нефтепродуктов на скважинах предусмотренных технических предложений в соответствии с требованиями промышленной безопасности.

Уровень аварийности на нефтепродуктопроводах определяется показателем абсолютного числа порывов, которое отражает как реальное количество аварий на трубопроводных линиях, так и удельное значение, т.е. количество аварий на один километр линии.

Изучение причин, вида и расположения отказов в трубопроводных линиях незащищенного типа привело к выводам о неравномерности расположения повреждений по поверхностям водоводов. На подводящих водоводах с низким давлением наличие порывов образуется по трубе (около 92%), почти 80% от общего числа повреждений на теле трубы образуется внизу трубы, тогда как вверху трубы наблюдаются повреждения почти в 10 раз реже. Кроме того, низкий уровень надежности у водоводов объясняется образованием порывов в местах сварки элементов: на подводящие трубопроводные линии (имеют низкое давление) приходится 9% порывов и 52% - на разводящие линии (имеют высокое давление).

На рисунке 1 показано распределение порывов подводящих водоводов, на рисунке 2 – распределение порывов разводящих водоводов.

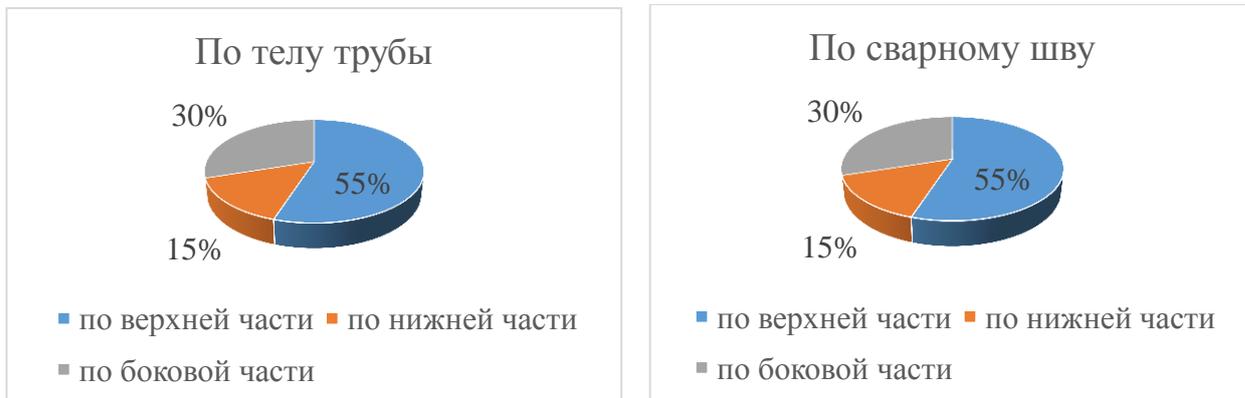


Рисунок 1 – Распределение порывов подводящих водоводов

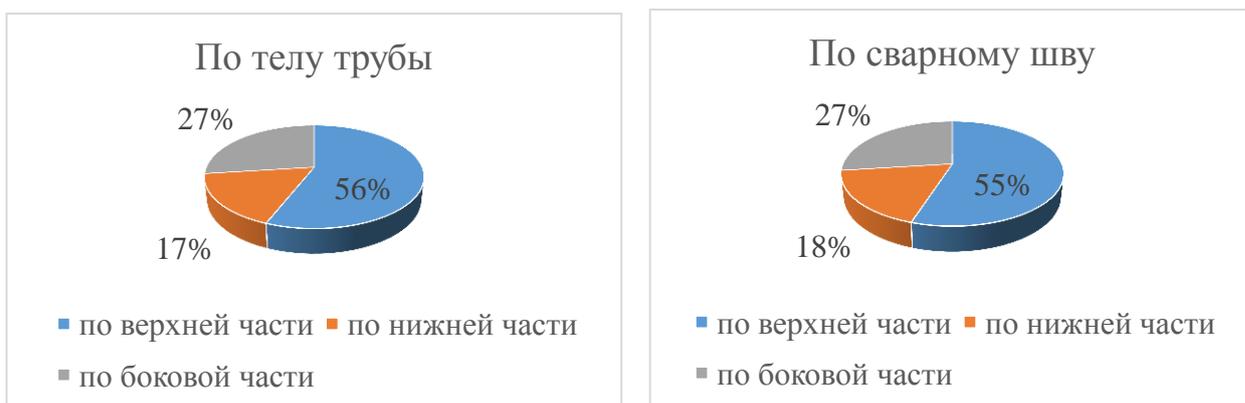


Рисунок 2 – Распределение порывов разводящих водоводов

Образование коррозионных очагов у технологических резервуаров на корпусах и на различных технологических частях происходит, как правило, на поверхностях в нижних отделах, в местах сварки элементов.

Согласно зарубежным исследованиям, проблема надежного функционирования трубопровода как целостной системы решается комплексно: «от входного контроля стальных труб, поступаемых от поставщика, до его сооружения в поле. Сюда можно отнести такие задачи, как обеспечение неразрушающими методами контроля за качеством стальных труб, подбор материалов с заданными характеристиками для

нанесения внутренних и наружных покрытий на трубопроводы, возможность восстановления поврежденных участков, разработка технологии и промышленное освоение выпуска труб с противокоррозионной защитой, защита стыка (участков соединения труб) в цеховых и полевых условиях и т.д. Как показывает практика, более 30% технологических емкостей имеют срок службы больше нормативного, при среднем сроке их службы до первого ремонта – 10 лет. Поэтому, вопросы очистки от осложнений солей и асфальтосмолистых соединений, подготовка внутренней поверхности к ремонту и покрытию РВС и технологических емкостей представляют сложную научно-техническую проблему» [41].

Достаточно часто причиной возникновения отказов и неисправностей на нефтепромысловом оборудовании служит образование коррозии, борьба с которой в сфере нефтедобычи и нефтепереработки имеет свои характерные отличия. В основном они взаимосвязаны с природой продукта, физическими и химическими свойствами, в результате чего возникший коррозионный очаг по-разному воздействует на свойства металла, поскольку создаются разные гидравлические, технические условия от прокачки, сбора нефтепродукта. Воздействие различных скоростей от движения нефтепродуктов, образование мест застоя, макропар, микропар в следствие отделения влаги, образующейся осадок – все эти параметры оказывают действие на динамику развития коррозии. Влияя на эти параметры через корректировку технологического процесса отбора продукта из скважин, усовершенствуя конструкцию оборудования, появляется возможность снизить коррозионное воздействие, сделать более эффективным процесс собирания и перекачки нефти от скважин и жидкости, используемой в технологии. В результате, с помощью технологических методов обеспечивается уменьшение коррозионного воздействия на оборудовании системы отбора, перекачки углеводородного продукта и воды.

Динамика коррозионных процессов связана со стабильностью водонефтяной смеси. «Расслоение эмульсий, скопление на отдельных

участках воды создает реальную возможность для протекания коррозионного процесса по нижней образующей трубы. Другой причиной интенсификации процессов коррозии является присутствие в среде сероводорода, кислорода и углекислого газа. Отмечено, что на недогруженных участках трубопроводов, где скорости движения потока находились в пределах 0,03...0,86 м/с, имело место самая высокая аварийность. В диапазоне скоростей потока 1,64... 1,70 м/с аварий трубопроводов не наблюдалось. Использование напорной герметизированной системы сбора и транспорта продукции скважин позволяет предотвратить попадание в продукцию скважин кислорода и сократить коррозионную активность перекачиваемой среды. Кислород воздуха попадает в сточные воды при недостаточном подпоре насосов за счет негерметичности соединений, а также вместе с водой из резервуаров. Для предотвращения процессов коррозии рекомендуется применение периодической механической очистки внутренней поверхности трубопроводов, химической обработки поверхности специальными моющими средствами» [38].

В данной работе было проведено исследование статистических данных о деятельности производств нефтяной отрасли, в том числе исследование аварий, причинами которых стала разгерметизация технологических резервуаров, трубопроводов. Был установлен ряд закономерностей, встречающихся в периодичности появления отказов и неисправностей. Некоторые факторы позволяют увеличить надежность эксплуатации оборудования и периоды безаварийной работы:

- «агрессивность продукции;
- технология и качество строительства объектов;
- технология эксплуатации объектов;
- своевременное выполнение профилактических и ремонтно-восстановительных работ» [33].

Но, с нашей точки зрения, в настоящее время проблема воздействия коррозии на разрушение металлических конструкций оборудования (емкости, резервуары, трубопроводы) не освещена в полной мере.

Исследование статистических данных о деятельности производств нефтяной отрасли доказывает: агрессивные свойства продуктов и смесей, наличие активного воздействия коррозии сказываются на сроках эксплуатации систем сбора и подготовки продукта от скважин.

Были определены характерные свойства у изучаемых процессов:

- «рост аварийности во времени происходит по экспоненциальной зависимости;
- большинство аварий приурочены к нижним интервалам технологических емкостей, трубопроводов;
- количество аварий в емкостях, трубопроводах, имеющих качественное покрытие незначительное, а в некоторых случаях отсутствует;
- в технологических емкостях, трубопроводах с применением электрохимической защиты достигнуто снижение аварийности» [33].

Практически до 90% случаев разгерметизации технологического оборудования (в первую очередь это емкости) происходит по причине воздействия окружающей среды. В следствие чего, задачу по снижению коррозионного воздействия на технологическое оборудование при его эксплуатации следует отнести к научной и экономически значимой задаче.

Коррозия металла появляется и развивается при наличие благоприятных условий. Нефть содержат в составе минерализованную воду, обладающую коррозионно-активными свойствами, агрессивный газ, химические соединения, технологическую жидкость. Все эти компоненты обеспечивают интенсивную динамику развития коррозионных процессов. Поскольку развитие термодинамического процесса при некоторых условиях протекает с замедлением, в других наоборот с нарастанием скорости, то данные факты представляют интерес с целью разработки превентивных мер.

Согласно исследованиям, «коррозия металлов в электролитах в общем случае может происходить с кислородной или водородной деполяризацией. В частности, для сосудов системы сбора и подготовки продукции скважин, коррозия в водных растворах будет протекать в начальный период с кислородной или водородной деполяризацией (до полного расхода кислорода). В пластовых водах, в зависимости от ионного и газового состава, наличия микроорганизмов, коррозия металла может происходить с водородной деполяризацией. В свою очередь, коррозия с кислородной деполяризацией может идти с электрохимической или диффузионной кинетикой. Электрохимическая кинетика особенно характерна для сильно перемешиваемых растворов. При этом наиболее замедленной является стадия присоединения электрона к молекуле кислорода. При диффузионной кинетике процесса коррозии доставка деполяризатора к реагирующей поверхности затруднена» [7].

1.3 Анализ средств и способов для обеспечения безопасной эксплуатации объектов нефтяной отрасли

При изучении новых технологий для снижения развития процессов коррозии металла были исследованы технологии сульфидостойкого покрытия. Российской промышленностью не выпускалось до последнего времени запорно-регулирующее оборудование, имеющее сульфидостойкое покрытие. Такое оборудование закупалось в США, причем срок поставок мог быть длительностью иногда более 30 недель.

Применяемый метод LPCVD (химическое осаждение пара при пониженном давлении), использующий сульфидостойкий нанослой при нанесении его на любую поверхность деталей, обеспечивает высокую эффективность. Этот способ дает возможность обрабатывать поверхности, например, диаметром 1,5 мм (капиллярные колонки газовых хроматографов), поверхности пробоотборников, имеющих объемы более 4 тыс. см³. Такое покрытие обладает уникальными характеристиками: высокой стойкостью к

температуре, минимальной толщиной слоя покрытия, нейтрален к кислотной среде, совместим со многими материалами, применяемыми в нефтегазовой промышленности. Технологию данного метода нанесения сульфидного нанослоя запатентовали в России, в некоторых зарубежных странах (Германия, Израиль, Япония, Китай, Франция, Южная Корея).

Применяют такое покрытие на производствах, использующих природный или сжиженный газ, водород, серосодержащие газовые смеси, жидкие среды, ртуть, метанол, в оборудовании измерения примесей, в оборудовании контроля коррозии, для проведения лабораторных исследований различных элементов технологического оборудования – для труб, хроматографических колонок, арматуры, кранов переключения и др.

Широкое применение сульфидного нанопокрyтия используется российскими производителями, выпускающими такое оборудование, как анализаторы серы, анализаторы точек росы, лабораторные и газовые хроматографы, запорную и регулирующую арматуру для сжиженного, природного газа, для криогенных соединений либо сверхчистых [42].

Сульфидное покрытие позволяет заменить импортные аналоги оборудования на отечественные на производствах с природным и сжиженным газом; оно обладает более высокими качествами и меньшей стоимостью, чем зарубежные аналоги. Выпускает данный запатентованный состав предприятие в г. Казань. Рисунок 3 демонстрирует образцы сульфидного покрытия.



Рисунок 3 – Образцы сульфидных покрытий

Сульфидный нанослой обеспечивает защиту наиболее важных элементов оборудования, например, у измерительных трактов анализаторов, у теплообменников; кроме того, не допускает коррозионных явлений металла при соприкосновении его с водородом, кислотными, сероводородными соединениями; обеспечивает более качественные измерения; снижает капитальные и эксплуатационные затраты оборудования на отборах проб.

Сульфидное покрытие, применяемое в системе отбора проб, обеспечивает наиболее объективное получение данных в процессе результата измерения, которые обладают неопределимой важностью в целях создания безопасных условий для жизни и здоровья сотрудников, обеспечивающих защиту окружающей среды, а также служат основой выпуска более качественного продукта.

Предлагаемые на рынке отечественного производства системы подготовки отбора промышленных проб, обладают конкурентными преимуществами в сравнении с иностранными аналогами, поскольку имеют все характеристики высокого качества и обеспечивают высокий уровень безопасности и надежности, совместимы с контроллерами АБАК, произведены в соответствии с требованиями ГОСТов (рисунок 4)



Рисунок 4 – Ячеистый пробоотборник / Шкаф аналитический / Производство систем отбора проб

Системы отбора проб способны работать на полимеризующихся высокотемпературных и высоковязких продуктах. «Для завода бутилкаучука

на Нижнекамскнефтехиме была изготовлена специальная система подготовки пробы с контролем расхода по пяти потокам с калибровкой по измеряемой среде (фильтрация пробы до двух микрон, высокоточное испарение с поддержанием температуры $\pm 3^{\circ}\text{C}$, инертные материалы и стали, автоматический отвод конденсата (воды), автоматическое переключение пяти потоков)» [30].

«Для Тобольскнефтехима изготовлена система автоматического отбора пробы для эстакады налива СУГ в железнодорожные цистерны. Благодаря техническим решениям отбор пробы осуществляется строго по ГОСТ Р 55609-2013, при загрузке тысячи тонн производится примерно восьмьсот точечных отборов по одному кубическому сантиметру, равномерно распределенных по партии. Максимальная скорость – тридцать точек в минуту, повторяемость отбора составляет один процент, любой продукт с вязкостью от 1 (вода) до 8000 (битум) сСт, не смазывающие СУГ, вес баллона 4 дм³ 13,5 кг, материал – титан» [30].

Система подготовки проб позволяет избежать некоторых проблем в технологии процесса (перелив, недолив проб, излишняя нагрузка при возникновении скачков давления), которые способствуют некачественной пробе, т.е. приводят к браку, и, соответственно, внедрение системы подготовки проб позволяет избежать финансовых убытков, претензий клиентов, потери делового имиджа на рынке.

Названная выше система помимо решения проблем, гарантирует выдачу арбитражной пробы за счет включенного в систему клапана, нивелирующего гидроудары, скачки давлений среды, за счет уплотнений, мягкости работы приводного механизма. Гарантию надежных измерений предоставляет пред инжиниринг, т.е. детальная выверенность технологического процесса, точность для определения и подключения системы, проведение отбора показательной пробы с последующей доставкой к анализатору.

Преимущества систем:

- «системы сертифицированы на соответствие Техническим регламентам Таможенного союза ТР ТС 010, ТР ТС 012 (Взрывоопасные среды);
- полный цикл сборки реализуется на собственных производственных площадях;
- безопасность, надежность, эргономичность, возможность модернизации;
- специальные исполнения для нефти, нефтепродуктов, СУГ, газа, метанола, формальдегида» [30].

Для выполнения всех пожеланий и требований клиентов при неукоснительном выполнении предписаний нормативно-правовых актов в сфере метрологии следует:

- «проведение метрологической экспертизы проектной / рабочей документации;
- расчеты технологических параметров измерительных систем с применением специализированных программных продуктов;
- разработка и аттестация методик (методов) измерений;
- поверка или калибровка средств измерений в лаборатории и на месте эксплуатации;
- проведение испытаний в целях утверждения типа единичных экземпляров и средств измерений серийного производства» [30].

Для качественного обеспечения промышленной безопасности на объекте необходимо:

- «техническое, гарантийное и постгарантийное обслуживание средств измерений и промышленного оборудования систем измерений (газа, нефти, нефтепродуктов и иных сред) на долгосрочной основе;
- выполнение максимально необходимого комплекса работ в соответствии с действующими нормативными документами;

- подготовка к поверке и поверка средств измерений в соответствии с областью аккредитации в собственной лаборатории или с выездом на объект;
- диагностика, ремонт, настройка, отладка и запуск в работу вышедшего из строя оборудования;
- подготовка рекомендаций и предложений по замене или модернизации устаревшего оборудования для обеспечения соответствия новым требованиям и стандартам;
- удаленная техническая поддержка, консультация» [30].

Практическая деятельность и проведение ремонтных работ на производствах нефтяной отрасли показали отсутствие заинтересованности создания условий для длительных безаварийных периодов работы, не выработаны требования к обеспечению увеличения срока службы при надлежащей надежности.

Для такого положения дел можно назвать несколько причин, т.к. нет хорошей связи между проектантами объектов и производственными предприятиями, разработчики не всегда имеют оперативные сведения по причинам аварий.

Некоторые виды разрушений проявляются на объекте спустя годы работы, соответственно к проектантам достоверная информация может не поступить, а значит не будут внесены конструктивные изменения или разработаны профилактические меры. Не вызывает сомнения тот факт, что если при проектировании не была предусмотрена высокая надежность объекта, то профилактические и ремонтные работы не обеспечат длительную и безотказную эксплуатацию данного производства.

Исследование имеющихся на практике отказов на технологических емкостях (ТЕ) позволило определить степень надежности, длительность безаварийных периодов для производств с разной конструкцией и различных категорий. Стоит уточнить, объективность подобного анализа возможна при

использовании общей методики для отрасли, он даст реальную информацию по техническому состоянию емкостей за конкретный период.

В данной методике должно быть:

- «объективную картину состояния фонда технологических емкостей;
- прогнозирование изменения состояния (старения) фонда в предстоящий период с учетом технического прогресса в технике и технологии их строительства и ремонта и динамики показателей разработки месторождения;
- планирование объема ремонтно-восстановительных работ с дифференциацией первичных и последующих отказов;
- планирование объема ввода новых объектов;
- планирование своевременного изменения конструкции технологических емкостей» [15].

С использованием методики должны быть оценены:

- «влияние технологии эксплуатации емкостей на надежность их работы;
- агрессивность продукции и технологии подготовки нефти и содержащихся в них вод и газов по отношению к металлу емкостей;
- причины потери герметичности емкостей в процессе эксплуатации» [15].

Комплексные промысловые исследования, проведение анализа всей собранной информации по имеющимся отказам позволяют оценить состояние ТЕ и спрогнозировать их надежность. Для системы сбора, обработки информации по техническим емкостям наиболее важным моментом является достоверность и полнота информации, поступающая с производственных объектов. Поступающие сведения об отказах, даты ввода в работу, случаи разгерметизации конструкций ТЕ, сведения о проведенных работах, суммы затрат на данные работы – все эти данные относятся к сбору информации.

Сведения произошедших отказов, о проведенных ремонтных и восстановительных работах берутся из отчетов, из актов выполненных работ.

В процессе обработки данных систематизируются сведения о произошедших отказах ТЕ, определяется функциональная связь между двумя параметрами – срок службы и число отказов.

В процессе проведения анализа обработки информации устанавливаются объективные причины разгерметизации ТЕ, выясняется объем затрат на восстановительные работы, принимается решение о дальнейшей эксплуатации объекта с рассмотрением рентабельности, срока эксплуатации, превентивных мер и реконструкции.

Заложенные проектом технические возможности на ТЕ в полной мере не способны предоставить желаемый уровень надежности и безопасности в процессе эксплуатации. «По этой причине нефтепромысловые объекты выходят из строя, теряют герметичность, что сказывается на промышленной и экологической безопасности. Создание методов ремонтно-восстановительных работ (РВР), которые минимизировали бы повторные ремонты после первого отказа, является основой для обеспечения безопасной эксплуатации технологических емкостей. Качество проведения ремонтно-восстановительных работ технологических емкостей неразрывно связано с качеством подготовки металлической поверхности. Эта задача является одной из трудоемких во всей цепочке технологических процессов РВР» [27].

Подробнее изучим вопрос об увеличении уровня надежности ТЕ при их эксплуатации. В основе его решения лежат новые методы ремонтных процедур для металлических поверхностей, новые технологии обработки поверхностей для предстоящего текущего и капитального ремонтов ТЕ с учетом данных диагностического исследования, определившего остаточный ресурс ТЕ.

При проведении исследований по особенностям конструкции технологических емкостей, условиям их эксплуатации необходимо:

- «сварным швам;

- местам сопряжения элементов конструкции;
- местам сгибов материала;
- местам конструктивных и технологических утонений;
- наиболее нагруженным участкам конструкции;
- местам соединения и контакта различных материалов;
- местам возможного действия щелевой коррозии и локального уменьшения сечения рабочего пространства;
- участкам, содержащим дефекты материалы, обнаруженным в процессе эксплуатации;
- участкам предшествующих ремонтов;
- участкам, противодействующим направлению движения среды» [27].

Причина тому, что названные элементы – потенциальная опасность участков (ПОУ) технологических емкостей. Поэтому, при проведении исследования надлежит обязательно уточнить ПОУ, дополнить к ним элементы конструкции, подвергшихся перегрузке при эксплуатации.

Технологические емкости – это «сложное конструктивное оборудование в системе сбора и транспорта нефтепродуктов. Эксплуатируясь в условиях агрессивных сред, внутреннее оборудование емкости подвержено коррозионному разрушению. Это вызывает сложности и трудности при проведении ремонтно-восстановительных и противокоррозионных работ. Возникает необходимость в создании технологий, обеспечивающих безопасную и надежную эксплуатацию технологических емкостей, в комплексе с обследованием и диагностированием. Следовательно, для обеспечения высокой эффективности технологии ремонта емкости необходима качественная подготовка поверхности» [34].

Качество подготовки металлических поверхностей должно отвечать выдвигаемым требованиям, но проведение работ достаточно трудоемко, связано с применением ручного труда. Поэтому необходимо разработать технологию подготовки поверхностей у ТЕ для выполнения ремонтно-восстановительных работ исключив ручной труд.

Выдвигаемый перечень требований для обеспечения должного уровня надежности и долговечности металлических ТЕ оговаривает определенное качество чистоты поверхности (внутренней, наружной), достижение которого обеспечивается механическими, химическими способами, применением консервационного вещества.

По регламентации работ очистку всех необходимых поверхностей (внутренние и наружные поверхности) проводят при ведении ремонта, подготавливая их тем самым к нанесению противокоррозионных составов.

Коротко рассмотрим степени очистки поверхностей по ГОСТ 9.005-72:

- «первая – при осмотре с шестикратным увеличением - окалина и ржавчина не обнаруживаются;
- вторая – при осмотре невооруженным глазом не обнаруживаются окалина, ржавчина, пригар, металлические и неметаллические макровключения;
- третья – не более чем на 5 % поверхности имеются пятна и полосы прочно сцепленной окалины, точки ржавчины, видимые невооруженным глазом, при перемещении по поверхности прозрачного квадрата размером 25x25 см на любом участке окалиной занято не более 10 % площади квадрата;
- четвертая – не более чем на 20 % поверхности имеются пятна и полосы прочно сцепленной окалины, точки ржавчины, видимые невооруженным глазом, при перемещении по поверхности прозрачного квадрата размером 25x25 см на каком-либо одном участке поверхности окалиной или ржавчиной занято до 30 % площади квадрата» [9].

Методом гидродинамической очистки подготавливают металлические поверхности, причем применяют данный метод до начала ремонтных работ. «Сущность способа гидродинамической очистки заключается в подаче на очищаемую поверхность водяной струи под давлением 10...120 МПа. Воздействие динамического напора струи обеспечивает эффективное

удаление с поверхностей различных загрязнений и ржавчины. Большая скорость струи, обусловленная высоким давлением перед насадкой, обеспечивает в зоне действия струи практически мгновенное удаление загрязнения. Плоская струя формируется эллипсоидным сечением насадки. Насадки изготавливают из легированных сталей и твердых сплавов» [9].

Способ использования водных струй, позволяющий удалить ржавчину, различные отложения, имеет классификацию струй (таблица 1).

Таблица 1 – Классификация водяных струй

Группа водяных струй	Диаметр насадки, до, мм	Начальное давление P_0 , МПа	Расход воды, л	Рабочая длина струи, м
Низконапорные	50...190	0,3...2	50...400	10-80
Среднего давления	14...45	3...13	70...400	0,3-10
Высокого давления	4,2... 12	15...30	10...50	0,1-4
Тонкие, высокого давления	1...4	35...60	2...30	0,02-0,4
Сверхвысокого давления	0,2...0,9	10...300	2...22	0,005-0,05

К водным струям выдвигается требование: гидравлические характеристики струи должны обеспечить эффективное удаление различных отложений.

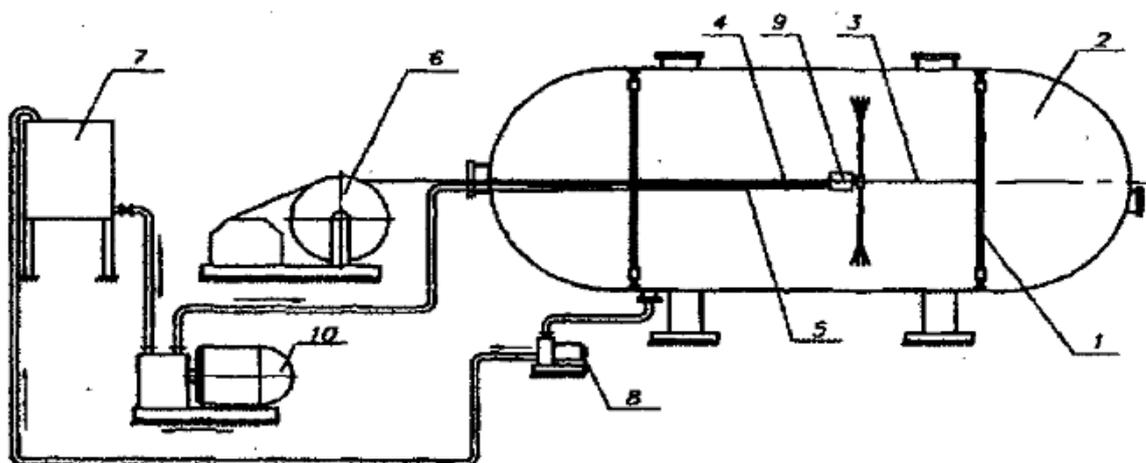
Основной качественной оценкой струй служит их компактность. Компактные струи обладают большей длиной, меньшей крутизной по графику осевого динамического давления. Условия, по которым формируется водяной поток зависят от закономерностей движения и распада струи, от динамики гидравлических характеристик. Кроме того, оказывает влияние (в лучшую сторону) на формирование струи и ее динамические параметры изменение химического или (и) физического состава воды. Для улучшения

подачи воды через проточные каналы и с насадками, для достижения лучшей компактности струи стоит отметить следующий ряд главных условий:

- «придание подводящему каналу возможно более плавных и близких к осевой симметрии очертаний;
- более полное погашение вихрей и практически неизбежное возникновение возмущений типа поперечной циркуляции и повышенной турбулентности;
- создание оптимального профиля насадки при необходимой чистоте ее внутренней поверхности для уменьшения турбулентной пульсации и снижения возникающей кавитации;
- изменение физико-химического состава жидкости струи и увеличения ее вязкости путем добавок в воду полимеров» [15].

«При удалении отложений с поверхности очищаемого объекта приходится учитывать непостоянство гидродинамических характеристик струи по ее длине. Исследования струй низкого, среднего и высокого давлений показывают, что с увеличением расстояния от насадки струя в результате взаимодействия с окружающей средой постепенно теряет свою кинетическую энергию, ее диаметр увеличивается, а величина динамического давления и сила воздействия струи на поверхность уменьшается по определенным закономерностям. Установление закономерностей изменения гидродинамических характеристик струи по ее длине позволяет представить характер воздействия струи на поверхность и получить параметры, позволяющие удалять различные отложения» [15].

Теоретические и экспериментальные разработки по вопросу качества подготовки металлической поверхности методом очистки обеспечили создание и внедрение технологии гидродинамической очистки для нефтедобывающих производств, особенно применительно к ТЕ, к насосным штангам и др. Остановимся на технологической схеме гидродинамической очистки технологической ёмкости (рисунок 5).



«1 – технологический выступ, 2 – крепежное устройство, 3 – направляющая, 4 – трос для перематывания моющей головки, 5 – шланг для подачи рабочей жидкости, 6 – лебедка, 7 – емкость для рабочей жидкости, 8 – насос для откачивания жидкости, 9 – моющая головка» [34]

Рисунок 5 – Схема гидродинамической очистки технологической емкости

Проведение гидродинамической очистки позволяет подготовить поверхности ТЕ с должным качеством, удовлетворяющим требованиям предстоящих ремонтно-восстановительных работ.

На данный существует необходимость в ускорении и повышении качества технологического процесса проведения РВР.

Основные этапы проведения ремонтно-восстановительных работ, следующие:

- «подготовка поверхности;
- до и после ремонтная диагностика с целью выбора вида и метода ремонта;
- ремонт технологической емкости» [14].

Комплексная предремонтная диагностика включает в себя:

- «визуальный осмотр;
- обследование методами неразрушающего контроля» [14].

Проведение визуального осмотра позволяет обнаружить различные механические повреждения на корпусе сосуда. При осмотре применяется увеличение от 4-х до 7-кратного. Вначале осматриваются места соединений

на трубопроводе, большое внимание уделяется ребрам жесткости на штуцерах, фланцах, далее проводят осмотр корпуса и днища ёмкости.

Проведя визуальный осмотр, приступают к обследованию ТЕ с помощью методов неразрушающего контроля.

Завершив данные обследования и осмотры, проведя подготовку поверхностей, пред-ремонтную диагностику, выбирают вид ремонтных работ.

Ремонт по его виду классифицируется:

- текущий;
- средний;
- капитальный.

«Текущим ремонтом называется - ремонт фитингов, запорной арматуры, мелких единичных раковин» [14].

«Средним ремонтом называется ремонт при наличии раковин, площадь которых меньше 10 % площади исследуемого квадрата. Общая площадь раковины меньше 10 % площади емкости, оставшаяся толщина корпуса сосуда по дну раковины более 50 % и отсутствие сквозных раковин» [14].

«Капитальным ремонтом называется ремонт, если число раковин превышает 10 % исследуемого квадрата и общая площадь ремонтируемого участка составляет 10 % от общей площади емкости, толщина стенки корпуса на дне раковины 50 % и менее» [14].

«Характерными дефектами корпусов булитов, появляющимися в процессе эксплуатации, являются:

- эрозионно-коррозионные повреждения основного металла, сварных швов в виде локальной коррозии (язвы, питтинги);
- горфы, вмятины, выпучины и другие изменения формы;
- трещины всех видов и направлений в сварных швах, околошовной зоне, основном металле» [2].

«Выбор способов ремонта дефектных участков корпусов булитов производится с учетом:

- вида и размера дефекта;
- конструкции корпуса;
- материального оформления корпуса;
- экономической целесообразности метода ремонта» [2].

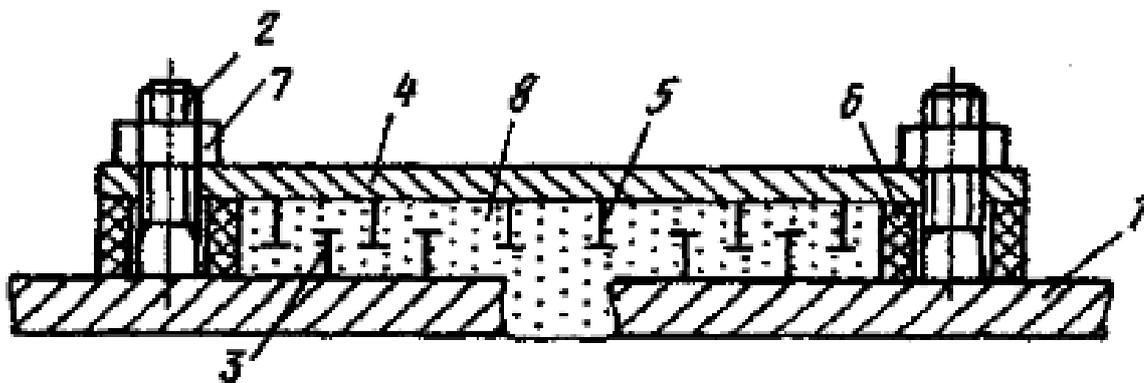
Проведение ремонтных работ на корпусе с учетом названных условий, должно проводиться следующим образом:

- «заварка или наплавка дефектного участка;
- замена дефектного участка;
- удаление дефекта механическим способом» [2].

Ремонт технологической ёмкости по предложенной технологии не содержит операций заваривания или наплавления на участках дефектов, поскольку эти операции достаточно трудоемки, требует больших временных затрат. Предлагаемая технология по своей сути заключается в следующем.

До начала ремонта для корпуса ТЕ выполняют расчеты определения прочности. Устанавливаются прочностные характеристики технологии именно этими расчетами, после чего начинают ремонтные работы на ёмкости.

Подготавливают поверхность (очистка) под ремонт, устанавливают наличие дефектов, трещин, коррозионного повреждения и уточняют контур, который определит место ремонтных операций (рисунок 6).



«1 – ремонтируемая поверхность, 2 – шпилька, 3 – упор, 4 – металлическая заплатка, 5 – упор, 6 – уплотнитель, 7 – гайка» [34]

Рисунок 6 – Технологическая схема ремонта металлической поверхности

Далее в контуре устанавливают несколько шпилек с резьбой, соединяют их с ремонтируемой поверхностью с помощью сварки; после чего посредством насоса или другого аппарата закачивается цементно-песчаная смесь.

Пока цемент не начал затвердевать гайки заворачивают, чтобы уплотнить цементную смесь. Если требуется получить более твердый и прочный цементный камень между «латкой» и ремонтируемой поверхностью, то работниками вкладываются армирующая сетка.

Необходимые расходные материалы для проведения ремонтных работ технологических емкостей перечислены в таблице 2.

Таблица 2 – Потребность в материалах по ремонту технологических емкостей

Наименование	Ед. изм.	Объем работ	
		Норма расхода	Общее количество
Технологическая емкость	шт.	1	50
Электроды марки УОНИ 13/55 (3...5 мм)	т	0,2	10
Сетка рабица	т	1	50
Сталь листовая	т	2	100
Цемент марки М400	т	3	150
Песок кварцевый	т	3	150
Сталь листовая марки 09Г2С	т	1	50

Отремонтированным технологическим емкостям проводится в обязательном порядке процедура послеремонтного обследования. Важным моментом обследования является проверка плотности прилегания «латки» на уплотнение, а уплотнения - на корпус ТЕ.

После этого должны быть проверены: затяжка болтов на соединениях, крепления приборов, качество соединения ёмкости и фундамента, отсутствие каких-либо повреждений на фундаменте.

Выводы по первому разделу исследования

В настоящем исследовании рассмотрены теоретические вопросы разработки и внедрения новых технологий и нового оборудования в

организации для обеспечения безопасной эксплуатации объектов нефтяной отрасли, изучены критерии для формирования плана, показатели достижения».

В первом разделе рассмотрены вопросы теоретических основ обеспечения безопасной эксплуатации объектов нефтяной отрасли в исследования отечественных и зарубежных авторов. Охарактеризовано нормативно-правовое обеспечение проблемы безопасной эксплуатации объектов нефтяной отрасли. Проведен анализ новых технологий и нового оборудования в организации для обеспечения безопасной эксплуатации объектов нефтяной отрасли.

Хорошо продуманные политики и процедуры помогают организациям соблюдать законы и правила в области охраны труда и техники безопасности. Однако система управления охраной труда и безопасностью на рабочем месте – это гораздо больше, чем просто наличие форм и политик, связанных с безопасностью, и задокументированных процедур. Поэтому важно разрабатывать и совершенствовать системы охраны труда на предприятиях.

Проведено исследование технологических операций по проведению подготовки поверхностей технологической ёмкости (удаление проявлений коррозии, солевых наростов, смолянистых отложений).

Рекомендовано применение гидродинамического метода для процедуры очистки стальных поверхностей для последующих ремонтно-восстановительных работ.

Установлен ряд основных технологических параметров рекомендованного метода гидродинамической очистки.

Проведены разработка, испытания, внедрение новой технологии ремонтных работ для стальных поверхностей, а именно, у технологических емкостей методом применения «латки», обеспечивающей возможность ведения ремонтных операций снаружи и изнутри ёмкости.

2 Анализ системы обеспечения безопасности объекта нефтяной отрасли на примере ООО ТПП «РИТЕК-Самара-Нафта»

2.1 Краткая характеристика ООО ТПП «РИТЕК-Самара-Нафта»

В настоящем исследовании объектом является ООО ТПП «РИТЕК-Самара-Нафта». Российская инновационная топливно-энергетическая компания (РИТЭК) основана в 1992 году, входит в Группу «ЛУКОЙЛ».

«Общество ведет свою деятельность в 10 субъектах РФ - от Нижней Волги до Югорского края, специализируется на производстве, испытаниях и внедрении новых технологий, техники и оборудования для добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов и повышения нефтеотдачи» [22]. Разработки ООО «РИТЭК» позволяют осуществлять эффективное и безопасное освоение сложных месторождений, повышают экологичность нефтедобычи.

РИТЭК – «научно-технический полигон ПАО «ЛУКОЙЛ», свыше 30% от общего объема нефти предприятие добывает за счет применения новых технологий и собственных инновационных разработок» [22].

В состав ООО «РИТЭК» входят 3 территориально-производственных предприятия:

- «ТПП «Волгограднефтегаз» (Волгоградская и Астраханская области, Республика Калмыкия);
- ТПП «ТатРИТЭКнефть» (Республика Татарстан, Республика Удмуртия);
- ТПП «РИТЭК-Самара-Нафта» (Самарская и Ульяновская области)» [22].

Месторождения обладают такими характеристиками ресурсными и по добычи, которые причисляют эти месторождения к самым сложным, имеющимся в группе компаний «ЛУКОЙЛ». Их разработка ведется самыми современными технологиями, во многом не имеющих аналогов в нашей

стране. Производственное предприятие РИТЭК помимо своей основной деятельности много внимания уделяет благотворительности: помогает учебным, научным, культурно-просветительским организациям, медицинским учреждениям, спортивным школам и обществам.

В 2022 году РИТЭК добыл 5513,178 тыс. тонн нефти, природного газа – 130,245 млн м³, попутного нефтяного газа – 440,588 млн м³ (таблица 3).

Таблица 3 – Деятельность РИТЕК по добыче нефтепродуктов

Территориально-производственные предприятия	Добыча нефти	Распределение добычи газа
ТПП «Волгограднефтегаз»	1 269 тыс. тонн	95%
ТПП «РИТЭКБелоярскнефть»	1 515 тыс. тонн	96%
ТПП «ТатРИТЭКнефть»	994 тыс. тонн	98%
ТПП «РИТЭК-Самара-Нафта»	1 735 тыс. тонн	95%

Руководство предприятия РИТЭК поддерживает уровень промышленной безопасности и охраны труда, отвечающий всем современным требованиям. Организация и деятельность системы управления такими важными составляющими уровня безопасности на производстве, как промышленная безопасность, охрана труда, сохранение окружающей среды, пожарная безопасность на предприятии РИТЭК отвечает современным отечественным и международным требованиям и российскому законодательству.

Предприятие РИТЭК сформировало систему управления безопасностью, в которую входит промышленная безопасность, охрана труда и экологии, с учетом всех нормативно-правовых требований, на основе лучшего российского и зарубежного практического опыта. Данная система имеет выстроенную вертикальную линию управления, обеспечивающую связь головного офиса «ЛУКОЙЛ» со всеми производственными объектами

(РИТЭК в том числе), она соответствует требованиям, содержащимся в стандартах ISO 14001 и ISO 45001.

По окончании каждого года подводятся итоги по состоянию промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды в форме доклада, который анализируется руководством компании.

На основе проведенной аналитической работы вырабатываются определенные предложения, способствующие дальнейшему развитию, обеспечивающие превентивные меры в области безопасности. Кроме того, полученные при анализе сведения служат основой в планах стратегического развития группы компаний «ЛУКОЙЛ» и для инвестпрограмм.

Деятельность производств выстроена в соответствии с принятой Политикой по обеспечению промышленной безопасности, охраны труда на современном уровне; действуют внутренние стандарты в области обеспечения безопасности, определяющие возможности самой системы управления безопасностью (промышленная безопасность, охрана труда, сохранение экологии), обеспечивающей определение рисков и выработку превентивных мер.

Кроме того, ведется разработка долгосрочных и среднесрочных программ по обеспечению должного уровня в области промышленной безопасности, охраны труда и сохранению окружающей среды, программ по улучшению условий труда для сотрудников, программ профилактических мер от ЧС.

ООО «РИТЭК» проводятся мероприятия по уменьшению сжигания ПНГ в соответствии с инвестиционной программой. На постоянной основе осуществляют проверку состояния безопасности руководство предприятия (внутренние проверки), центральный аппарат (внешние проверки), а также привлекаются аудиторские компании для проведения независимых внешних аудитов. Результаты проведенных мониторингов и аудитов являются основанием для проведения производственного контроля, корпоративного контроля, смотров и конкурсных работ по вопросам охраны труда и

сохранения окружающей среды. Для руководства предприятия РИТЭК одной из основных задач обеспечения высокого уровня безопасности на производстве служит задача по созданию условий труда для сотрудников, отвечающих современным нормативам и требованиям. Работа по улучшению условий труда на рабочих местах основывается на риск-ориентированном подходе, при этом ключевую роль играют результаты специальной оценки условий труда, которая проводится в соответствии с требованиями Федерального закона от 28.12.2013 № 426-ФЗ.

В таблице 4 представлены сводные данные о результатах проведения специальной оценки условий труда и перечень мероприятий по улучшению условий и охраны труда работников, на рабочих местах которых проводилась специальная оценка условий труда в целом по РИТЕК.

Таблица 4 – Сводные данные о результатах проведения специальной оценки условий труда в целом по РИТЕК

Наименование	Количество рабочих мест и численность работников		Количество рабочих мест и численность занятых на них работников по классам						
	всего	на которых проведена СОУТ	класс 1	класс 2	класс 3				класс 4
					3.1	3.2	3.3	3.4	
Рабочие места (ед.) – основные/все	-	194/194	0/0	194/194	0/0	0/0	0/0	0/0	0/0
Работники, занятые на рабочих местах (чел.)	-	194	0	194	0	0	0	0	0
из них женщин	-	110	0	110	0	0	0	0	0
из них лиц в возрасте до 18 лет	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из них инвалидов	0	0	0	0	0	0	0	0	0

В таблице 5 представлены сводные данные о результатах проведения специальной оценки условий труда ООО ТПП «РИТЕК-Самара-Нафта».

Таблица 5 – Сводные данные о результатах проведения специальной оценки условий труда в ООО ТПП «РИТЕК-Самара-Нафта»

Наименование	Количество рабочих мест и численность работников		Количество рабочих мест и численность занятых на них работников по классам						
	всего	на которых проведена СОУТ	класс 1	класс 2	класс 3				класс 4
					3.1	3.2	3.3	3.4	
Рабочие места (ед.) – основные/все	32	32	-	32	-	-	-	-	-
Работники, занятые на рабочих местах (чел.)	51	51	-	51	-	-	-	-	-
из них женщин	12	12	-	12	-	-	-	-	-
из них лиц в возрасте до 18 лет	-	-	-	-	-	-	-	-	-
из них инвалидов	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Система по сбору, хранению и транспортировке нефтепродукта имеет в наличии около 600 РВС, технологических резервуаров и емкостей, в числе которых почти 250 единиц имеют объем 200 м³ (сведения приведены в таблице 6). Технологические емкости обладают нормативным сроком службы (на основании технических паспортов) порядка 16 лет.

Таблица 6 – Распределение срока службы технологических емкостей в РИТЕК

Территориально-производственные предприятия	Общее количество емкостей	Объемом 200 м ³	%	Со сроком службы >16 лет	%
ТПП «Волгограднефтегаз»	131	63	48,1	43	32,8
ТПП «РИТЭКБелоярскнефть»	270	64	23,7	32	11,9
ТПП «ТатРИТЭКнефть»	98	74	75,5	32	32,6
ТПП «РИТЭК-Самара-Нафта»	101	48	47,5	10	9,9

Представленные статистические данные (таблица 7) показывают, что практически третья часть всех технологических емкостей уже отработали свой нормативный срок службы и продолжают эксплуатироваться, проведение первых ремонтов для данных емкостей проводилось после десяти лет (среднее значение длительности периода) службы. Данный фактор является одной из причин, представляющей определенную техническую сложность (варианты решения которой будут рассматриваться далее в этой работе) для проведения ряда ремонтных работ: удаление с поверхностей различного рода отложений (соли, смолы, асфальта-смоляные отложения), подготовка внутренних поверхностей перед ремонтными работами на РВС и технологических емкостях.

2.2 Параметры эксплуатационной надежности оборудования ООО ТПП «РИТЕК-Самара-Нафта»

Практическая деятельность и проведение ремонтных работ на производствах нефтяной отрасли показали отсутствие заинтересованности создания условий для длительных безаварийных периодов работы, не выработаны требования к обеспечению увеличения срока службы при надлежащей надежности.

Для такого положения дел можно назвать несколько причин, т.к. нет хорошей связи между проектантами объектов и производственными предприятиями, разработчики не всегда имеют оперативные сведения по причинам аварий.

Некоторые виды разрушений проявляются на объекте спустя годы работы, соответственно к проектантам достоверная информация может не поступить, а значит не будут внесены конструктивные изменения или разработаны профилактические меры. Не вызывает сомнения тот факт, что если при проектировании не была предусмотрена высокая надежность

объекта, то профилактические и ремонтные работы не обеспечат длительную и безотказную эксплуатацию данного производства.

Исследование имеющихся на практике отказов на технологических емкостях (ТЕ) позволило определить степень надежности, длительность безаварийных периодов для производств с разной конструкцией и различных категорий. Стоит уточнить, объективность подобного анализа возможна при использовании общей методики для отрасли, он даст реальную информацию по техническому состоянию емкостей за конкретный период.

В данной методике должно быть:

- «объективную картину состояния фонда технологических емкостей;
- прогнозирование изменения состояния (старения) фонда в предстоящий период с учетом технического прогресса в технике и технологии их строительства и ремонта и динамики показателей разработки месторождения;
- планирование объема ремонтно-восстановительных работ с дифференциацией первичных и последующих отказов;
- планирование объема ввода новых объектов;
- планирование своевременного изменения конструкции технологических емкостей» [4].

С использованием методики должны быть оценены:

- «влияние технологии эксплуатации емкостей на надежность их работы;
- агрессивность продукции скважин и технологии подготовки нефти и содержащихся в них вод и газов по отношению к металлу емкостей;
- причины потери герметичности емкостей в процессе эксплуатации» [4].

Для оценки технического состояния и прогнозирования надежности технологических емкостей (ТЕ), необходимо собирать, обрабатывать и анализировать информацию об их отказах. Кроме комплексных промышленных исследований, этот процесс также основывается на получении

достоверной информации от объектов нефтяной отрасли. Система сбора и обработки этой информации является комплексом организационно-технических мероприятий, направленных на получение необходимой информации.

Для получения информации от нефтедобывающих предприятий необходимо собирать данные об отказах ТЕ, дате ввода и нарушениях герметичности, конструкции ТЕ, выполненных работах и затратах на них. Сведения о наличии сбоев, о проведенных ремонтных и восстановительных работ представлены в полном объеме в отчетах, актах проведенных работ по цеху подготовки углеводородного сырья – нефти.

Для обеспечения уникальности текста были изменены структура и порядок предложений, заменены некоторые слова и добавлены синонимы.

Для оценки технического состояния и прогнозирования надежности ТЕ необходимо систематизировать данные по их отказам и установить функциональные зависимости между количеством отказов и сроком эксплуатации. Проведенные аналитические исследования показали необходимость установления истинных причин разгерметизации технологических емкостей, определения ущерба и затрат на выполнение восстановительных работ, что позволит оценить эффективность и экономическую выгоду от дальнейшей эксплуатации этого производственного объекта.

Надежность ТЕ является ключевым фактором для эффективного использования фонда сосудов. Соответствие технологической емкости определенным параметрам позволяет говорить об эффективной дальнейшей ее эксплуатации. Среди этих параметров возможность исполнения производственного предназначения с определенными эксплуатационными показателями, соответствие установленным нормативным режимам, работоспособность и надежность на определенный межремонтный период.

В данном случае под надежностью ТЕ будем подразумевать «герметичность емкости, поскольку она является интегральным показателем,

характеризующим состояние емкости в целом. При потере герметичности ТЕ объект перестает функционировать как элемент системы подготовки продукции скважин и требуется проведение капитального ремонта, поэтому необходимо оценить параметры надежности ТЕ и определить оптимальные сроки эксплуатации емкостей различной конструкции» [36].

Номенклатуру основных показателей надежности для различных изделий выбирают по ГОСТ Р 27.102-2021 [17]. В эту номенклатуру могут быть включены «специфические показатели, применяемые для оценки надежности изделий конкретного типа с учетом условий их работы и назначения» [17].

Для оценки надежности сосудов, исходя из требований ГОСТ Р 27.102-2021, используем такие параметры как долговечность, безотказность и ремонтпригодность.

Долговечность – «свойство объекта сохранять работоспособность до наступления предельного состояния. Под предельным состоянием объекта понимается состояние, при котором дальнейшая эксплуатация его должна быть прекращена из-за неустранимого нарушения требований безопасности или неустранимого ухода заданных параметров за установленные пределы» [17].

В перечень показателей могут быть включены характеристики, которые специально разработаны для оценки надежности изделий определенного типа с учетом их условий эксплуатации и цели использования. Применительно к ТЕ, предельное состояние – это «возможность нарушения условий охраны окружающей среды, промышленной безопасности, при продолжении эксплуатации при тех параметрах работы (давлении, температуры), на которые рассчитана или опрессована технологическая емкость» [17].

Когда объект достигает предельного значения, то его либо направляют на капитальный ремонт, либо списывают.

Безотказность – «свойство объекта непрерывно сохранять работоспособность в течение некоторой наработки без вынужденных перерывов» [17]. Безотказность характеризуется рядом параметров: «средней наработкой до отказа, вероятностью безотказной работы и параметром потока отказов» [17].

Одним из основных понятий в теории надежности является понятие отказа. Отказ – это «событие, которое состоит в нарушении работоспособности объекта» [17].

Ремонтопригодность – «свойство объекта, заключающееся в приспособлении к предупреждению и обнаружению причин возникновения его отказов, повреждений и устранению их последствий с помощью ремонта» [17].

Показатель долговечности определяется как совокупность ресурса и периода эксплуатации, в течение которых объект сохраняет свои функциональные свойства до достижения предельного состояния. Так как после возникновения отказа объект требует восстановления герметичности, важно оценить, сколько времени и с какими затратами это возможно. Длительность простоя зависит от того, как быстро обнаружатся утечки, сколько времени потребуется на ремонт и сколько времени сам ремонт займет.

«Ремонтопригодность характеризуется средним временем восстановления, коэффициентом готовности и коэффициентом технического использования» [17].

Восстановительные работы на технических емкостях имеют важный параметр – временной период для полного восстановления, зависящий от наличия технических средств и устройств у работающей ремонтной бригады, грамотной организации работ, от производственной дисциплины работающих. Для технических емкостей параметры надежности эксплуатации определяются такими методами, как физические и статистические.

Использование физических методов по определению степени надежности технических емкостей обладает преимуществами, если проводится оценка надежности конкретных ТЕ, когда замеряются металлические стенки емкостей (толщина), визуально исследуется металл, определяется оставшийся временной ресурс эксплуатации. Если же оценивать техническое состояние всего фонда ТЕ, то наиболее достоверную информацию получают при помощи статистических методов.

Большое значение имеет задача прогноза отказов. «Её решение позволило бы предотвратить многочисленные аварии ТЕ, своевременно планировать объемы профилактических ремонтов и устранить возможные причины отказов» [11]. Однако как справедливо отмечается, что «одними математическими средствами справиться с этой задачей невозможно, необходимо изучить и учесть физико-химические причины отказов» [11].

«Прогнозирование выполняется для оценки технического состояния ТЕ и определения закономерностей его изменения в процессе эксплуатации. Обычно прогнозирование выполняется в три этапа, включающий: ретроскопию, диагностику и прогноз:

- на первом этапе производится исследование динамики состояния в прошлом, выявление и уточнение характеристик изменения основных параметров;
- на втором этапе устанавливают допустимые пределы изменения параметров состояния, методы и средства измерения и оценки и обосновывают метод прогнозирования.
- на третьем этапе прогнозируют изменение различных параметров» [6].

Для составления прогнозного варианта надежности ТЕ, необходимо иметь представление о надежности конструктивных элементов в составе емкости, эксплуатирующихся в реально существующих условиях. Чтобы спрогнозировать абсолютное значение вероятных отказов для емкостей, имеющих одинаковую конструкцию, их группируют по определенным

параметрам, устанавливая для групп ТЕ средний период нахождения в работе.

«Количество накопленных отказов находят умножением функции потока отказов, полученной по статистическим данным в предпрогнозный период, на фонд ТЕ данной группы. Таким образом, прогноз количества отказов позволяет определить количество нарушений или объем ремонтно-восстановительных работ на любой срок разработки» [1].

К характеристикам надежной работы объекта относится время, на протяжении которого объект эксплуатируется и сохраняет при этом требуемые параметры, не отклоняющиеся от нормативных. При оценке надежности объекта следует учитывать как его конструктивную надежность, которая определяется первичными отказами, так и надежность после ремонта, которая зависит от качества выполненных работ по восстановлению.

2.3 Координация и контроль обеспечения безопасности ООО ТПП «РИТЕК-Самара-Нафта»

Для разработки методов предотвращения проблем в эксплуатации нефтяных объектов важно изучить физико-химические процессы, которые происходят с оборудованием и трубопроводами в контакте с окружающей средой, такой как жидкости и продукция промышленного производства. В процессе длительной эксплуатации нефтяного оборудования и коммуникаций происходит взаимодействие с множеством агрессивных сред, что может привести к быстрому разрушению металла. Так как создание материала, стойкого во всех средах, невозможно, необходимо исследовать агрессивность сред и определить факторы, вызывающие разрушение нефтяного оборудования. На основе этих исследований можно разработать методы для повышения долговечности объектов, используемых в процессе подготовки нефти, газа и воды.

Современные методики прямым или косвенным путем предоставляют возможность установить степень технического состояния производственных объектов на скважинах. В основном их можно отнести на две подгруппы – визуальным методом и диагностическим. Визуальным способом проводится внешний осмотр объекта, выявляются хорошо видимые повреждения, едва заметные и способные к быстрому развитию повреждения. За последние годы стал широко использоваться диагностический метод, в основе которого лежит установление толщины стенок у технологических емкостей и трубопроводов, наличия повреждений, очагов разрушений, коррозионных очагов и их размеров. На основе полученных данных определяется остаточный ресурс эксплуатации объекта.

Проведение диагностических исследований позволяет наглядно отследить динамику параметров надежности объекта, статистические данные по отказам на ТЕ, на коммуникационных линиях позволяют спрогнозировать сроки эксплуатации этого технологического оборудования. Но вся полнота картины по отказам объектов, используемых в процессе подготовки нефтепродукта, может быть получена при анализе реальных событий.

Анализ статистических данных может помочь предположить причину отказов, но для четкого понимания требуется проведение натурных исследований.

Мы провели натурные исследования, чтобы подтвердить, что коррозионные процессы являются главной причиной потери герметичности технологического оборудования (ТЕ) и резервуаров вертикального типа (РВС). Несмотря на то, что эти исследования очень затратны и трудоемки, они предоставляют точную информацию о характере и причинах разрушения объектов.

Методика проведения исследований была следующей: на основе паспортных данных технологических емкостей и РВС установлены размеры диаметра, толщины стенок, даты ввода в действие и проведенных ремонтных работ. Далее нами был разработан подробный план исследования

производственного оборудования (ТЕ, трубопроводы), работавшего длительный период в разных условиях. Нами исследовалось техническое состояние у 10 технологических емкостей, РВС, которые установлены на месторождении в Ромашкино в различных его районах. Данное исследование обеспечило нас следующей информацией.

При обследовании технологической емкости в ООО ТПП «РИТЕК-Самара-Нафта» выяснилось, что «внутренняя поверхность сосуда в интервале нижней образующей подвержена интенсивному коррозионному разрушению в виде отдельных питтингов, язв и локальных уменьшений толщины стенки. Серьезные разрушения со сквозными отверстиями сосредоточены в пределах нескольких метров общей длины, а точечная коррозия глубиной поражения 2-4 мм и диаметром 10-12 мм распространена по всей длине сосуда. Резервуар внутренней поверхности покрыт продуктами коррозии и отложениями солей, состоящими, в основном, из окислов железа (до 63 %) и кальция (до 23 %). Под плотными их отложениями сплошная коррозия незначительной величины (до 0,5-1,0 мм), а под рыхлыми – глубокие коррозионные каверны» [23].

«По этому объекту характерно разрушение корпуса в виде отдельных питтингов относительно небольших размеров, приуроченных в большинстве к днищу емкости. Характерной особенностью состояния внутренней поверхности емкости является наличие рыхлых и толстых слоев (до 5 мм) продуктов коррозии, представленных, в основном, сульфидами железа, склонных к самовозгоранию в контакте с воздухом. Отмечаются значительные разрушения перемычек, как по телу, так и по местам сварки в виде язв и питтингов» [23].

Анализ технического состояния технологических емкостей позволил установить основные проблемы – это разрушение металлических элементов в следствии влияния условий эксплуатации и окружающей среды. Последнее можно отнести к случайным причинам, также, как коррозии. Благодаря чему оценивают степень разрушения из-за коррозионных процессов

статистическими методами. Важно отметить, что коррозия может происходить как внутри емкостей, так и снаружи, и ее скорость может зависеть от многих факторов, таких как температура, концентрация агрессивных веществ, давление и т.д. Для того чтобы получить более точную оценку коррозионных повреждений, необходимо учитывать все эти факторы и применять соответствующие методы исследования. В целом, проведенное обследование позволяет лучше понять причины разрушения металла и разработать соответствующие меры по улучшению качества и безопасности эксплуатации емкостей. В зависимости от цели статистический анализ включает либо «определение закона распределения отказов, в результате которого устанавливается средний срок службы, либо установление характера повреждений или распределения глубины отдельных питтингов (остаточной толщины стенок емкостей) к какому-то определенному времени» [31].

Проведение анализа технического состояния технологических емкостей позволило установить некоторую зависимость образования глубины точечных коррозионных повреждений, которые появляются в зоне больших и глубоких коррозионных язв (до 8 мм) на металлическом дне теплового обменника. Дно теплообменного аппарата содержало различные повреждения, подробные сведения о которых представлены таблицей 7. Диаметр сосуда 2600 мм, толщина стенки 22 мм, сталь марки 09Г2С, срок службы к моменту обследования 12 лет.

Таблица 7 – Исходные данные по распределению питтингов на дне емкости

Глубина питтинга, мм	Частота появления	Скорость коррозии, мм/год
0-1	0	-
1-2	3	0,125
2-3	3	0,208
3-4	3	0,292
4-5	8	0,375
5-6	2	0,46
6-7	1	0,54
7-8	1	0,67

На основании статистических сведений, которые отражают результаты обследований ТЕ, можно с уверенностью констатировать: динамика развития коррозионных повреждений в виде питтингов может быть случайным фактором, зависящим от многих условий, которые в свою очередь также являются случайными величинами. Итак, величина динамики развития коррозии на каком-либо производственном объекте зависит от следующих факторов: «скорость и направление движения, состав и свойства жидкости в емкости, наличие неоднородностей на их поверхности» [15].

Хотя природа скорости развития коррозионного повреждения (питтинги) носит случайный характер (случайная совокупность случайных факторов), но все-таки определены некоторые закономерности, по которым идет разрушающий коррозионный процесс. Имеющиеся данные по толщине стенок емкостей, данные о сроках эксплуатации до моментов разгерметизации емкостей, позволяют установить максимальную скорость развития коррозионного повреждения. Проведенная нами исследовательская работа установила – развитие коррозии протекает со скоростью, значение которой может быть от 0,6 до 1,2 мм/год.

Технологические емкости имеют постоянное воздействие агрессивными средами, которые способствуют появлению в металле хрупкости, коррозионного растрескивания в следствие влияния сероводорода, содержащегося в углеводородном сырье. По этой причине было проведено исследование на предмет оценки прочностных качеств металла, оказываемое влияние возникающих питтингов на эти качества. Для этой цели изготовили специальные образцы из новых и отработанных емкостей, включая участки, подверженные язвенной коррозии. Оценка механических характеристик металла показала, что при наличии коррозионных язв прочность сосуда на внутреннее давление снижается в 1,43 раза.

Размеры питтингов площадью менее 1 см² на прочность емкости при испытании на внутреннее давление не оказывают влияния, в то время как глубина разрушения имеет большое значение. Прогноз развития повреждений от влияния коррозионных процессов на емкостях промышленного назначения основан на анализе статистической информации результатов

замеров толщины металлических стенок, проведенных ультразвуковым методом. В данном исследовании использовались статистические максимальные значения, соответствующие экстремальным ситуациям.

«Если условия эксплуатации на определенном участке конструкции приводят к равновероятностной степени разрушения внутренней поверхности, то результаты ультразвуковой толщинометрии на коротком контрольном участке можно экстраполировать на весь обследуемый однородный участок конструкции» [34].

Основой для разработки настоящей методики послужила разработанная фирмой «Mppon Steel» методика «Оценки коррозионных повреждений и прогноз срока службы оборудования и конструкций методом анализа статистических данных». Эта методика предполагает «эмпирическую выборку экспериментальных глубин разрушения (ЭГР) - максимумов из результатов 20 измерений глубин разрушения в равномерно распределенных точках на одинаковых по размеру площадках контрольного участка, с последующей экстраполяцией этих результатов на весь однородный по условиям и степени коррозии участок в соответствии с законом двойного экспоненциального распределения I типа» [40].

«Чтобы разграничить отдельные элементы резервуара по условиям и степени коррозионного воздействия на сравнительно однородные участки целесообразно отдельно вести статистическую оценку максимальной глубины разрушения (МГР) для каждого пояса, крыши и днища резервуара» [40].

Перед измерениями необходимо освободить резервуары от жидкости. Однако, разработана специальная методика, которая позволяет проводить измерения на заполненных резервуарах.

«На 1-ом поясе 10 контрольных участков распределяются равномерно по всей длине окружности пояса в верхней части его и 10 контрольных; участков - в части, прилегающей к основанию и контактирующей с почвой» [32].

«Для оценки МГР днища 10 контрольных участков располагаются по периферийной части равномерно по всей длине её окружности. На 2-8 поясах

контрольные участки размещаются равномерно, по 10 контрольных участков по длине окружности каждого пояса. При невозможности использования подъемных устройств контрольные участки размещаются вдоль лестницы, по 10 контрольных участков на каждом поясе. Замеры на верхнем поясе производятся в зоне, прилегающей к кровле. На кровле резервуара 10 контрольных участков размещаются так же, как и на днище, по её периферийной части - равномерно по всей длине окружности» [32].

«Контрольные участки могут включать околошовную зону, за исключением зоны наплавленного металла сварного шва. На каждом контрольном участке (единице совокупности данных) производятся измерения в 20 равномерно распределенных точках. Величина контрольного участка для получения единицы совокупности данных должна быть не менее 150x120 в том случае, если форма его имеет вид прямоугольника» [32].

По полученным данным от проведения ультразвукового исследования стенок, крыши, днища ТЕ (толщинометрия) создают карту, заносая все измерения, которые представлены таблицей 8.

Таблица 8 – Сводная таблица экспериментальных измерений толщины стенок

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	6,8	7,3	6,8	6,7	7,0	7,0	5,7	6,8	6,7	6,5
2	6,1	7,1	6,5	6,5	7,3	7,0	6,5	6,7	7,0	6,8
3	7,8	7,4	6,9	6,6	7,2	7,2	5,9	6,4	7,2	7,2
4	7,5	7,0	6,7	6,7	7,1	6,9	6,8	6,4	6,6	6,7
5	7,2	6,8	7,0	6,5	6,9	7,1	6,2	6,0	6,8	6,3
6	7,4	6,9	6,7	6,8	7,1	7,3	6,4	6,5	6,6	6,8
7	7,4	7,2	6,4	6,8	6,8	7,2	6,8	6,7	7,4	7,0
8	6,3	7,0	6,7	6,6	6,9	7,1	7,0	6,2	6,9	7,1
9	6,3	6,7	6,4	6,8	7,3	7,1	7,1	6,3	6,5	6,9
10	7,6	7,2	6,8	6,3	5,9	6,9	6,4	7,0	7,2	7,1
11	6,9	7,0	6,6	6,5	5,9	6,4	7,0	7,1	7,1	6,9
12	7,1	6,5	6,5	7,3	7,1	7,0	6,2	7,4	7,2	6,4
13	6,4	6,6	6,7	6,8	7,1	6,3	7,0	6,7	6,9	7,1
14	7,1	7,0	7,6	7,2	6,8	6,7	7,1	6,9	7,1	6,9
15	6,9	6,8	6,8	6,7	6,9	6,4	7,0	6,1	7,1	6,5
16	7,0	5,7	6,8	7,3	6,4	6,5	6,5	7,3	7,1	7,1
17	5,7	6,8	7,3	6,3	5,9	6,9	7,0	5,7	6,8	7,2
18	6,8	6,4	6,6	6,4	7,0	7,1	6,6	6,5	6,6	6,8
19	6,4	6,6	6,7	7,3	7,1	7,1	6,0	6,8	6,3	7,1
20	6,7	7,3	7,1	6,4	7,0	7,2	6,6	6,5	6,5	6,6

Было произведено измерение на 10 различных участках на периферии днища резервуара. Каждый участок был измерен 20 раз, чтобы получить более точные результаты. Результаты показали, что максимальная глубина коррозионных повреждений на днище резервуара может достигать 5,034 мм. Несмотря на это, при условии сохранения текущих эксплуатационных условий, днище резервуара может использоваться еще в течение 8,8 лет.

Выводы по третьему разделу исследования

В настоящем исследовании объектом является ООО ТПП «РИТЕК-Самара-Нафта». Российская инновационная топливно-энергетическая компания (РИТЭК) основана в 1992 году, входит в Группу «ЛУКОЙЛ».

РИТЭК – «научно-технический полигон ПАО «ЛУКОЙЛ», свыше 30% от общего объема нефти предприятие добывает за счет применения новых технологий и собственных инновационных разработок» [22].

Система по сбору, хранению и транспортировке нефтепродукта имеет в наличии около 600 РВС, технологических резервуаров и емкостей, в числе которых почти 250 единиц имеют объем 200 м³ (сведения приведены в таблице 6). Технологические емкости обладают нормативным сроком службы (на основании технических паспортов) порядка 16 лет.

Согласно представленным данным, более 30% технологических емкостей имеют период эксплуатации, превышающий нормативный, при этом их средний срок до первого ремонта составляет 10 лет. Таким образом, процессы, связанные с удалением отложений солей и асфальтосмолистых соединений, подготовкой внутренней поверхности для последующего ремонта и покрытия РВС и технологических емкостей, представляют собой сложную проблему в научно-техническом плане, решение которой будет развиваться в следующих разделах исследования.

При обследовании технологической емкости в ООО ТПП «РИТЕК-Самара-Нафта» выяснилось, что «внутренняя поверхность сосуда в интервале нижней образующей подвержена интенсивному коррозионному

разрушению в виде отдельных питтингов, язв и локальных уменьшений толщины стенки. Серьезные разрушения со сквозными отверстиями сосредоточены в пределах нескольких метров общей длины, а точечная коррозия глубиной поражения 2-4 мм и диаметром 10-12 мм распространена по всей длине сосуда. Резервуар внутренней поверхности покрыт продуктами коррозии и отложениями солей, состоящими, в основном, из окислов железа (до 63 %) и кальция (до 23 %). Под плотными их отложениями сплошная коррозия незначительной величины (до 0,5-1,0 мм), а под рыхлыми – глубокие коррозионные каверны» [23].

Проведенное обследование емкостей дало возможность выявить общую закономерность - металл разрушается в процессе эксплуатации из-за воздействия окружающей среды.

Наши исследования показали, что фактические скорости коррозии колеблются в пределах 0,6-1,2 мм/год.

Было произведено измерение на 10 различных участках на периферии днища резервуара. Каждый участок был измерен 20 раз, чтобы получить более точные результаты. Результаты показали, что максимальная глубина коррозионных повреждений на днище резервуара может достигать 5,034 мм. Несмотря на это, при условии сохранения текущих эксплуатационных условий, днище резервуара может использоваться еще в течение 8,8 лет.

В следующем разделе исследования мы остановимся на подборе средства применения технологии гидродинамической очистки нефтепромысловых объектов для того, чтобы снизить проблему, связанную с удалением отложений солей и асфальтосмолистых соединений, подготовкой внутренней поверхности для последующего ремонта и покрытия РВС и технологических емкостей.

3 Повышение эффективности обеспечения безопасности в ООО ТПП «РИТЕК-Самара-Нафта»

3.1 Патентно-информационный поиск по теме исследования

Перед проведением патентно-информационного поиска по теме исследования были разработаны этапы внедрения предлагаемых приемов. Результаты данной работы представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Описание этапов научного исследования

Наименование этапа	Детализация работы
Анализ количества технологических емкостей	Изучение количества технологических емкостей, состоящий на учете в организации, их объема, а также нормативного срока службы
Изучение технического состояния промышленного оборудования	Обследование технологической емкости, установление характера повреждений, статистическая обработка данных, полученных при обследовании состояния сосудов
Выявление проблемы	По результатам диагностики выявление проблем технического состояния технологических емкостей
Анализ возможных технических решений	Изучение нескольких вариантов решения проблемы, выбор наиболее оптимального технического решения
Анализ эффективности применяемого решения	Анализ технологического улучшения ситуации, и анализ экономической эффективности

Далее был проведен анализ этапов внедрения разработанных приемов. Результаты представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Описание методов научного исследования

Метод научного исследования	Описание метода научного исследования
Анализ производственного объекта	Исследование характеристик обеспечения безопасности ОПО Проведение анализа технологических процессов на рассматриваемом объекте и вариантов решения проблемы безопасности ОПО
Теоретические аспекты методологии	Составление классификации существующих мер безопасности ОПО

Продолжение таблицы 10

Метод научного исследования	Описание метода научного исследования
обеспечения безопасности на ОПО	Характеристика методов, снижающих аварийность на ОПО при эксплуатации ОПО
Применение технических, организационных мероприятий для обеспечения безопасности предприятия	Проведение патентно-информационного поиска решений для улучшения эффективности обеспечения безопасности предприятия. Проведение анализа эффективности предложений по улучшению безопасности предприятия

В настоящем исследовании объектом является ООО ТПП «РИТЕК-Самара-Нафта», которое входит в топливно-энергетическую компанию РИТЭК. Поэтому данные методы научного исследования были применены как непосредственно самой компании, так и в целом к компании РИТЭК. В РИТЭК создана и успешно функционирует «система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды, которая включает обеспечение требований пожарной безопасности, предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций. Система построена в соответствии с действующим российским законодательством на основе лучшей отечественной и зарубежной практики» [22].

Результаты патентно-информационного поиска представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты выполненной работы

Наименование технического решения	Преимущества известных технических решений	Недостатки известных технических решений	Положительные эффекты от использования и сущность разрабатываемого решения
«Способ гидродинамической очистки» [24]	«Восстановление нормативного» [24]	«Очистка сложно разветвленных трубопроводов» [24]	«Сокращение сроков выполнения» [24]

Продолжение таблицы 11

Наименование технического решения	Преимущества известных технических решений	Недостатки известных технических решений	Положительные эффекты от использования и сущность разрабатываемого решения
«внутренней поверхности технологических емкостей нефте- и нефтепродуктоперекачивающих станций» [24]	«проходного сечения труб, внутритрубного контроля вновь построенных технологических трубопроводов после завершения строительномонтажных работ, оценки состояния эксплуатируемых трубопроводов и степени их загрязненности и оценки качества выполненной очистки» [24]	«крайне затруднена из-за неравномерного распределения площади контакта двухфазной струи со стенкой очищаемого участка» [24]	«работ по очистке внутренней полости технологического трубопровода за счет последовательной, многоступенчатой очистки гидродинамическим методом технологических трубопроводов площадочных объектов» [24]
«Способ очистки внутренней поверхности технологического оборудования» [25]	«Способ включает гидродинамический режим удаления отложений с помощью реактивного очистного устройства, подачу промывочной жидкости в очистное устройство под высоким давлением, создающим реактивное воздействие формируемыми струями этой жидкости на очищаемую поверхность» [25]	«Необходимость использовать большое количество рабочей среды, высокие энергозатраты и невозможность очищать технологические трубопроводы сложной пространственной формы» [25]	«Высокая эффективность очистки технологического оборудования и трубопроводов различной конфигурации с одновременной противокоррозионной обработкой в условиях отрицательных температур» [25]
Технология гидродинамической очистки нефтепромысловых объектов	«Технологические параметры гидродинамической очистки обеспечивают степень подготовки поверхности» [26]	В качестве недостатка можно указать на сложность подготовительных работ к полному переоборудованию	Существующая технология обеспечивает потребности ООО ТПП «РИТЕК-Самара-Нафта» в проведении РВР

Продолжение таблицы 11

Наименование технического решения	Преимущества известных технических решений	Недостатки известных технических решений	Положительные эффекты от использования и сущность разрабатываемого решения
	«удовлетворяющей для проведения ремонтно-восстановительных работ технологических емкостей» [26]	подразделений, но этот недостаток проявляется только на начальном этапе	только на 7-12 %. Предлагаемая же технология увеличить данный показатель в 7-кратном размере без существенных экономических вливаний

Рассмотрев несколько вариантов гидродинамической очистки внутренней поверхности технологических емкостей, можно прийти к выводу о том, что в каждом их технических решений присутствуют как достоинства, так и недостатки. Поэтому необходимо совершать выбор в пользу того технического решения, которое имеет более существенные достоинства по сравнению с аналогами, и недостатки, которые можно устранить в процессе внедрения в производство. Поэтому в данном исследовании мы остановимся на применении технологии гидродинамической очистки нефтепромысловых объектов согласно патенту №2769109, автором которого является Ю.О. Бобылев, так как данное техническое решение имеет неоспоримые достоинства, а недостатки, которые заявлены, можно устранить на начальном этапе внедрения.

3.2 Выбор и аргументация технологических средств

Итак, ранее в исследовании мы остановились на применении технологии гидродинамической очистки нефтепромысловых объектов согласно патенту №2769109, автором которого является Ю.О. Бобылев, так как данное техническое решение имеет неоспоримые достоинства, а

недостатки, которые заявлены, можно устранить на начальном этапе внедрения. Подготовительные работы перед началом ремонта включают очистку технологического оборудования, состоящую из ряда операций в определенной последовательности:

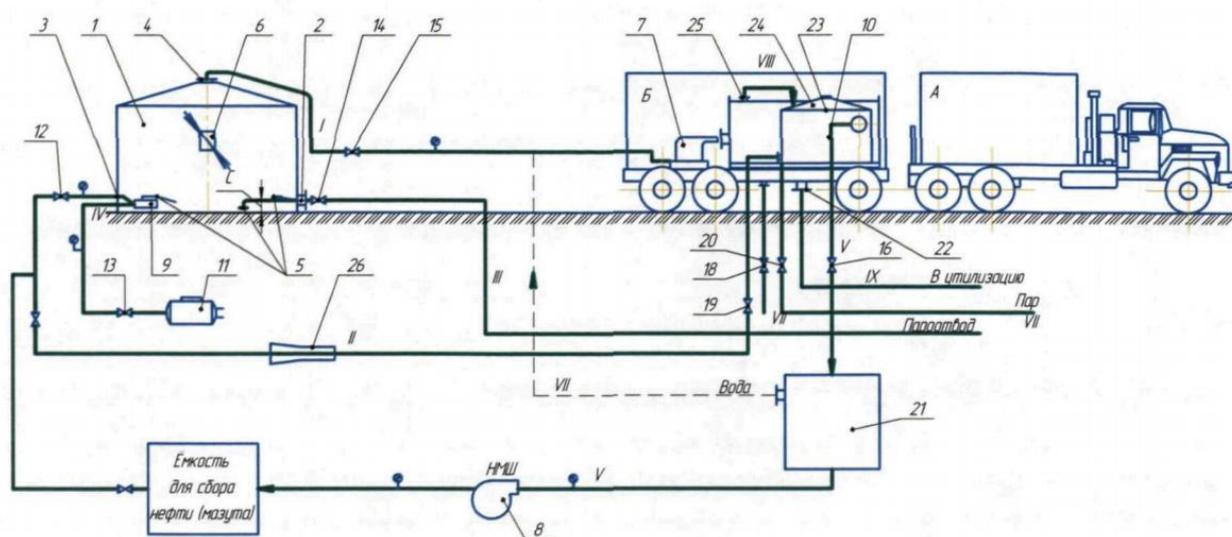
- «подготовительные работы;
- откачка технологического остатка из резервуара, возврат его потребителю;
- удаление технологического остатка затвердевшего нефтепродукта и возврат его потребителю;
- предварительная дегазация резервуара и мойка внутренней поверхности резервуара;
- дегазация газового пространства до санитарных норм;
- удаление и обработка донных отложений (сепарация);
- доводка внутренней поверхности резервуара до требуемой степени чистоты, контроль качества очистки;
- производство ремонтных работ» [16].

Для проведения очистки применяют комплексные методы, задействуют гидромониторные установки, что обеспечивает сокращение времени на очистку. Один цикл очистки состоит из таких операций:

- «разогрев очищаемого остатка;
- закачивание жидкости для разжижения и размывания;
- разжижение твердых отложений углеводородов;
- циркуляцию потока разжиженного продукта;
- дегазация емкости;
- сама очистка внутренней поверхности или органов оборудования;
- сепарацию продукта на составляющие;
- удаление отработанного шлама из оборудования водяным напором;
- возврат очищенного рабочего носителя в технологический поток» [16].

На временные затраты по выведению технологической емкости (резервуара) из эксплуатации оказывают влияние многие обстоятельства. Длительность этой процедуры может занимать время от 2-х, 3-х дней до месяца и более. Придерживаемся мнения, что более продуктивный способ очистки металлических поверхностей — это роторный. Когда практически весь объем углеводородного сырья из резервуара откачен, на дне задерживается не откачиваемый небольшой остаток, объем которого зависит от качества, характера нефтепродукта. Кроме того, на объем остатка влияет температура нефтепродукта, параметры подогревательного устройства в резервуаре, продолжительность работы емкости без процедур очистки.

В данной работе рассматривалось применение мобильного варианта устройства (рисунок 7) на основе гидродинамического способа очистки поверхностей технологических устройств, оборудования, используемого в нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей сфере деятельности.



«А – автомашина; Б – прицеп; 1 – резервуар; 2 – смотровой люк; 3 – фланец зачистной задвижки; 4 – световой люк; 5 – регистры; 6 – гидромониторное устройство; 7 – насос ЦНСр; 8 – насос ПМШ; 9 – насос мембранный; 10 – емкость-сепаратор; 11 – компрессор; 12, 13; 14; 15; 16; 17; 18; 19; 20 –запорные устройства; 21 – накопительная промежуточная емкость; 22 – патрубок с краном; 23 –кассета вставная; 24, 25 – патрубок сброса; 26 – гидроэжектор; I; II; III; IV; V; VI; VII; VIII; IX; X –линии технологические подвода и сброса» [26]

Рисунок 7 – Технологическая схема очистки оборудования объектов нефтяной отрасли

«При освобождении резервуара от высоковязких углеводородов (нефтей, масел) остаток включает осажденные из нефтепродуктов механические примеси, парафинистые, асфальто-смолистые, минерализованные загрязнения, воду и отслоившиеся продукты коррозии металла резервуара» [26].

«При освобождении резервуара от более легких углеводородов (бензины, дизтопливо, керосин) осадок состоит в основном из продуктов коррозии (ржавчины), минеральных загрязнений и воды» [26].

Предлагаемую мобильную установку с её технологией можно отнести к универсальным. Оборудование, которое применяется на технологических емкостях, выбирают с учетом конструктивного исполнения емкости, длительности нахождения нефтепродукта в резервуаре, объема не откачиваемого остатка и его качественных характеристик.

Операционная карта на работы по очистке резервуара приведена в таблице 12.

Таблица 12 – Операционная карта на работы по очистке резервуара

Наименование процессов	Наименование операций	Описание операций
Удаление НОН из резервуара	Разогрев НОН в резервуаре	«Производится сборка магистралей согласно технологической схеме. Пар по шлангам поступает в РП, а далее поступает в ПР, находящиеся внутри резервуара. Конденсат пара выводится за пределы резервуара» [26]
	Перекачка ЧН (при его наличии) из резервуара	
	Откачка НОН из резервуара	«Откачка НОН производится через люк-лаз при помощи НД и НМШ Сборка схемы производится в зависимости от качества продукта и обводненности. Отсоединение резервуара от всех трубопроводов установкой заглушек из с указателем-хвостовиком» [26]
Очистка резервуара	Принудительная вентиляция резервуара (выполняется только при очистке	«Контроль газовой среды в резервуаре осуществляется при помощи СТХ.» [26]. Принудительная вентиляция осуществляется при помощи ОВР.

Продолжение таблицы 12

Наименование процессов	Наименование операций	Описание операций
	резервуара промывкой)	
	Подготовка моющего раствора (выполняется только при очистке резервуара промывкой)	«Наружный отсек ГДС заполняется водой. При помощи пара через внутренний регистр ГДС производится нагрев воды до необходимой температуры. Для уменьшения расхода пара конденсат возвращается во внутреннюю полость сепаратора. По достижении t 50-60°C в воде растворяют ОП-10» [26]
	Промывка резервуара с использованием ММ (выполняется только при очистке резервуара промывкой)	«Для промывки используется ОП-10, который при t 50-60°C подается с ГДС при помощи насоса ЦНС под давлением 0,5-0,7 Мпа» [26]
	Откачка ЭН из резервуара (выполняется только при очистке резервуара промывкой)	Откачка ЭН производится при помощи НД в ГДС
Удаление МПН вручную в сочетании с принудительной вентиляцией резервуара	Принудительная вентиляция резервуара	«Контроль газовоздушной среды в резервуаре осуществляется при помощи СТХ. Принудительная вентиляция осуществляется при помощи ОВР» [26]
	Удаление МПН вручную	«Удаление МПН со дна заглубленного или обвалованного фунтом резервуара производится через верхний люк-лаз при помощи ручной лебедки, а в наземном резервуаре - с бокового люка-лаза» [26]
Окончательная промывка резервуара	Промывка резервуара с использованием бродсбойта	«Окончательная промывка производится моющим раствором при температуре 50-60°C и под давлением 0,8-1,0 Мпа. Промывка внутренних поверхностей в резервуаре производится при помощи бродсбойта» [26]
	Откачка ЭН из резервуара	«Откачка ЭН производится при помощи НД в ГДС» [26]

Современные установки управляются дежурным персоналом дистанционным способом либо автоматически. Для процесса очистки может использоваться водная смесь, содержащая моющие средства, что позволяет сократить вязкость продукта осадков на поверхностях, осадок смывается водной смесью и затем откачивается из емкости.

Размеры и конструктивные особенности резервуара влияют на выбор и компоновку оборудования. В целях обеспечения безопасности, для предотвращения ЧС внутри резервуаров, используемых в нефтедобыче и нефтепереработке, закачивают азот либо иной инертный газ, но такой метод достаточно дорог. Нами предложен другой способ проведения дегазации: нагретую водную смесь в распыленном виде подают в резервуар, при испарении вместе с газами она выходит сквозь открытые люки. Процесс очистки должен проводиться в соответствии с установленным регламентом и с соблюдением мер безопасности.

Число циклов мойки зависит от толщины осадков нефти и нефтепродукта на поверхностях внутри емкости. Для процесса очистки поверхностей резервуара более приемлемыми параметрами служат:

- «поддержание угла воздействия промывочной воды с очищаемыми поверхностями (угол 36-45°);
- скорость перемещения струи промывочной воды по очищаемой поверхности, не превышающая 0,5 м/с;
- шаг между струйными потоками на поверхности 200-300 мм;
- общий период цикла в пределах двух часов» [26].

Преимущества метода автоматизированной очистки внутренней поверхности емкостей с помощью предлагаемой установки по сравнению с другими методами:

- «работает один оператор - исключается необходимость пребывания персонала внутри резервуара;
- максимальное восстановление углеводородного сырья (возврат потребителю), благодаря процессу сепарации, значительно улучшено

- качество восстановленного нефтепродукта. Это также означает, что процесс утилизации продуктов сведен к минимуму, помогая не загрязнять окружающую среду;
- обеспечение безопасности труда и снижение вреда, наносимого окружающей среде;
 - более быстрая очистка: время может быть сокращено на 30 - 50 % от традиционных технологий;
 - мобильность, заключающаяся в размещении оборудования на базе автомобиля, позволяет обрабатывать резервуары с различными видами нефтепродуктов. Мобильность также связана с возможностью более быстрой инспекции резервуаров;
 - снижается потребление воды: используются сами продукты рециркуляции для процесса очистки, поэтому не требуется применение чистящих веществ и химикатов;
 - сокращается выброс углеводородов в атмосферу благодаря использованию минимального количества чистящих веществ и химикатов, что помогает не загрязнять окружающую среду;
 - сокращает ремонтный период;
 - очистка производится без повреждения поверхности в отличие от химической и механической очистки;
 - предлагаемая технология безвредна по отношению к безопасности жизнедеятельности, в отличие от ультразвуковых и химических методов, а также механических очистках;
 - рабочей жидкостью может служить техническая вода как с использованием химических реагентов, так и без них;
 - вращающиеся устройства с соплами с большим радиусом действия работают при низком давлении и обеспечивают эффективность процесса очистки точно индексированным следом. Фактически устройства для очистки резервуаров, работающие при низком давлении в 0,5-0,8 МПа, оказываются более выгодными в отношении

использования количества воды и времени, чем традиционные системы высокого давления, работающие при 10-100 Мпа;

- наиболее эффективна технология моеющего оборудования и насадок, позволяющая повысить степень полной очистки внутренней поверхности резервуаров до основного металла: полная очистка крыши, стен и дна резервуара» [26].

Проводя выбор установки, в первую очередь оценивались ее основные характеристики процедуры очистки, в числе которых надежность, качество и скорость, но немаловажным условием является соответствие установки современным требованиям экологической службы. К числу таких требований относится требование по сокращению выбросов углеводорода, снижение времени нахождения сотрудников во внутреннем пространстве резервуаров.

Выбранный метод очистки обеспечивает минимальные выбросы углеводородов в окружающую среду, которые не превосходят самые жесткие нормативы в размере 0,5 кг/м². Предложенные установка и метод очистки являются эффективными.

Рассмотренный выше моеющий комплекс, позволяющий очищать внутренние поверхности технологических емкостей, оборудования, сосудов, подготавливая их тем самым к ремонтным работам.

В процессе очистки смываемые с поверхностей вещества удаляются такими методами:

- «сжиганием в котлах или специальных утилизирующих печах;
- передачей для вторичного использования (например, для асфальтного завода);
- биологическое уничтожение;
- захоронение на полигонах» [26].

Надежность комплекса высока, оборудование исправно работает после значительного периода хранения при температурных условиях от -40°С до +40°С, после перевозок любым видом транспорта.

3.3 Оценка эффективности предлагаемых мероприятий

Применение технологии гидродинамической очистки нефтепромысловых объектов согласно патенту №2769109, автором которого является Ю.О. Бобылев позволило составить план финансового обеспечения данной технологии. Он отражен в таблице 13.

Таблица 13 – План финансового обеспечения мероприятия

Наименование мероприятия	Основание	Стоимость, руб.	Срок реализации	Ответственный
Технология гидродинамической очистки нефтепромысловых объектов	План мероприятий по улучшению промышленной безопасности на 2023 г.	2 650 300	3 кв. 2023 г.	Главный инженер

Далее необходимо составить смету расходов. Она представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Смета расходов на применение технологии гидродинамической очистки нефтепромысловых объектов

Наименование рабочей зоны	Внедрение технологии гидродинамической очистки нефтепромысловых объектов
Стоимость оборудования, руб.	2 526 300
Стоимость проектирования, руб.	51 000
Стоимость монтажных работ, руб.	73 000
Итого, руб.	2 650 300

Полученный экономический эффект:

$$\mathcal{E}_r = \Pi - \mathcal{Z} \quad (1)$$

где « \mathcal{E}_r – годовой экономический эффект, руб.;

Π – величина полученного дохода (прибыли) от реализации мероприятия, руб.;

Z – затраты на реализацию мероприятия, руб.» [3].

Полученный доход (прибыли) от применения технологии гидродинамической очистки нефтепромысловых объектов:

$$\Pi = \mathcal{E}_n + \Pi_{\text{ст.орг.}} \quad (2)$$

где \mathcal{E}_n – прибыль, полученная при экономии собственного производства;

$\Pi_{\text{ст.орг.}}$ – прибыль, полученная от сторонних организаций при применении технологии гидродинамической очистки нефтепромысловых объектов.

$$\Pi = 2350500 + 1690500 = 4041000$$

$$\mathcal{E}_r = 4041000 - 2650300 = 1390700 \text{ руб.}$$

Итак, согласно предварительным расчетам, экономический эффект положителен.

Таим образом, получим экономическую эффективность мероприятия:

$$\mathcal{E}_r = \frac{\Pi}{Z} \quad (3)$$

где « \mathcal{E}_r – годовой экономический эффект, руб.;

Π – величина полученного дохода (прибыли) от реализации мероприятия, руб.;

Z – затраты на реализацию мероприятия, руб.» [3].

$$\text{Э}_r = \frac{4041000}{2650300} = 1,52$$

Кроме того, обеспечивается сокращение совокупных затрат (прямых и косвенных) на процедуру очистки и утилизацию отходов по сравнению с ручным способом очистки. К косвенным затратам следует отнести расходы на электроэнергию, расходы по обеспечению безопасности, потери от простоя, использование дополнительных емкостей и резервуаров.

Предлагаемый метод очистки сложно переоценить с точки зрения сохранения здоровья сотрудников, которое не имеет денежного эквивалента. Проведенное исследование доказало возможность использования рассмотренного метода очистки оборудования нефтехимической отрасли без нанесения негативных последствий окружающей среде при строгом соблюдении разработанной технологии.

Выводы по третьему разделу исследования

В третьем разделе исследования рассмотрены несколько вариантов гидродинамической очистки внутренней поверхности технологических емкостей, можно прийти к выводу о том, что в каждом их технических решений присутствуют как достоинства, так и недостатки.

Поэтому необходимо совершать выбор в пользу того технического решения, которое имеет более существенные достоинства по сравнению с аналогами, и недостатки, которые можно устранить в процессе внедрения в производство.

В данном исследовании выбор остановлен на применении технологии гидродинамической очистки нефтепромысловых объектов согласно патенту №2769109, автором которого является Ю.О. Бобылев, так как данное техническое решение имеет неоспоримые достоинства, а недостатки, которые заявлены, можно устранить на начальном этапе внедрения.

Следует уточнить, что на сегодняшний день нефтяной отрасли требуются более эффективные, достаточно простые новые разработки по подготовке поверхностей оборудования, по способам очистки, способные

при проведении определенных операций дать достоверную информацию о физическом состоянии оборудования и дальнейшей его эксплуатации.

Результаты данного исследования легли в основу нового технического предложения – очистка внутреннего объема технологических емкостей методом гидроочистки. Используемые в очистке устройства имеют высокую надежность, простоту при эксплуатации, малую энергоемкость, что отличает их от более известных и распространенных установок очистки.

Рассмотренный выше моющий комплекс, позволяющий очищать внутренние поверхности технологических емкостей, оборудования, сосудов, подготавливая их тем самым к ремонтным работам.

В процессе очистки смываемые с поверхностей вещества удаляются такими методами:

- «сжиганием в котлах или специальных утилизирующих печах;
- передачей для вторичного использования (например, для асфальтного завода);
- биологическое уничтожение;
- захоронение на полигонах» [26].

Надежность комплекса высока, оборудование исправно работает после значительного периода хранения при температурных условиях от -40°C до $+40^{\circ}\text{C}$, после перевозок любым видом транспорта.

Заключение

Выбранная тема магистерской диссертации: «Разработка и внедрение новых технологий и нового оборудования в организации для обеспечения безопасной эксплуатации объектов нефтяной отрасли. Критерии для формирования плана, показатели достижения».

Статистические данные по аварийным ситуациям на ОПО показывают: основным фактором роста числа аварий служит технологическое оборудование с большим физическим и моральным износом, срок эксплуатации которого близок к завершению.

Промышленная и экологическая безопасность на объектах нефтегазовой отрасли это основополагающая задача, решение которой в большей степени зависит от надежности эксплуатации технологического оборудования.

В первом разделе рассмотрены теоретические вопросы разработки и внедрения новых технологий и нового оборудования в организации для обеспечения безопасной эксплуатации объектов нефтяной отрасли, изучены критерии для формирования плана, показатели достижения». Также изучены вопросы теоретических основ обеспечения безопасной эксплуатации объектов нефтяной отрасли в исследования отечественных и зарубежных авторов. Охарактеризовано нормативно-правовое обеспечение проблемы безопасной эксплуатации объектов нефтяной отрасли. Проведен анализ новых технологий и нового оборудования в организации для обеспечения безопасной эксплуатации объектов нефтяной отрасли.

Хорошо продуманные политики и процедуры помогают организациям соблюдать законы и правила в области охраны труда и техники безопасности. Однако система управления охраной труда и безопасностью на рабочем месте – это гораздо больше, чем просто наличие форм и политик, связанных с безопасностью, и задокументированных процедур. Поэтому

важно разрабатывать и совершенствовать системы охраны труда на предприятиях.

Проведено исследование технологических операций по проведению подготовки поверхностей технологической ёмкости (удаление проявлений коррозии, солевых наростов, смолянистых отложений).

Рекомендовано применение гидродинамического метода для процедуры очистки стальных поверхностей для последующих ремонтно-восстановительных работ.

Установлен ряд основных технологических параметров рекомендованного метода гидродинамической очистки.

Проведены разработка, испытания, внедрение новой технологии ремонтных работ для стальных поверхностей, а именно, у технологических емкостей методом применения «латки», обеспечивающей возможность ведения ремонтных операций снаружи и изнутри ёмкости.

В настоящем исследовании объектом является ООО ТПП «РИТЕК-Самара-Нафта». Российская инновационная топливно-энергетическая компания (РИТЭК) основана в 1992 году, входит в Группу «ЛУКОЙЛ». Система по сбору, хранению и транспортировке нефтепродукта имеет в наличие около 600 РВС, технологических резервуаров и емкостей, в числе которых почти 250 единиц имеют объем 200 м^3 (сведения приведены в таблице 6). Технологические емкости обладают нормативным сроком службы (на основании технических паспортов) порядка 16 лет.

Согласно представленным данным, более 30% технологических емкостей имеют период эксплуатации, превышающий нормативный, при этом их средний срок до первого ремонта составляет 10 лет. Таким образом, процессы, связанные с удалением отложений солей и асфальтосмолистых соединений, подготовкой внутренней поверхности для последующего ремонта и покрытия РВС и технологических емкостей, представляют собой сложную проблему в научно-техническом плане, решение которой будет развиваться в следующих разделах исследования.

При обследовании технологической емкости в ООО ТПП «РИТЕК-Самара-Нафта» выяснилось, что «внутренняя поверхность сосуда в интервале нижней образующей подвержена интенсивному коррозионному разрушению в виде отдельных питтингов, язв и локальных уменьшений толщины стенки. Серьезные разрушения со сквозными отверстиями сосредоточены в пределах нескольких метров общей длины, а точечная коррозия глубиной поражения 2-4 мм и диаметром 10-12 мм распространена по всей длине сосуда. Резервуар внутренней поверхности покрыт продуктами коррозии и отложениями солей, состоящими, в основном, из окислов железа (до 63 %) и кальция (до 23 %). Под плотными их отложениями сплошная коррозия незначительной величины (до 0,5-1,0 мм), а под рыхлыми – глубокие коррозионные каверны» [23].

Проведенное обследование емкостей дало возможность выявить общую закономерность – металл разрушается в процессе эксплуатации из-за воздействия окружающей среды. Такие воздействия, как и любые

Наши исследования показали, что фактические скорости коррозии колеблются в пределах 0,6-1,2 мм/год.

Было произведено измерение на 10 различных участках на периферии днища резервуара. Каждый участок был измерен 20 раз, чтобы получить более точные результаты. Результаты показали, что максимальная глубина коррозионных повреждений на днище резервуара может достигать 5,034 мм. Несмотря на это, при условии сохранения текущих эксплуатационных условий, днище резервуара может использоваться еще в течение 8,8 лет.

В следующем разделе исследования мы остановимся на подборе средства применения технологии гидродинамической очистки нефтепромысловых объектов для того, чтобы снизить проблему, связанную с удалением отложений солей и асфальтосмолистых соединений, подготовкой внутренней поверхности для последующего ремонта и покрытия РВС и технологических емкостей.

В третьем разделе исследования рассмотрены несколько вариантов гидродинамической очистки внутренней поверхности технологических емкостей, можно прийти к выводу о том, что в каждом их технических решений присутствуют как достоинства, так и недостатки. Поэтому необходимо совершать выбор в пользу того технического решения, которое имеет более существенные достоинства по сравнению с аналогами, и недостатки, которые можно устранить в процессе внедрения в производство.

В данном исследовании выбор остановлен на применении технологии гидродинамической очистки нефтепромысловых объектов согласно патенту №2769109, автором которого является Ю.О. Бобылев, так как данное техническое решение имеет неоспоримые достоинства, а недостатки, которые заявлены, можно устранить на начальном этапе внедрения.

Следует уточнить, что на сегодняшний день нефтяной отрасли требуются более эффективные, достаточно простые новые разработки по подготовке поверхностей оборудования, по способам очистки, способные при проведении определенных операций дать достоверную информацию о физическом состоянии оборудования и дальнейшей его эксплуатации.

Результаты данного исследования легли в основу нового технического предложения – очистка внутреннего объема технологических емкостей методом гидроочистки. Используемые в очистке устройства имеют высокую надежность, простоту при эксплуатации, малую энергоемкость, что отличает их от более известных и распространенных установок очистки.

Список используемых источников

- 1 Абдуллин Р. С., Сачков К. В. Комплексное решение задач эффективного управления экологической и промышленной безопасностью // Уралэкология. 2019. №4. С. 13-15.
- 2 Акимова Н. А. Монтаж, техническая эксплуатация и ремонт нефтехимического оборудования. Вологда : Инфра-Инженерия, 2020. 304 с.
- 3 Анализ и оценка эффективности предлагаемых мероприятий по обеспечению техносферной безопасности в организации [Электронный ресурс]. URL: <https://edu.rosdistant.ru/mod/assign/view.php?id=120311> (дата обращения: 11.03.2023).
- 4 Белов Л. Г. Системный анализ и моделирование опасных процессов в техносфере. М. : Издательский центр «Академия», 2019. 512 с.
- 5 Васильев С. И. Основы промышленной безопасности. Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2022. 420 с.
- 6 Глебова Е. В., Коновалов А. В. Основы промышленной безопасности. М. : РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2020. 171 с.
- 7 Джаббаров Ш. Н. Современные проблемы коррозионной стойкости комплексов нефтяного оборудования // Center for Scientific Cooperation. 2021. №5. С. 7-15.
- 8 Доктрина энергетической безопасности и Энергетическая стратегия РФ до 2035 [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/14766> (дата обращения: 12.12.2022).
- 9 Единая система защиты от коррозии и старения [Электронный ресурс] : ГОСТ 9.005-72 от 06.04.2015. URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/37248/> (дата обращения: 01.02.2023).
- 10 Елохин А. Н. Анализ и управление риском: Теория и практика. М. : ПолиМЕдиа, 2022. 192 с.
- 11 Ермаков Л. Н. Безопасность производства: учебное пособие. М. : НИЦ ИНФРА-М, 2020. 360 с

12 Котляревский В. А., Шаталов А. А., Ханухов Х. М. Безопасность резервуаров и трубопроводов. М. : Экономика и информатика, 2020. 555 с.

13 Кочетков К. Е. Аварии и катастрофы. Предупреждение и ликвидация последствий. М. : Издательство АСВ. 2020. 320 с.

14 Ладухин Н. М. Монтаж, эксплуатация и ремонт технологического оборудования. СПб. : Лань П, 2019. 160 с.

15 Латыпов О. Р. Защита нефтегазового оборудования от коррозии // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. №3. С. 155–164.

16 Мынин Д. В. Проведение ремонтно-восстановительных работ технологических емкостей для обеспечения безопасной эксплуатации объектов нефтяной отрасли // Точная наука. 2023. №141. С. 10-12.

17 Надежность в технике [Электронный ресурс] : ГОСТ Р 27.102-2021 от 01.01.2022. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200181141> (дата обращения: 28.02.2023).

18 О порядке обучения по охране труда и проверки знания требований охраны труда [Электронный ресурс] : Постановление Правительства Российской Федерации от 24.12.2021 № 2464. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_405174/ (дата обращения: 16.01.2023).

19 О промышленной безопасности опасных производственных объектов [Электронный ресурс] : Федеральный закон от 21.07.1997 (ред. от 04.11.2022). URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_15234/ (дата обращения: 20.01.2023).

20 О специальной оценке условий труда [Электронный ресурс] : Федеральный закон от 28.12.2013 № 426-ФЗ (ред. от 28.12.2022). URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_156555/ (дата обращения: 06.01.2023).

21 Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств

[Электронный ресурс] : Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 №533. URL: <https://docs.cntd.ru/document/573200380> (дата обращения: 14.01.2023).

22 Официальный сайт ООО ТПП «РИТЕК-Самара-Нафта» [Электронный ресурс]. URL: <https://ritek.lukoil.ru/ru/About/GeneralInformation> (дата обращения: 27.02.2023).

23 Оценка технологических емкостей и резервуаров в ООО ТПП «РИТЕК-Самара-Нафта» [Электронный ресурс]. URL: <https://all-pribors.ru/companies/tpp-ritek-samara-nafta-ao-ritek-gsamara-10729> (дата обращения: 27.02.2023).

24 Пат.2689629. Способ гидродинамической очистки внутренней поверхности технологических трубопроводов нефте- и нефтепродуктоперекачивающих станций / П.А. Ревель-Муроз, Ю.В. Лисин, заявитель и правообладатель: ПАО «Транснефть»; № 2017136073; заявл. 11.10.2017; опубл. 28.05.2019. Бюлл. №2. 10 с.

25 Пат.2594426. Способ очистки внутренней поверхности технологического оборудования / Д.Ю. Першин, А.В. Литвиненко, заявитель и правообладатель: .Ю. Першин, А.В. Литвиненко; №2015106773; заявл. 26.02.2015; опубл. 20.08.2016. Бюлл. №3. 9 с.

26 Пат.2769109. Технология гидродинамической очистки нефтепромысловых объектов / Ю.О. Бобылев, заявитель и правообладатель: Ю.О. Бобылев; №2021125130; заявл. 25.08.2021; опубл. 28.03.2022. Бюлл. №1. 11 с.

27 Покровский Б. С. Ремонт промышленного оборудования. М. : Academia, 2018. 64 с.

28 Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов [Электронный ресурс] : Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11.12.2020 №517. URL: <https://docs.cntd.ru/document/573174913> (дата обращения: 21.01.2023).

29 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности [Электронный ресурс] : Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 №534. URL: <https://docs.cntd.ru/document/573230594> (дата обращения: 14.01.2023).

30 Разработка сульфидостойких покрытий [Электронный ресурс] : Официальный сайт НИЦ «Инкомсистем». URL: <https://incomsystem.ru/> (дата обращения: 20.01.2023).

31 Рубанова Н. А., Цхадая Н. Д. Безопасность нефти и газа. Системный подход. Ростов-на-Дону : Издательство «ЗАО «Цветная печать», 2020. 254 с.

32 Сачков К. В., Гареев Ф. Р., Шагитов Р. Р., Абдуллин Л. Р., Абдуллин Р. С. Оценка опасности эксплуатации нефтезаводского оборудования на основе показателя риска // Нефтепромысловое дело. 2020. № 9. С. 54-57.

33 Серебряков А. Н. Коррозия нефтепромыслового оборудования и мероприятия по противокоррозионной защите // Вестник РУДН. 2019. №2. С. 174-181.

34 Синельников А. Ф. Основы технологии производства и ремонта нефтяного оборудования. М. : Academia, 2019. 144 с.

35 Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 19.12.2022) [Электронный ресурс]. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/ (дата обращения: 11.01.2023).

36 Халилов Ш. А. Безопасность жизнедеятельности: учебное пособие. М. : ИНФРА-М, 2022. 280 с.

37 Юнусов Г. С. Монтаж, эксплуатация и ремонт технологического оборудования. СПб. : Лань, 2021. 160 с.

38 Ehi A. Improving the reliability of Surface Production Facilities in the Oil and Gas Industry through better data quality // Conference and Exhibition. 2021. №4. P. 78-86.

39 Gill P. E., Murray W, Wright M.H. Practical Optimization. London :

Academic Press, 2021. P. 14-19.

40 Ren-Rong C., Chi-Min S., Ming-Kuen C., Kung-Nan L. Risk Based Inspection Application on Refinery and Processing Piping. ROC, 2021. 414 p.

41 Selvik J.T., Engemann K.J. Definition of reliability and maintenance concepts in oil and gas – validity aspects // Safety and Reliability. 2020. №2. P. 134-164.

42 Thompson G. Sulfiner coating // Security methods. 2022. №10. Pp. 25-35.