

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

Институт инженерной и экологической безопасности
(наименование института)

20.04.01 Техносферная безопасность

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Управление промышленной безопасностью, охраной труда
и окружающей среды
в нефтегазовом и химическом комплексах
(направленность (профиль) / специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)**

на тему «Повышение износостойкости оборудования при хранении нефти»

Обучающийся

В.А. Кондратьев

(инициалы, фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

д.п.н., профессор Л.Н. Горина

(ученая степень, звание, инициалы, фамилия)

Консультант

к.э.н., доцент Т.Ю. Фрезе

(ученая степень, звание, инициалы, фамилия)

Тольятти 2023

Содержание

Введение.....	3
Термины и определения	7
Перечень сокращений и обозначений.....	8
1 Анализ эксплуатации объектов для хранения нефти	9
1.1 Анализ инцидентов и аварий на объектах для хранения нефти	9
1.2 Анализ результатов производственного контроля объектов для хранения нефти	22
1.3 Перечень выявленных проблем, рисков для безопасной эксплуатации объектов для хранения нефти.....	26
2 Методы и средства повышения износостойкости оборудования при хранении нефти.....	29
2.1 Анализ методов и средств повышения износостойкости оборудования для хранения нефти.....	29
2.2 Описание и возможность внедрения методов и средств повышения износостойкости оборудования при хранении нефти	57
2.3 Оценка эффективности внедрения предлагаемых методов и средств повышения износостойкости оборудования при хранении нефти.....	64
3 Опытно-экспериментальная апробация внедрения предлагаемых решений по повышению износостойкости оборудования при хранении нефти.....	65
3.1 Технология (программа) внедрения методов и средств повышения износостойкости оборудования при хранении нефти	66
3.2 Результаты внедрения методов и средств повышения износостойкости оборудования при хранении нефти.	71
Заключение	85
Список используемой литературы и используемых источников.....	89

Введение

Практически вся добытая нефть с момента своей добычи из скважины и до доставки до места переработки: на площадках нефтебаз по хранению и перевалке нефти и нефтепродуктов; резервуарных парках и наливных станциях магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов; товарно-сырьевых парков центральных пунктов сбора нефтяных месторождений и на нефтеперерабатывающих производствах, так или иначе хранится в специальных сооружениях для хранения нефти – резервуарах. Учитывая значительные объемы хранимой нефти обеспечение безаварийной эксплуатации резервуаров для хранения нефти является важнейшей задачей для обеспечения промышленной и экологической безопасности. В свою очередь, безаварийная эксплуатация оборудования для хранения нефти в огромной степени и напрямую зависит от обеспечения износостойкости этого оборудования.

Несмотря на использование современных технологий и достигнутый на сегодняшний день опыт в проектировании и строительстве резервуаров, аварии на данных объектах не являются таким уж редким явлением. При эксплуатации резервуаров появляются различные дефекты, снижающие надежность резервуаров и приводящие к авариям различной степени опасности.

Объектом исследования данной работы является оборудование для хранения нефти и нефтепродуктов.

Предметом исследования являются методики, технологии, технические и организационные решения, применяемые при проектировании, изготовлении, монтаже и эксплуатации резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов, призванные обеспечить надежность, механическую безопасность, долговечность и износостойкость резервуаров; исключение возникновения различного рода дефектов при изготовлении и монтаже

резервуаров; исключение и минимизацию дефектов, проявляющихся в процессе эксплуатации резервуаров.

Целью данной работы является повышение износостойкости оборудования при хранении нефти при условии внедрения новых передовых технологий по обеспечению безопасности оборудования.

Гипотеза исследования состоит в том, что высокий уровень безопасности при хранении нефти и нефтепродуктов в резервуарах можно обеспечить, если:

- провести анализ аварийности на объектах для хранения нефти с целью выявления проблем, связанных с их безопасной эксплуатацией;
- выполнить анализ существенных факторов, влияющих на износостойкость резервуаров;
- изучить и обобщить существующие методы и средства повышения износостойкости оборудования для хранения нефти;
- разработать и внедрить, дополнительно к существующим требованиям, систему постоянного, дистанционного мониторинга напряженно – деформационного состояния элементов резервуара на основе существующих передовых информационных технологий.

Для обеспечения поставленной цели было выполнено следующее:

- проведен анализ всех существенных факторов, влияющих на износостойкость резервуаров на стадиях проектирования, строительства и эксплуатации;
- изучен и обобщен весь имеющийся на сегодняшний день опыт и передовые практики по проектированию, строительству и эксплуатации резервуаров для хранения нефти, требования нормативных документов;
- разработана аппаратная схема автоматизированной системы технического мониторинга резервуаров, которая позволит контролировать текущее состояние резервуаров на основе контроля напряженно – деформационного состояния резервуара;

- разработана программа внедрения и опытно – экспериментальной апробации предлагаемого метода повышения надежности резервуаров для нефти и нефтепродуктов с указанием наименований этапов работ, содержания каждого этапа работ;
- выполнен анализ и проведена оценка эффективности внедрения предлагаемого метода повышения надежности резервуаров для нефти и нефтепродуктов;
- подведены итоги проделанной работы, сформулированы соответствующие выводы.

Теоретико-методологическую основу исследования составили: нормативно – правовые документы РФ в части проектирования, изготовления, монтажа и эксплуатации оборудования для хранения нефти и нефтепродуктов; учебные пособия, научные статьи и публикации по теме исследования.

Базовыми для настоящего исследования явились:

- проведение патентного поиска;
- изучение соответствующей научно-технической литературы;
- данные статистики и сведения электронных ресурсов сети Интернет по теме исследования.

Научная новизна исследования заключается в разработке и внедрении новых технологий по контролю за напряженно – деформационными состоянием элементов оборудования, работающего под нагрузками на объектах для хранения нефти и нефтепродуктов и, как следствие, существенном повышении уровня безопасности на этих объектах.

Теоретическая значимость исследования заключается в:

- формировании авторских разработок по теме магистерской диссертации;
- дальнейшем использовании собранных данных диссертационного материала в области промышленной безопасности объекта по хранению нефтепродуктов;

- описании технических решений технической литературы, базы патентов, подобранных по определенным критериям в рамках рассматриваемой темы.

Практическая значимость исследования заключается в разработке и внедрении в эксплуатацию автоматизированной системы мониторинга состояния резервуаров, позволяющая повысить безопасность их эксплуатации.

Достоверность и обоснованность результатов исследования обеспечивались:

- актуализированной редакцией нормативно-справочных документов, применяемых при исследовании темы;
- практической работой на предприятии, непосредственно осуществляющей инжиниринговые услуги по проектированию, пусконаладке и эксплуатации объектов нефтепереработки и нефтехимии.

Структура магистерской диссертации: работа состоит из введения, 3 разделов, заключения, содержит 5 рисунков, 12 таблиц, список использованной литературы (33 источника).

Термины и определения

В настоящей магистерской диссертации применяют следующие термины с соответствующими определениями:

«авария - разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ» [26];

атмосферная коррозия - коррозия металла, протекающая в воздушной атмосфере [6];

«коррозионная среда - среда, в которой происходит коррозионное разрушение металла» [6];

«коррозия металлов - разрушение металлов вследствие химического или электрохимического взаимодействия их с коррозионной средой» [6];

«промышленная безопасность опасных производственных объектов (далее - промышленная безопасность, безопасность опасных производственных объектов) - состояние защищенности жизненно важных интересов личности и общества от аварий на опасных производственных объектах и последствий указанных аварий» [26];

«скорость коррозии - коррозионные потери металла с единицы поверхности в единицу времени» [6];

«химическая коррозия - взаимодействие металла с коррозионной средой, при котором окисление металла и восстановление окислительной компоненты коррозионной среды протекают одновременно» [6];

«электрохимическая коррозия - взаимодействие металла с коррозионной средой (раствором электролита), при котором ионизация атомов металла и восстановление окислительной компоненты коррозионной среды являются реакциями сопряженных анодного и катодного процессов и их скорости зависят от электродного потенциала» [6].

Перечень сокращений и обозначений

В настоящей магистерской диссертации применяют следующие обозначения и сокращения:

ВИК – визуальный и измерительный контроль;

НВОС – негативное воздействие на окружающую среду

НКПР - нижний концентрационный предел распространения пламени;

НПС – насосно - перекачивающая станция;

ПАЗ – противоаварийная автоматическая защита;

ПЛК - программируемый логический контроллер;

ПРП – приемораздаточные патрубки резервуаров;

РВС - резервуары вертикальные стальные со стационарной крышей;

РВСП - резервуары вертикальные стальные со стационарной крышей и понтоном;

РВСПА - резервуары вертикальные стальные с купольной крышей и понтоном из алюминиевых сплавов;

РВСПК - резервуары вертикальные стальные с плавающей крышей;

ТВС – топливно – воздушная смесь;

CSD - Circuit Switched Data (коммутация каналов данных);

GPRS - General Packet Radio Service (пакетная радиосвязь общего пользования);

MSK-64 – двенадцатибалльная шкала интенсивности землетрясений
Медведева - Шпонхойера – Карника;

1 Анализ эксплуатации объектов для хранения нефти

1.1 Анализ инцидентов и аварий на объектах для хранения нефти

Нефтегазовая промышленность в Российской Федерации без преувеличения занимает самую значительную долю в экономике нашей страны. Это крупнейшая отрасль промышленности, включающая в себя разведку нефтяных и газовых месторождений, бурение и освоение скважин, добычу, транспортировку и переработку нефти и газа. Принимая во внимание масштабы отрасли, данная деятельность является источником целого ряда рисков и опасностей, которые могут приводить к авариям.

Для получения статистически достоверных сведений по аварийности на объектах нефтегазовой отрасли была проанализирована официальная информация по авариям, произошедшим за последние 6 лет (за период с 2017 по 2022 годы), размещенная на официальном сайте Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору [12].

Анализ данной информации показал, что за указанный период на объектах нефтедобычи и нефтепереработки было зафиксировано 272 аварии, которые были классифицированы (по виду аварий) следующим образом:

- пожаров (возгораний) – 28 случаев;
- выбросов горючих веществ – 48 случаев;
- разрушений сооружений – 36 случаев;
- повреждений и (или) разрушений технических устройств – 77 случаев;
- неконтролируемых взрывов – 35 случаев,

(данные по видам аварий и подробные сведения по произошедшим авариям за 2018 год на сайте Ростехнадзора не представлены и в выборке не учтены).

В таблице 1 представлена более детальная статистика происшедших аварий, с разбивкой по годам.

Таблица 1 - Статистика аварий на объектах нефтегазового комплекса России, с разбивкой по годам

Вид аварии	Период (год)					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022*
Выброс горючих веществ, пожар	24	Нет сведений	18	13	11	10
Разрушение сооружений	18	Нет сведений	3	9	6	-
Повреждение, разрушение технических устройств	28	Нет сведений	21	16	10	2
Неконтролируемый взрыв	13	Нет сведений	12	5	5	-
Итого:	83	48	54	43	32	12
Экономический ущерб, млн. руб	1076,3	Нет сведений	2571,4	6849,7	2626,76	1284,35
Количество пострадавших в результате аварий	17	Нет сведений	33	30	49	6
Количество смертельных несчастных случаев в результате аварий	12	Нет сведений	16	6	8	1
* Примечание: - сведения по авариям за 2018 год на сайте Ростехнадзора не выложены.						

Приведенный выше анализ показывает, что уровень аварийности и травматизма на объектах нефтегазового комплекса остается значительным и влечет за собой существенные потери как в виде экономического ущерба, так и высокий социальный риск. Так, всего, за последние 6 лет (без учета данных за 2018 год) экономический ущерб от произошедших аварий на объектах отрасли составил 14408,51 млн. рублей; количество пострадавших в результате аварий, не получивших смертельных травм составило 135 человек; количество погибших в результате аварий составило 43 человека.

Из произошедших на объектах нефтегазового комплекса аварий, приведенных выше, 20 аварий произошло непосредственно на резервуарах для хранения нефти (нефтепродуктов).

Сведения по произошедшим в период с 2017 по 2022 годы авариям на резервуарах для хранения нефти (нефтепродуктов) приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Сведения по произошедшим в период с 2017 по 2022 годы авариям на резервуарах для хранения нефти (нефтепродуктов)

Дата аварии	Наименование организации, в которой произошла авария	Краткое описание аварии	Причины аварии	Ущерб от аварии / количество пострадавших
14.06. 2017 г.	ООО "Густореченское», фонд скважин	При проведении монтажных работ произошло возгорание нефти на площадке горизонтальных резервуаров	1. Ввод в эксплуатацию временной установки переработки нефти без проектной документации, в результате чего объект не соответствовал требованиям промышленной и пожарной безопасности, не был оснащен системой пожаротушения, аварийной защиты и сигнализации. 2. Не произведена зачистка прилегающей площади от замазучености, горючие материалы не были ограждены, сплошной перегородкой из негорючего материала; 3. Отсутствие надлежащего контроля со стороны руководства месторождения и специалистов за подготовкой и проведением огневых работ	92,7 т.р. / пострадавших нет
20.09. 2017 г.	ООО «Мегас Медиа групп», площадка нефтебазы по хранению и перевалке	При откачке «мертвого остатка» бензина из резервуара в бензовоз при помощи переносного насоса произошло воспламенение паров нефтепродуктов с последующим возгоранием	1. Образование взрывоопасной смеси паров бензина после вскрытия люка-лаза резервуара с последующим взрывом ТВС при включении переносного насоса с уровнем взрывозащиты ниже требуемого;	56,7 т.р. / 3 человека пострадали, из них 2 – смертельно

Продолжение таблицы 2

Дата аварии	Наименование организации, в которой произошла авария	Краткое описание аварии	Причины аварии	Ущерб от аварии / количество пострадавших
	нефти и нефтепродуктов		2. Нарушение порядка организации и проведения газоопасных работ; 3. Отсутствие сигнализаторов ДВК и средств автоматического контроля и обнаружения утечек в обваловании резервуарного парка.	
05.10. 2017 г.	ООО «Лукойл-Нижегороднефтеоргсинтез», резервуар площадки товарно-сырьевого производства	При выполнении монтажных и сварочных работ на резервуаре для хранения бензина, произошел взрыв с последующим возгоранием	1. Воспламенение ТВС, образовавшейся внутри резервуара, сухотруба и камеры пенотушения при проведении огневых (сварочных) работ. Образованию газовой среды способствовало наличие в резервуаре мертвого остатка бензина, и при отсутствии герметичности между резервуаром и камерой низкократной пены (КНП-20) взрывоопасная смесь попала в трубопровод пенотушения (сухотруб), на котором проводились сварочные работы; 2. Нарушение порядка организации и безопасного проведения огневых работ	2500 т.р. / 4 человека смертельно травмированы
05.10. 2017 г.	ООО СПАСФ «Природа», установка по переработке	На блоке приема и разогрева нефтесодержащей жидкости при проведении сварочных работ по вварке вентилей в	1. Воспламенение паров углеводородов внутри резервуара вследствие использования металлоконструкции маршевой лестницы в	3 909 т.р. / 1 человек получил смертельные травмы

Продолжение таблицы 2

Дата аварии	Наименование организации, в которой произошла авария	Краткое описание аварии	Причины аварии	Ущерб от аварии / количество пострадавших
	нефтяных шламов	трубопровод сухого пара регистра резервуара внутри резервуара произошло воспламенение паров углеводородов с последующим взрывом	качестве обратного провода, соединяющего свариваемое изделие с источником сварочного тока, что вызвало возникновение большого электрического сопротивления при растекании электрического тока по металлическим конструкциям и стенкам резервуара при контакте не заземленного сварочного электрода с металлическим трубопроводом; 2. Нарушение порядка организации и безопасного проведения огневых работ	
13.01. 2019 г.	ООО «Шигл», площадка установки по переработке углеводородного сырья	При проведении работ по откачке нефтепродукта из резервуара РВС в автоцистерну произошло возгорание паров нефтепродукта в обваловании резервуара и внутри резервуара	1. Образование взрывоопасной концентрации паров нефтепродукта с воздухом при открытии люка-лаза с последующим воспламенением паровоздушной смеси от источника воспламенения при отключении магнитного пускателя питания электродвигателя переносного насоса не взрывозащищенного исполнения; 2. Нарушение требований безопасности при проведении газоопасных работы по откачке остатков	89 т.р. / 5 человек пострадало

Продолжение таблицы 2

Дата аварии	Наименование организации, в которой произошла авария	Краткое описание аварии	Причины аварии	Ущерб от аварии / количество пострадавших
			нефтепродукта из резервуара	
07.02. 2019 г.	АО «Таймырская топливная компания», нефтебаза для хранения и перевалки нефти (нефтепродуктов)	На площадке нефтебазы, предназначенной для хранения нефти (нефтепродуктов) при перекачке нефтепродукта (автомобильного бензина) из «мёртвой» полости резервуара в автомобильную цистерну произошло возгорание паров нефтепродукта в обваловании резервуара и внутри резервуара	1. Образование взрывоопасной концентрации паров нефтепродукта с воздухом с последующим воспламенением паровоздушной смеси от переносного источника освещения, не предназначенного для использования во взрывоопасных средах. 2. Нарушение требований безопасности при проведении газоопасных работ во время перекачке остатков нефтепродукта из резервуара	687 т.р. / 1 человек пострадал
26.06. 2019 г.	АО «ТГК-11», площадка хранения мазутного топлива	Произошла разгерметизация резервуаров для хранения мазута в зону защитного обвалования	1. Потеря герметичности (раскрытие трещины) сварочного шва «латки» размером 900×570 мм на обечайки мазутного резервуара вследствие некачественного проведения ремонта, а также разрушение основного металла и металла уторного шва вследствие их 100% коррозионного повреждения общей площадью 0,9 м. 2. Отсутствие в эксплуатирующей организации нормативных технических документов, определяющих порядок организации и	692 т.р. / пострадавших нет

Продолжение таблицы 2

Дата аварии	Наименование организации, в которой произошла авария	Краткое описание аварии	Причины аварии	Ущерб от аварии / количество пострадавших
			проведения работ по обслуживанию, ремонту, техническому диагностированию резервуаров для хранения мазута, а также отсутствие контроля за объемом и качеством проведенной экспертизы промышленной безопасности зданий, сооружений, технических устройств на опасных производственных объектах	
04.12. 2019 г.	ООО «Транснефть-Прикамье», НПС «Калейкино»	При выполнении работ по очистке резервуара РВСП-20000 № 37 от донных отложений произошло возгорание водно-нефтяной эмульсии, в результате чего пострадали двое работников подрядной организации ООО «Компания Альп-Высотка»	Взрыв и пожар произошел в результате образования и воспламенения взрывоопасной концентрации углеводородов в смеси с воздухом внутри резервуара, а также вследствие изменения схемы размыва и откачки донных отложений, приведших к поступлению воспламеняющейся жидкости (нефти) внутрь резервуара. При проведении работ по размыву и откачке донных отложений работниками подрядной организации не в полном объеме осуществлялся контроль параметров воздушной среды в	11501 т.р. / 2 человека получили смертельные травмы

Продолжение таблицы 2

Дата аварии	Наименование организации, в которой произошла авария	Краткое описание аварии	Причины аварии	Ущерб от аварии / количество пострадавших
			период времени в местах установленных в наряде-допуске	
13.03. 2020 г.	КГУП «Примтепл оэнерго», склад горюче - смазочных материалов	При осуществлении хранения мазута произошел выброс мазута из резервуара за пределы обвалования парка резервуаров	1. Повышение значения давления греющего пара в подогревателе резервуара, до значения, достаточного для возникновения кипения и парообразования в слое подтоварной воды, в результате чего произошло резкое вытеснение мазута из резервуара; 2. Отсутствие проектных (технических решений) по безопасной эксплуатации вертикальных стальных резервуаров в части: -отсутствия стационарных контрольно-измерительных приборов для замера температуры и его уровня мазута в резервуаре; - отсутствие системы, удаления подтоварной воды из резервуара)	1463 т.р. / пострадавших нет
29.05. 2020 г.	ОАО «Норильско -Таймырская энергетическая компания» резервуарный парк ТЭЦ-3	Разгерметизация вертикального цилиндрического стального резервуара, предназначенного для хранения дизельного топлива, с последующим истечением дизельного топлива за пределы обвалования резервуарного парка	Причиной разгерметизации резервуара вертикального стального сварного РВС-30000 явилась недостаточная несущая способность плитного ростверка основания резервуара и железобетонных свай основания. В результате произошедшего	4702000 т.р. / пострадавших нет

Продолжение таблицы 2

Дата аварии	Наименование организации, в которой произошла авария	Краткое описание аварии	Причины аварии	Ущерб от аварии / количество пострадавших
			произошло разрушение железобетонных свай по контуру и внутри основания резервуара с последующим разрушением основания под днищем резервуара и его просадку, вызвавшую полную разгерметизацию резервуара.	
18.08. 2020 г.	ООО «РН-Юганскнефтегаз», резервуарный парк	В результате удара молнии в резервуар вертикальный стальной РВС-3000 произошел хлопок (взрыв), разгерметизация резервуара с разливом жидкости и последующим возгоранием. Площадь возгорания составила 250 м ²	1. Силовое воздействие прямого удара молнии, вызвавшее воспламенения смеси углеводородов и воздуха. 2. Эксплуатация резервуара с нарушением требований проектной документации – в ходе расследования установлено, что корпус резервуара был присоединён к индивидуальному заземляющему устройству двумя токоотводами, выполненными стальной полосой 4х40 мм. Проектной документацией предусмотрено присоединение корпуса резервуара к индивидуальному заземляющему устройству токоотводами, выполненными стальной полосой 4х40 мм в количестве семи токоотводов	150 т.р. / пострадавших нет

Продолжение таблицы 2

Дата аварии	Наименование организации, в которой произошла авария	Краткое описание аварии	Причины аварии	Ущерб от аварии / количество пострадавших
25.09. 2020 г.	АО «ТАИФ-НК», площадка цеха по производству безинов	При выполнении технологической операции произошла разгерметизация сифонного крана на линии слива подтоварной воды из резервуара с последующим истечением нефтепродукта (прямогонный бензин)	1. Разгерметизация сифонного крана из-за значительного усилия на резьбовое соединение; конструктивные просчеты изготовителя сифонного крана при проектировании разборного корпуса шарового крана и отсутствие в паспорте гарантируемых показателей надежности – назначенного ресурса	Экономический ущерб не заявлен / пострадавших нет
06.03. 2021 г.	ООО «Ярославский нефтеперерабатывающий завод им. Д.И. Менделеева», площадка ЭЛОУ-АВТ	На площадке основного производства в результате воспламенения взрывоопасной смеси паров углеводородов внутри резервуаров РВС-100 (2 ед.), предназначенных для сбора некондиционного продукта с линии среднего дисцилята, произошел взрыв, приведший к отрыву кровли резервуаров, выбросу нефтепродукта в обвалование резервуаров и на рядом расположенное технологическое оборудование, несущие конструкции зданий и сооружений, с последующим неконтролируемым горением (пожаром)	Образование взрывоопасной концентрации паров вследствие слива некондиционного продукта легкой фракции с содержащимся в нем некондиционным продуктом тяжелой фракции, нагретых от регистров обогрева самого резервуара и воспламенением от искры, возникшей из-за неисправного электрооборудования	70 т.р. / пострадавших нет
10.05. 2021 г.	ООО «КАСПЕТ РОЛСЕРВИС», площадка нефтебазы	При зачистке резервуара, предназначенного для хранения товарной нефти, связанной с подготовкой к его заполнению нефтепродуктами более	Самопроизвольное возгорание пиррофорных отложений, вызванное разгерметизацией люк-лазов резервуара РВС-5000 и снижением	230 т.р. / пострадавших нет

Продолжение таблицы 2

Дата аварии	Наименование организации, в которой произошла авария	Краткое описание аварии	Причины аварии	Ущерб от аварии / количество пострадавших
		высокого качества, чем хранившиеся в них ранее, произошел хлопок с последующим возгоранием паров остатков нефтепродуктов	уровня подтоварной воды из резервуара со скоростью более 0,5 метра в час	
21.05. 2021 г.	ГУП РК «Черноморнефтегаз», резервуарный парк	При проведении подготовительных работ к ремонту резервуара для хранения газового конденсата произошел взрыв смеси паров газового конденсата и воздуха, с последующим неконтролируемым горением (пожаром)	Воспламенение остаточного количества смеси паров газового конденсата с воздухом в замкнутом пространстве резервуара с последующим взрывом и его разрушением, в следствие параллельного дугового пробоя, возникшего при неправильном подключении вентилятора к электрической сети (нарушение полярности)	538 т.р. / пострадавших нет
17.08. 2021 г.	ООО «Яргео», резервуарный парк	При производстве ремонтных работ произошло воспламенение паровоздушной смеси и нефтепродукта внутри резервуара РВС-100000 с последующей его разгерметизацией и кратковременным внутренним горением	1. Воспламенение паровоздушной смеси и нефтепродукта внутри резервуара РВС-10000, произошедшее от искр механического происхождения. Взрывоопасная паровоздушная смесь возникла вследствие выделения взрывопожароопасных сред из не извлеченных отходов производства работ в процессе зачистки резервуара. 2. Нарушения требований выполнения опасных видов работ	377 325 т.р. / 5 человека пострадали, из них 3 смертельно
09.10. 2021 г.	ООО «ДНК», нефтебаза	При проведении подготовительных работ к зачистке резервуара для	Воспламенение внутри резервуара взрывоопасной	514,8 т.р. / пострадавших нет

Продолжение таблицы 2

Дата аварии	Наименование организации, в которой произошла авария	Краткое описание аварии	Причины аварии	Ущерб от аварии / количество пострадавших
		хранения дизельного топлива произошел взрыв взрывоопасной смеси паров углеводородов и воздуха, с последующим неконтролируемым горением (пожаром)	концентрации паров углеводородов с воздухом, вследствие промыва керосином смеси дизельного топлива при проведении зачистных работ, с последующим ее воспламенением от электрической искры, возникшей из-за неисправного электрооборудования (подводящего кабеля электропитания насоса)	
11.12. 2021 г.	ООО «Пилот», нефтебаза	При выполнении операции по перекачке остаточного продукта гидрокрекинга гудрона из подземной приемной емкости произошло воспламенение смеси паров углеводородов и воздуха, с последующим неконтролируемым горением (пожаром)	1. Воспламенение паров легковоспламеняющихся фракций остаточного продукта гидрокрекинга гудрона произошло от короткого замыкания в обмотке статора электродвигателя насоса, не имеющего средств обеспечения взрывозащиты, защиту от перегрузки при перекачке недостаточно прогретого продукта. 2. Отсутствие у насосного агрегата средств автоматизации, контроля и системы блокировок, указанных в технической документации производителя	187 т.р. / пострадавших нет
02.03. 2022 г.	ООО «Газпромнефть-Терминал», нефтебаза	При проведении подготовительных работ к зачистке резервуара (перекачка нефтепродукта (бензина) из одного	Применение электрооборудования (контактора) общего назначения и способа разборного	40 т.р. / пострадавших нет

Продолжение таблицы 2

Дата аварии	Наименование организации, в которой произошла авария	Краткое описание аварии	Причины аварии	Ущерб от аварии / количество пострадавших
		резервуара в другой) произошел взрыв топливно-воздушной смеси, с последующим возгоранием нефтепродукта	электрического контактного соединения кабеля с вводом (выводом) контактора, не предназначенного для применения во взрывоопасной среде	
04.08. 2022 г.	НГДУ «Бавлынефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, фонд скважин	При производстве работ по проверке наличия конденсата в надземной емкости для сбора конденсата (конденсатосборник) (V-4м ³) узла сбора конденсата, находящегося на трассе газопровода «БУСО-КС-17» Бавлинского газового участка произошел выброс газа из подземной емкости в надземную. Через горловину надземной емкости произошел выплеск газового конденсата наружу с последующим воспламенением (неконтролируемым взрывом) газовой смеси от искры, вызванной падением инструмента в неустановленном требованиями исполнении	1. Засорение дренажного патрубка конденсатосборника продуктами коррозии данной емкости. При этом осуществление слива газового конденсата осуществлялось через верхний люк емкости; 2. Скопление взрывоопасной газовой смеси на площадке размещения указанной емкости по причине её разгерметизированности в течение длительного периода 3. Воспламенение газовой смеси от искры, возникшей при ударе инструмента в неискробезопасном исполнении о металлическую поверхность	154 т.р. / 2 пострадавших

Произошедшие на резервуарах аварии классифицированы (по виду аварии) следующим образом:

- пожаров (возгораний) – 9 случаев;
- выбросов горючих веществ – 2 случая;
- разрушений сооружений (технических устройств) – 2 случая;

- неконтролируемых взрывов – 7 случаев.

1.2 Анализ результатов производственного контроля объектов для хранения нефти

Проведенный анализ аварий, произошедших на резервуарах для хранения нефти (нефтепродуктов) показал, что основные причины аварий делятся на две группы: организационные и организационно-технические.

К организационным причинам отнесены:

- ввод в эксплуатацию объекта без проектной документации, предусматривающей систему ПАЗ и пожарной безопасности, несоблюдения требований проектной документации – 2 случая;
- нарушения, допущенные при подготовке и ведении опасных видов работ – 11 случаев;
- нарушения, связанные с несоблюдением норм технологического режима по хранению и сливу-наливу нефти и нефтепродуктов в резервуары – 3 случая.

К организационно - техническим причинам отнесены:

- разрушение или неисправность оборудования (технических устройств) вследствие физического износа – 2 случая;
- ошибки, допущенные при проектировании резервуаров – 2 случая.

Диаграмма по распределению причин возникновения аварий на резервуарах для хранения нефти (нефтепродуктов) представлена на рисунке 1.

Анализ последствий аварий на резервуарах для хранения нефти (нефтепродуктов) показывает, что не смотря на то, что доля количества аварий, приходящихся непосредственно на резервуары из числа общего количества аварий по отрасли в целом не велика (20 аварий, что составляет 7 % от общего количества), экономические и социальные потери от аварий на резервуарах значительно выше, чем при авариях на остальных типах оборудования.



Рисунок 1 – Диаграмма по распределению причин возникновения аварий на резервуарах для хранения нефти (нефтепродуктов) в период с 2017 по 2022 годы

Так:

- экономические потери от аварий на резервуарах составили 5102,198 миллионов рублей, что, относительно общего количества экономических потерь вследствие аварий по отрасли в целом, составляет 35 %;
- количество пострадавших от аварий, не получивших смертельных травм и увечий составило 11 человек, что, относительно общего количества пострадавших по отрасли в целом составило 8 %;
- количество пострадавших от аварий, получивших смертельные травмы составило 12 человек, что, относительно общего количества пострадавших по отрасли в целом составило 27 % (диаграмма по сравнительному анализу экономических и человеческих потерь от

аварий на резервуарах для хранения нефти (нефтепродуктов) относительно потерь от аварий по отрасли в целом приведена на рисунке 2.

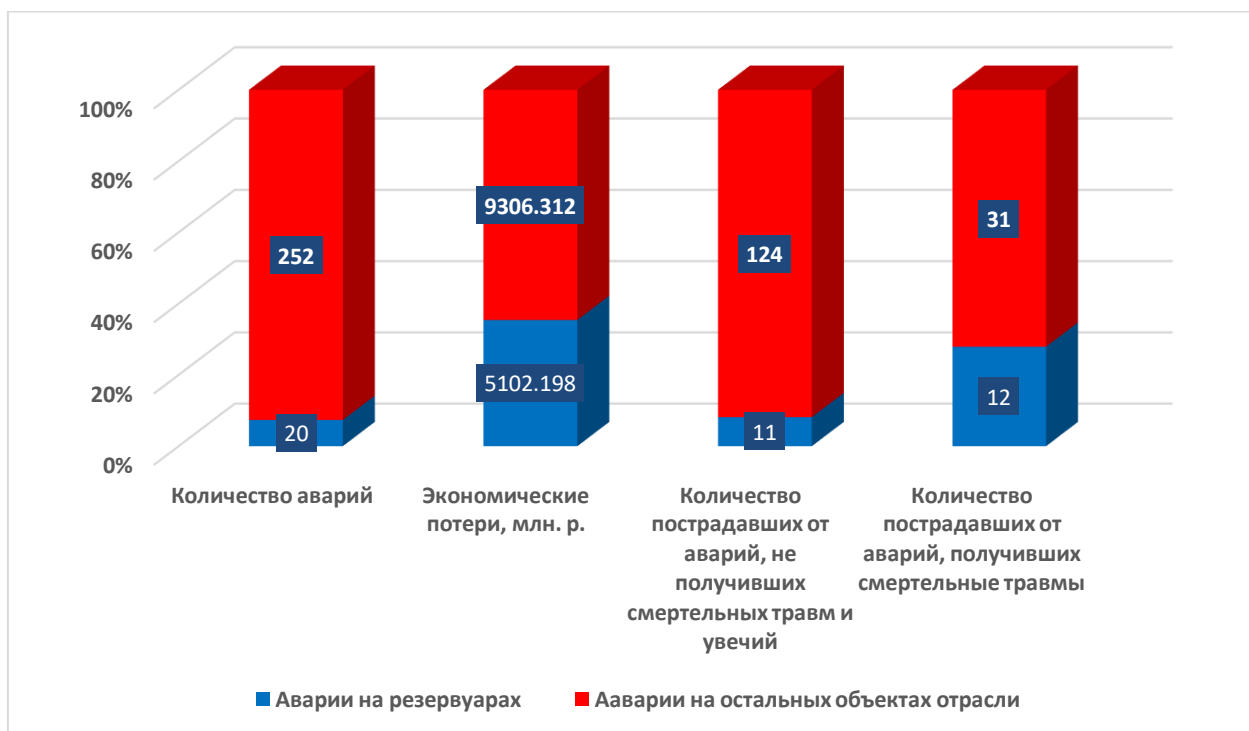


Рисунок 2 – Диаграмма по сравнительному анализу доли экономических и человеческих потерь от аварий на резервуарах для хранения нефти (нефтепродуктов) относительно потерь от аварий по отрасли в целом

Таким образом можно заключить, что, учитывая значительные объемы хранения взрывопожароопасных веществ на объектах хранения нефти и нефтепродуктов, а также учитывая специфику данного вида опасного производственного объекта, состоящую в концентрации на ограниченных территориях больших объемов опасных веществ и хранения их в емкостях большого единичного объема, в результате чего в результате разрушения или разгерметизации отдельного аппарата высвобождаются значительные объемы опасных веществ с высокой вероятностью последующих негативных событий (пожаров разливов, взрывов и горений облаков ТВС), аварии на резервуарах для хранения нефти и нефтепродуктов приводят к гораздо значительным последствиям и несут в себе более существенные риски, чем аварии на остальных типах объектов отрасли.

Из общего числа аварий, произошедших на резервуарах для хранения нефти (нефтепродуктов) в течении последних 6 лет, по техническим (организационно – техническим) причинам произошло 4 аварии.

Обеспечение репрезентативности исследования первопричин аварий (то есть условий, ошибок и нарушений, приведших к основной причине аварии) указанного выше количества аварий явно недостаточно. Для проведения выборочного исследования воспроизведение параметров генеральной совокупности и выборочной совокупности необходимо большее количество статистических данных [13]. В связи с этим, для полноценного и достоверного исследования причин возникновения аварий на резервуарах необходимо использовать данные анализа аварий на резервуарах, имеющиеся в открытом доступе.

В соответствии с данными, имеющимися в открытых источниках, «основными неисправности (видами дефектов) стальных резервуаров являются:

- коррозионный износ элементов конструкций резервуаров (днищ, стенок, крыш) – порядка 55 процентов всех выявляемых дефектов;
- деформации геометрической формы резервуаров (хлопуны днищ, вмятины и выпучины корпусов, осадка оснований) – порядка 25 процентов всех выявляемых дефектов;
- дефекты сварных швов (отпотины, свищи, трещины, непровары) – порядка 20 процентов всех выявляемых дефектов» [28].

Изложенные выше исходные данные и будут применены при дальнейшем исследовании данной темы.

1.3 Перечень выявленных проблем, рисков для безопасной эксплуатации объектов для хранения нефти

Исходя из приведенного в предыдущем разделе анализа аварий на объектах хранения нефти можно заключить, что значительная доля аварий на

резервуарах, как, впрочем, и на остальных опасных производственных объектах отрасли носит организационный характер, связанный, в том числе, с недостаточной организацией производственного контроля за промышленной безопасностью на ОПО, и легко устраним при условии обеспечения должного контроля за соблюдением всех условий, запретов и ограничений, регламентированных нормативными документами в области промышленной безопасности.

В тоже время, снижение частот инициирующих и последующих событий, связанных с возникновением аварий по техническим (организационно – техническим) причинам при условном соблюдении существующих и устоявшихся требований, связанных с проектированием, возведением, ремонтом и эксплуатацией резервуаров задача гораздо более сложная.

В соответствии нормативными статистическими данными, устанавливающими параметры по аварийности и надежности технических устройств и технологических систем, соответствующих отраслевой специфике, частота аварийной разгерметизации резервуаров (1/год) составляет:

- полное разрушение, мгновенный выброс продукта - 1×10^{-5} ;
- истечение через отверстие эффективным диаметром 10 мм - 1×10^{-4} [18].

В тоже время, принимая во внимание значительные условные допущения при формировании нормативно закреплённой статической частоты возникновения такого типа аварии и то, что указанная статистическая величина определена из существующих в настоящее время требований и условий, связанных с проектированием, изготовлением, возведением, эксплуатацией и ремонтом резервуаров, можно принять, что данная статистическая величина является условной и может быть изменена при условии существенных нововведений, касающихся, проектирования (например - оснащения резервуаров дополнительными средствами ПАЗ),

изготовления и технического обслуживания (диагностирования), позволяющих повысить безопасность объекта.

Для оценки частоты инициирующих и последующих событий в анализируемых сценариях аварий будут применены «экспертные специальные знания в области аварийности и травматизма на ОПО, надежности технологических систем» [18], позволяющие оценить вероятность возникновения аварийного события экспертно, в соответствии с градацией, приведенной в таблице 3 и составленной на основе существующих рекомендаций Ростехнадзора [4], [18], [21].

Таблица 3 – Частоты возникновения аварийных событий

Частота возникновения событий, год ⁻¹		
Частое событие	> 1	Вероятно частое возникновение события
Вероятное событие	$1 - 10^{-2}$	Возможно несколько наблюдений данного события за срок эксплуатации
Возможное событие	$10^{-2} - 10^{-4}$	Возможно одно наблюдение данного события за весь срок эксплуатации
Редкое событие	$10^{-5} - 10^{-6}$	Событие маловероятно, но возможно хотя бы раз за срок эксплуатации
Практически невероятное событие	$< 10^{-6}$	Событие настолько маловероятно, что вряд ли будет наблюдаться даже один раз за весь срок эксплуатации

Иницирующим событием аварии резервуара вследствие его физического износа принимается образование трещины в обечайке или днище резервуара. Экспертная оценка частоты возникновения инициирующего события «образование сквозной трещины» выполненная по методу «Анализ видов, последствий и критичности отказов» приведена в экспертном листе (таблица 4).

Таблица 4 – Экспертный лист оценки вероятности возникновения события «образование сквозной трещины»

Наименование оцениваемого события	Образование сквозной трещины в обечайке (днище) резервуара
Возможные причины возникновения события	«1. Коррозионный износ элементов конструкций резервуаров (днищ, стенок);

Продолжение таблицы 4

Наименование оцениваемого события		Образование сквозной трещины в обечайке (днище) резервуара
		2. Деформации геометрической формы резервуаров (хлопуны днищ, вмятины и выпучины корпусов, осадка оснований); 3. Дефекты сварных швов (отпотины, свищи, трещины, непровары)» [28]; 4. Технологические причины (превышение разрешенных параметров работы резервуара).
Последствия события	На рассматриваемом уровне	Разгерметизация резервуара, пролив нефти (нефтепродукта)
	На вышестоящем уровне	Пожар пролива, взрыв топливо-воздушной смеси паров нефти и нефтепродуктов, образовавшейся на месте пролива
Способы и средства обнаружения предпосылок события		1. Проведение частичного диагностирования в соответствии с установленным графиком диагностирования; 2. Проведение полного технического диагностирования в соответствии с установленным графиком; 2. В случае выявления дефектов, а так-же в результате последствий стихийных бедствий (природные явления) требующих вывода резервуара в ремонт осуществлять проведение внеочередного технического диагностирования; 3. Проведение ежемесячного контроля технического состояния резервуара квалифицированными специалистами организации - владельца резервуара; 4. Установление систематического наблюдения за осадкой основания днища резервуара; 5. Ежедневный внешний осмотр резервуара с целью обнаружения утечек, повреждений стенок резервуара, признаков деформаций, состояния защитных покрытий.
Экспертная вероятность (частота) возникновения события, 1/год		Возможное событие (вероятность возникновения события – 1×10^{-4})

Таким образом, в результате экспертной оценки частоты иницирующего события «образование трещины» вероятность возникновения данного события оценена как «возможное событие».

2 Методы и средства повышения износостойкости оборудования при хранении нефти

2.1 Анализ методов и средств повышения износостойкости оборудования для хранения нефти

Несмотря на использование современных технологий и достигнутый на сегодняшний день опыт в проектировании и строительстве резервуаров, аварии на данных объектах не являются таким уж редким явлением. При эксплуатации резервуаров проявляются различные дефекты, снижающие надежность резервуаров и приводящие к авариям различной степени опасности.

Анализ всех существенных факторов, влияющих на износостойкость резервуаров показал, что основными факторами, влияющими на техническое состояние резервуаров, являются:

- ошибки, допущенные при проектировании резервуаров;
- «- дефекты, допущенные при изготовлении, возведении резервуаров и монтаже вспомогательных конструкций резервуаров;
- дефекты, появляющиеся в процессе эксплуатации резервуаров (коррозионный износ основного металла и сварных швов, трещины и деформации конструкций; неравномерная осадка оснований)» [28].

С целью обеспечения надежности и безопасной эксплуатации резервуаров для хранения нефти (нефтепродуктов), при проектировании резервуаров должен быть соблюден ряд принципов и выполнены определенные требования, установленные к проектированию национальными и отраслевыми стандартами, техническими регламентами.

Для обеспечения надежности и безопасности резервуаров все проектируемые резервуары должны обладать достаточной несущей способностью при самых неблагоприятных нагрузках и воздействиях, которые

могут возникнуть как на стадии всего срока эксплуатации резервуара, так и в процессе его строительства.

Для обеспечения большого срока службы резервуаров, как правило, необходимо обеспечить следующее сочетание факторов:

- правильный выбор материала для изготовления элементов резервуаров;
- соблюдение требований по исключению дефектов сварных соединений;
- учет всех возможных воздействий на элементы резервуаров, таких как силовые воздействия, воздействия температурных расширений, коррозия;
- оптимальный выбор по основаниям, фундаментам и металлоконструкциям резервуара;
- выбор методов защиты от коррозионно–эрозионных воздействий на элементы резервуара;
- наличие достаточных допусков, предусмотренных на изготовление и монтаж конструкций резервуаров.

Существенным фактором является коррозионная защита резервуара. Правильно выбранный способ защиты от коррозии резервуара может существенно повысить расчетный срок его службы. «При наличии антикоррозионной защиты несущих и ограждающих конструкций срок службы резервуара должен обеспечиваться принятой системой защиты от коррозии, имеющей гарантированный срок службы не менее 10 лет» [5].

Если в силу различных причин, при проектировании резервуаров планируется использование антикоррозионной защиты со сроком защиты менее 10 лет, толщина элементов резервуара должны быть увеличена за счет наличия припуска на коррозию.

Назначенный проектной и рабочей документацией срок службы резервуара должен быть обоснован обязательностью соблюдения и выполнения требований нормативно - технических документов по регламенту

обслуживания и ремонта, в который должны быть включены требования по диагностике элементов резервуаров и вспомогательных технических устройств резервуара.

При проектировании резервуара должны быть учтены следующие параметры, позволяющие обеспечивать его надежность:

- «а) характеристика сечений основных несущих и ограждающих конструкций;
- б) свойства стали;
- в) качество сварных соединений;
- г) допуски при изготовлении и монтаже элементов конструкций» [5].

При этом, расчетные нагрузки должны учитывать:

- «- все виды нагрузок и воздействий в соответствии с функциональным назначением и конструктивными решениями;
- климатические, сейсмические и технологические нагрузки и воздействия;
- изменение расчетных сечений с учетом коррозионного износа» [5].

Для того, чтобы все указанные выше параметры были учтены, перед началом проектирования резервуара должно быть разработано подробное техническое задание, в котором указываются, в том числе, следующие исходные данные:

- тип резервуара;
- срок службы резервуара;
- годовое число циклов опорожнений - заполнений резервуара;
- геометрические размеры резервуара;
- технологические параметры эксплуатации резервуара;
- физические и химические свойства среды в резервуаре;
- температуры продукта;
- рабочие и расчетные уровни налива продукта в резервуар;
- климатические характеристики площадки размещения резервуара;
- сейсмическая балльность площадки строительства (по шкале MSK-64);

- нагрузка от веса теплоизоляции резервуара (при наличии);
- припуски на коррозию для элементов резервуара;
- скорость заполнения – опорожнения резервуара.

Таким образом, толщина элементов резервуаров определяется исходя из минимальной расчетной толщины с добавлением припусков на коррозию, эрозию и допусков на металлопрокат. При этом значение припуска на коррозию должно определяться исходя из степени агрессивности хранимого продукта, который определяется скоростью коррозионного повреждения металла.

Исходными данными являются для проектирования защиты от коррозии являются:

- сведения о климатических условиях и влажностном режиме района места возведения резервуара;
- вид и концентрация агрессивного вещества на площадке размещения резервуара;
- физические, биологические и природные воздействия на строительные конструкции;
- результаты инженерно–геологических изысканий площадки строительства (состав, уровень и направление потока подземных вод, наличие в грунте и подземной воде веществ, агрессивных к материалам строительных конструкций, наличие токов утечки).

Кроме этого, инженерно-геологические изыскания самой строительной площадки должны определяться свойства грунтов и наличие подземных вод на глубине не менее глубины заложения строительных конструкций. Результаты изысканий должны содержать так же информацию о прогнозируемом изменении уровня подземных вод [24].

Наибольшее распространение получили следующие методы защиты от коррозии:

- поверхностная обработка специальными антикоррозионными составами для создания защитного лакокрасочного покрытия;

- использование протекторной защиты (вида катодной защиты, при котором к элементам резервуара (являющегося катодом) присоединяют протекторы (аноды), изготовленные из металла с более высоким, чем у металла резервуара, электроотрицательным потенциалом, в результате чего участки поверхности металлов, имеющих наиболее отрицательный потенциал разрушаются в первую очередь) [32];
- нанесение слоя металла (создание на поверхности стали дополнительного слоя стали, устойчивого к воздействию среды) [3332];
- создание комбинированных покрытий (состоящих из лакокрасочных и металлических покрытий).

Окончательный выбор решения по коррозионной защите определяется технико-экономическим обоснованием, с учетом обеспечения следующих моментов:

- надежность и долговечность объекта;
- экономической целесообразности (минимума затрат на устройство и эксплуатацию при максимально-возможной эффективности);
- наиболее полного раскрытия всех физико-механических свойств примененных материалов;
- максимальной технологичности процесса обустройства коррозионной защиты;
- отсутствия влияния негативных факторов примененных материалов;
- оптимальных гигиенических условий для строительного и эксплуатационного персонала;
- пожаровзрывобезопасности [27].

Проектирование сварных соединений и швов соединений элементов резервуаров должно быть выполнено в соответствии с требованиями нормативных документов, устанавливающих требования к сварке.

Для того чтобы обеспечить конструкционную прочность и геометрическую устойчивость резервуаров при эксплуатации, а так - же в

процессе возведения резервуаров, допускается установка колец жесткости на стенках резервуаров (верхнее (ветровое) кольцо - для резервуаров без стационарной крыши (либо с крышей, но имеющую недостаточную несущую способность); верхнее опорное кольцо – в случаях, если в соответствии с расчетами запас прочности стенок недостаточен; промежуточные ветровые кольца – при наличии таких дополнительных факторов как ветровые и сейсмические воздействия). Ветровые кольца усиления жесткости в верхней наружной части обечайки размещаются, как правило, на расстоянии более 60 см от верхнего края обечайки [29].

Для получения мелкозернистой структуры листовая сталь на заводе-изготовителе подвергается термической или термомеханической обработке.

Расчет конструкций стационарных крыш должен быть проведен на «три сочетания нагрузок: - основное, второе основное и особое:

а) основное сочетание воздействий от:

- собственного веса элементов крыши;
- веса стационарного оборудования;
- веса теплоизоляции;
- веса снегового покрова при симметричном и несимметричном распределении снега на крыше;
- внутреннего относительного вакуума в газовом пространстве резервуара;

б) второе основное сочетание воздействий от:

- собственного веса элементов крыши;
- веса стационарного оборудования;
- веса теплоизоляции;
- избыточного давления;
- отрицательного давления ветра;

в) особое сочетание воздействий от инерционных вертикальных нагрузок крыши и оборудования, а также от нагрузок первого основного сочетания воздействий с соответствующими

коэффициентами комбинаций воздействий из действующих нормативных документов» [5].

Для обеспечения отвода осадков конструкция резервуаров с плавающей крышей должна иметь устройства спуска ливневых вод за пределы резервуара через специальную систему водослива.

Кроме этого, для аварийных случаев, когда устройства ливневых спусков вод будет не справляться, должны быть предусмотрены системы аварийного спуска ливневых вод непосредственно в резервуар (в продукт, хранимый в резервуаре) [5].

В плавающих крышах должны быть предусмотрены предохранительные вентиляционные клапаны (количество которых определяется расчетом, но должно быть не менее двух). Клапаны должны открываться при опирании плавающей крыши на специальных опорных стойках и должны предохранять плавающую крышу от образования внутренних напряжений, которые могут вызвать повреждения при заполнении или опорожнении резервуара. Плавающая крыша должна рассчитываться исходя из возможности обеспечения несущей способности и плавучести при нагрузках как размещаясь на опорах, так и на плавучесть.

Резервуары со стационарными крышами и плавающими понтонами должны иметь систему вентиляционных патрубков, обеспечивающих аэрацию надпонтонного пространства с целью недопущения создания в нем взрывопожароопасных концентраций паров горючих веществ.

«Для усиления стенок резервуаров в местах врезок монтаж патрубков и люков в стенки резервуаров (за исключением патрубков диаметром до 65 мм включительно в стенке толщиной не менее 6 мм) должны быть усилены листовыми накладками (усиливающими листами), накладываемыми по периметру этих отверстий. При этом, в одном листе стенки допускается размещение не более четырех врезок номинальным диаметром более 300 мм. При количестве врезок больше четырех лист стенки должен быть подвергнут термообработке» [5].

«Анкерное крепление стенки резервуара должно быть рассчитано на воздействие следующих нагрузок:

- внутреннее избыточное давление;
- изменение гидростатических нагрузок (нагрузок, возникающих при заполнении – опорожнении резервуара);
- ветровые нагрузки,
- сейсмические нагрузки,

причем расчет анкерного крепления должен быть выполнен таким образом, чтобы при критических значениях нагрузок, превышающих расчетные значения, происходило разрушение анкерных болтов, но не узла крепления анкера со стенкой резервуара» [5].

«Стали, используемые для изготовления конструкций резервуаров, должны соответствовать требованиям действующих стандартов и технических условий» [5].

В связи с тем, что прочностные свойства металлов имеют различные характеристики в зависимости от температуры, в качестве расчетной температуры металла, при которой необходимо производить механические расчеты, необходимо «принимать наиболее низкое из двух следующих значений:

- минимальная температура хранимого продукта;
- температура наиболее холодных суток для данной местности (минимальная среднесуточная температура), повышенная на 5 °С». [5].

Для обеспечения устойчивости резервуара, сохранения вертикальности его стенок при разработке проектной документации для оснований и фундаментов резервуаров необходимо руководствоваться требованиями действующих нормативных документов.

Если деформационные характеристики грунта под основанием резервуара, подтвержденные инженерно-геологическими изысканиями, могут обеспечить удовлетворительные значения относительно осадки резервуаров, эти грунты допускается применять в естественном состоянии в качестве

основание для резервуара. На грунтах, чьи деформационные характеристики не позволяют соблюсти допустимые значения осадки резервуаров, должен быть разработан проект, предусматривающий меры по их упрочнению. В самых неблагоприятных условиях должно быть спроектирован свайный фундамент. «В случае, если изыскания показали наличие на площадке так называемых просадочных грунтов, просадочные свойства этих грунтов должны быть либо устранены в пределах всей просадочной толщи, либо должны быть выполнены свайные фундаменты с глубиной залегания, полностью прорезающей просадочную толщу грунта» [23]. Уровень статической нагрузки на днище резервуара должен определяться по максимальному уровню налива резервуара и максимальной плотности хранимого в резервуаре вещества (либо, в случае если плотность хранимого в резервуаре вещества ниже плотности воды, в связи с тем, гидроиспытания резервуара производят водой, в расчетах должна быть принята плотность воды).

При проектировании оснований резервуаров должны быть соблюдены следующие условия:

- исходные данные для проектирования должны быть собраны, систематизированы, проанализированы и интерпретировать специалистами, имеющими соответствующую и подтвержденную квалификацию;
- проектирование должно быть выполнено специалистами, обладающими подтвержденной квалификацией;
- в случае, если строительные изделия производятся непосредственно на строительной площадке должен быть обеспечен соответствующий контроль качества по месту;
- строительные и монтажные работы должен выполнять квалифицированный, имеющий подтвержденную квалификацию персонал;

- используемые материалы и изделия должны удовлетворять всем требованиям проекта и технических условий и иметь подтверждение своего качества [23].

Таким образом, для обеспечения надежной и долговечной эксплуатации резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов при проектировании резервуаров должны быть соблюдены следующие основные требования и принципы проектирования:

- обеспечение надежности резервуаров за счет обеспечения требуемой несущей способности при самых неблагоприятных сочетаниях нагрузок и воздействий;
- обеспечение длительной службы резервуаров за счет верного выбора материала, учета всех видов воздействий (температурных, силовых и коррозионных), выбора оптимальных конструктивных решений и способов защиты от коррозии;
- выполнение расчета нормативного срока службы статически нагружаемых резервуаров в соответствии с регламентированным коррозионным износом конструкций резервуаров;
- увеличение толщины элементов резервуаров за счет припуска на коррозию;
- обеспечение требований, предъявляемых к качеству сварных соединений;
- учет всех внешних воздействий и нагрузок (климатических, технологических, сейсмических).

Основные причины возникновения дефектов резервуаров, допущенные при изготовлении и монтаже резервуаров обусловлены, как правило, недостаточным качеством работ во время изготовления, монтажа резервуаров и низким уровнем соблюдения контроля за ходом строительства и при приемке резервуаров в эксплуатацию. Для исключения этих дефектов при проектировании должны быть тщательно разработаны проект организации

строительства и соответствующие разделы рабочей документации, в которых, в том числе, должны быть предусмотрены:

- технологическая последовательность монтажа элементов резервуара и правильная последовательность выполнения сварки металлоконструкций;
- мероприятия по обеспечению точности сборки элементов, прочности и устойчивости конструкций в процессе монтажа;
- виды и порядок применения подъемных сооружений и механизмов;
- виды и порядок применения приспособления и такелажной оснастки;
- технологические карты проведения испытаний резервуара.

Для обеспечения надежности резервуаров для нефти и нефтепродуктов на стадии их строительства должны быть учтены соблюдены следующие меры:

- исключено возникновение дефектов, допущенных при изготовлении и монтаже резервуаров, обусловленных низким качеством работ при изготовлении и монтаже резервуаров и недостаточным уровнем контроля при выполнении строительства и ходе выполнения приемки резервуаров в эксплуатацию;
- «выполнены требования по разработке проекта организации строительства и соответствующих разделов рабочей документации;
- выполнены требования, предъявляемые к технологической последовательности монтажа и сварки металлоконструкций;
- соблюден порядок применения грузоподъемных и тяговых механизмов и порядок применения приспособления и такелажной оснастки;
- обеспечено применение требуемых и сертифицированных оборудования, инструмента и материалы для производства монтажно-сварочных работ;
- обеспечено выполнение всех видов и соблюдены объемы контроля, в том числе входного контроля металлоконструкций резервуаров;

- соблюдены мероприятия, обеспечивающие требуемую точность сборки элементов, пространственную неизменяемость, прочность и устойчивость конструкций в процессе монтажа;
- обеспечены требования к качеству сборочно-сварочных работ; операционному контролю качества выполнения работ;
- соблюдены требования к технологическим картам проведения испытаний резервуара;
- соблюдены требования к обустройству зон монтажной площадки;
- соблюдены требования по сборке и монтажу конструкций резервуаров по месту» [5].

Монтажная площадка должна быть выполнена в полном соответствии со специальным разделом проектной документации и включать в себя:

- «- площадки для работы и перемещения подъемно-транспортных механизмов;
- временные дороги;
- временные инженерные сети;
- площадки временного складирования;
- средства пожаротушения;
- необходимые временные здания и сооружения» [5].

«При производстве монтажных работ запрещаются ударные воздействия на сварные конструкции из сталей с пределом текучести не более 390 МПа при температуре ниже минус 25 °С и с пределом текучести более 390 МПа - при температуре ниже 0 °С» [5].

До начала монтажа резервуара все работы по возведению и приемке основания и фундамента и должны быть завершены. Размеры оснований и фундаментов должны соответствовать проектным значениям.

Металлоконструкции резервуара для последующего монтажа должны пройти входной контроль «комиссией, состоящей из представителей заказчика и подрядчика, осуществляющего возведение резервуара, с оформлением акта установленной формы, при котором проверяются, в том

числе, результаты измерений и испытаний при проведении заводского входного контроля металлопроката и сертификаты на сварочные материалы» [5].

«При сборке днища резервуара, в связи с тем, что доступ к днищу будет фактически невозможен, крайне важно, чтобы была обеспечена сохранность основания резервуара и его гидроизолирующего слоя от воздействия различных монтажных нагрузок. Предельные отклонения размеров и формы смонтированного днища резервуара не должны превышать нормативных значений» [5].

Монтаж конструкций стенки выполняют в точном соответствии с проектной документацией. Предельные отклонения размеров и формы стенки резервуара не должны превышать нормативных значений.

Монтаж стационарных крыш выполняется по разработанному плану проведения работ, «при разработке технологии монтажа стационарных крыш резервуаров необходимо учитывать как монтажные нагрузки на крышу в целом, так и на ее конструктивные элементы в отдельности. Для обеспечения компенсации от монтажных нагрузок следует устанавливать временные распорки, опоры, подвесы, растяжки, и другие устройства, препятствующие возникновению деформаций. Предельные отклонения размеров и формы смонтированной крыши резервуара не должны превышать нормативных значений» [5].

Сборка и монтаж понтона или плавающей крыши проводится после сборки и контроля на герметичность днища резервуара. Отклонения размеров и формы понтона или плавающей крыши выше нормативных значений не допускаются.

Монтаж люков и патрубков на резервуаре следует выполнять в соответствии с требованиями по допускаемым расстояниям между сварными швами.

При сборке конструкций резервуара по месту должно быть обеспечено качество выполнения монтажно – сварочных работ, для чего должен быть

обеспечен операционный контроль за выполнением работ. Объем, последовательность выполнения всех монтажных и сварочных работ должны быть определены в журнале и строго фиксироваться.

Для документирования контрольных замеров, проводимых в ходе монтажных работ, должны оформляться исполнительные схемы, которые должны предоставляться заказчику при сдаче резервуаров в эксплуатацию при сдаче резервуара. За ходом проведения строительных и монтажных работ должен осуществляться авторский надзор специалистами проектной организации, которая разработала проект.

Сварка конструкций резервуаров при изготовлении и монтаже должна обеспечивать высокое качество сварных швов в соответствии с требованиями нормативных документов. Организации, которые осуществляют сварочные работы (в независимости от того, являются они изготовителями, или монтажными организациями) должны разрабатывать операционные технологические карты по сварке и контролю сварных соединений, в соответствии с которыми должны обеспечиваться качественные сварные соединения, соответствующие требованиям проекта и рабочей документации. «Заводскую сварку резервуарных конструкций следует выполнять в соответствии с утвержденным технологическим процессом; монтажную сварку резервуарных конструкций следует выполнять в соответствии с указаниями проекта производства работ. Механические свойства и геометрические параметры сварных соединений не должны отклоняться от соответствующих регламентированных значений» [5].

Контроль качества сварных соединений должен обеспечиваться следующими видами контроля:

- «- визуально-измерительный контроль всех сварных соединений резервуара;
- контроль герметичности (непроницаемости) сварных швов;

- капиллярный метод (цветная дефектоскопия), магнитопорошковая дефектоскопия для выявления поверхностных дефектов с малым раскрытием;
- физические методы для выявления наличия внутренних дефектов: радиографического или ультразвукового контроля;
- механические испытания сварных соединений образцов;
- гидравлические и пневматические прочностные испытания конструкции резервуара» [5].

Конкретные методы контроля сварных соединений конструкций резервуаров определены в зависимости от зоны контроля. Нормативы оценки дефектности сварных швов или значения допустимых дефектов должны быть указаны в проектной документации. [22]

Несмотря на то, что обеспечение необходимого уровня надежности и долговечности резервуара закладывается на стадиях проектирования и строительства, большое значение для безаварийной работы резервуаров имеют условия эксплуатации резервуаров, такие как:

- «- режимы их работы (хранение, режим транзита, прием – откачка);
- состав хранимого нефтепродукта;
- климатические условия, в которых осуществляется эксплуатация;
- уровень заполнения резервуаров» [3].

Основными факторами, воздействующими на резервуары в процессе их эксплуатации являются:

- «- деформация резервуаров (вызванные неравномерной осадкой резервуаров; гидростатическим давлением хранимого нефтепродукта; колебаниями температуры окружающей среды и нарушениями правил технической эксплуатации резервуаров);
- коррозионное воздействие хранимого в них нефтепродукта» [3].

Деформации резервуаров в процессе их эксплуатации происходят из-за того, что в процессе эксплуатации конструкция резервуара подвергается

воздействию целой гаммы различных нагрузок, влияющих на износостойкость резервуара.

«Наиболее активно процессы накопления усталостных повреждений проходят в зонах, потенциально являющихся концентраторами напряжений» [2].

Основной и самой значимой эксплуатационной нагрузкой на резервуар является гидростатическое давление столба жидкости, находящейся в нем.

«Помимо гидростатического давления, на резервуар оказывают влияние такие факторы, как:

- возможное образование вакуума;
- возможное образование избыточного давления паров в газовом пространстве;
- возникновение существенных вибраций при сливе и заливе нефтепродуктов;
- различные температурные воздействия;
- сейсмические воздействия;
- деформации грунта под основанием резервуара вследствие воздействия различных геологических воздействий;
- вес снегового покрова в зимний период времени.

Кроме этого, на наружную поверхность резервуара в процессе эксплуатации также оказывают интенсивное воздействие различные внешние факторы (относительная влажность воздуха, осадки, солнечная радиация, коррозионно - активные газы, ветер)» [3].

В свою очередь, эксплуатационные нагрузки подразделяются на «постоянные и временные (которые в свою очередь можно подразделить на кратковременные, длительные, особые)» [3].

К постоянным нагрузкам относятся нагрузки, которые оказывают воздействие на резервуар в течение всего жизненного цикла резервуара (от изготовления резервуара до его демонтажа). К ним относятся: - собственный

вес элементов конструкции резервуара; - напряжения, которые неизбежно сохраняются в резервуаре после окончания его возведения.

«К кратковременным нагрузкам относится вес людей и строительных материалов на конструкциях резервуаров, вес материалов при ремонтных работах на объекте, нагрузки от временного оборудования, инструментов и приспособлений, а также действие ветрового потока во время выполнения монтажа резервуара.

К группе длительных нагрузок относятся нагрузки, которым подвергается конструкция резервуара на протяжении всего своего срока службы.

К таким нагрузкам относятся:

- гидростатическое давление хранимой в резервуаре жидкости;
- снеговая нагрузка на резервуар;
- климатические воздействия от внешней среды;
- температурные воздействия хранимых в резервуаре нефтепродуктов;
- избыточное давление паров в газовом пространстве;
- разрежение, возникающие при сливе хранимого продукта;
- деформации основания резервуара от незначительного оседания грунта;
- вибрационные воздействия, возникающие при сливе – наливе среды в резервуар.

К особым нагрузкам относятся следующие виды нагрузок:

- нагрузки, вызываемые резкими нарушениями технологического процесса хранения продукта в резервуаре;
- нагрузки, которые воздействуют на конструкцию резервуара при возникновении неисправности или поломки технических устройств, размещенных или связанных с резервуаром;
- нагрузки, вызванные значительными деформациями в основании или стенке резервуара;

- сейсмические воздействия на резервуар, а также воздействия, вызванные различного рода воздействиями на грунты в районе размещения резервуара вследствие строительных и горно - добывающих работ» [3].

Из всех перечисленных выше нагрузок наиболее значительное влияние на напряженно – деформированное состояние резервуара оказывают нагрузки, указанные на схеме, изображенной на рисунке 3.

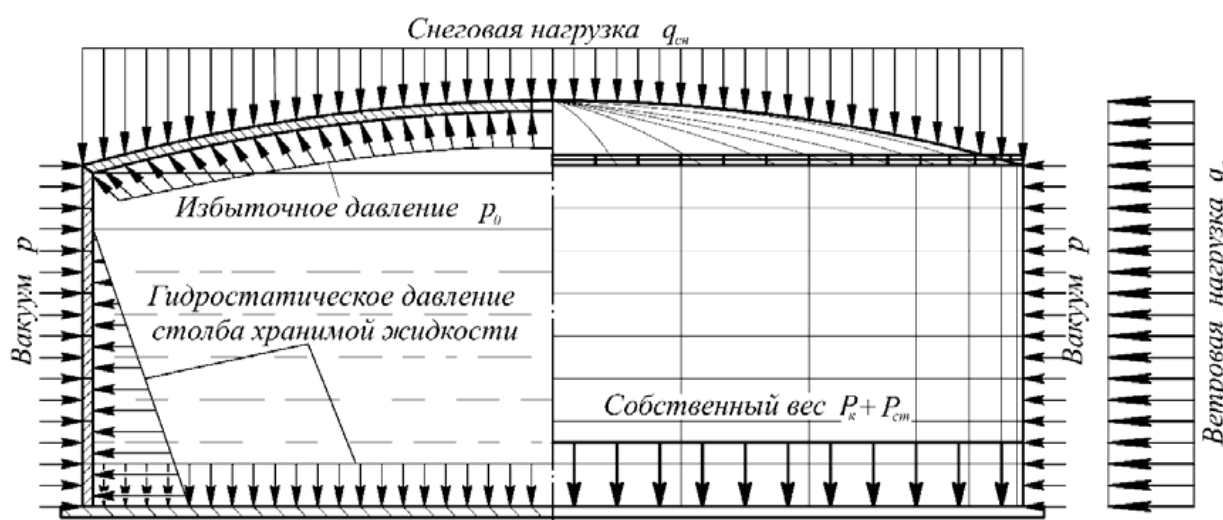


Рисунок 3 – Схема действия эксплуатационных нагрузок на конструкцию резервуара

В связи с тем, что практически все приведенные выше факторы действуют на конструкцию резервуаров одновременно, в результате совокупного воздействия различных комбинаций рассмотренных нагрузок на резервуары прочность и устойчивость их конструктивных элементов заметно снижается, что, в самых неблагоприятных ситуациях, может привести к их разрушениям.

«Защита резервуаров от коррозии должна проводиться:

- в отношении наружных поверхностей резервуаров - на основании анализа условий эксплуатации резервуаров, таких как климатические, атмосферные и иных воздействия на наружные поверхности;

- в отношении внутренних поверхностей - исходя из вида и степени агрессивного воздействия хранимого продукта и его паров на внутренние поверхности.

Как правило, для защиты резервуаров от коррозии рекомендуется применять лакокрасочные или металлизационно - лакокрасочные антикоррозионные покрытия со сроком службы не менее 10 лет для внутренней поверхности и 15 лет для наружной поверхности» [1].

«Антикоррозионные покрытия внутренних поверхностей резервуаров должны удовлетворять следующим условиям:

- быть устойчивыми к воздействию нефти, нефтепродуктов, подтоварной воды;
- обладать хорошей адгезией к грунтовочному слою или основному металлу (в зависимости от технологии нанесения);
- не вступать в реакцию с хранимыми продуктами и не оказывать влияния на их кондицию;
- быть стойкими к растрескиванию;
- обеспечивать совместимость деформаций с корпусом резервуара (с учетом различных толщин стенки по высоте) при заполнении и опорожнении;
- обладать износостойкостью на истирание (в резервуарах с плавающими крышами и понтонами) и долговечностью;
- сохранять адгезионные свойства, механическую прочность и химическую стойкость в расчётном диапазоне температур;
- сохранять защитные свойства при совместной работе с электрохимической, катодной и протекторной защитой;
- быть технологичными при нанесении и соответствовать температуре и относительной влажности воздуха во время выполнения работ» [1].

При выборе защитных покрытий и назначении припусков на коррозию следует учитывать степень агрессивного воздействия среды на элементы

металлоконструкций внутри резервуара и его наружные поверхности, находящиеся на открытом воздухе.

Так, значения припуска составляют:

- «- для слабоагрессивной среды – значение припуска не более 0,05 мм в год;
- для среднеагрессивной среды - от 0,05 до 0,5 мм в год;
- для сильноагрессивной среды - более 0,5 мм в год» [5].

Степень агрессивного воздействия среды на элементы металлоконструкций внутри резервуара приведена в таблице 5 [5].

Таблица 5 – Воздействие среды на элементы резервуара

Элемент конструкций резервуаров	Степень агрессивного воздействия продуктов хранения на стальные конструкции внутри резервуара				
	Сырая нефть	Мазут, гудрон, битум	Дизельное топливо, керосин	Бензин	Пластовая вода
1 Внутренняя поверхность днища и нижний пояс на высоте 1 м от днища	СрА	СрА	СрА	СлА	СА
2 Средние пояса и нижние части понтонов и плавающих крыш	СлА	СлА	СлА	СлА	СА
3 Кровля и верхний пояс, бортовые поверхности понтона и плавающих крыш	СрА	СрА	СрА	СрА	СА
Примечания: 1) СА – сильноагрессивная; СрА – среднеагрессивная; СлА – слабоагрессивная; 2) При содержании в сырой нефти сероводорода в концентрации свыше 10 мг/дм³ или сероводорода и углекислого газа в любых соотношениях степень агрессивного воздействия (см. показатели 1 и 3) повышается на одну ступень; 3) Для бензина прямогонного (см. показатель 2) - повышается на одну ступень. 4) При содержании в пластовой воде сероводорода в концентрации ниже 10 мг/дм³ или сероводорода и углекислого газа в любых соотношениях степень агрессивного воздействия на кровлю снижается на одну ступень. 5) При периодическом смачивании поверхности конструкций или при повышении температуры стоков с 50 до 100 °С в закрытых резервуарах без деаэрации следует принимать сильноагрессивную степень воздействия среды.					

«Для защиты от коррозии наружной поверхности днищ резервуаров необходимо соблюсти следующие условия:

- конструкция фундаментов и оснований под резервуары должно обеспечивать отвод грунтовых вод и атмосферных осадков от днища;
- для обеспечения гидрофобности слоя под днищем резервуара целесообразно выполнение слоя подсыпки из битумно-песчаной смеси, причем применяемые песок и битум не должны содержать коррозионно-активных агентов» [5], [31].

Рекомендуемое конструктивное решение по устройству фундаментов резервуаров показано на рисунке 4.

Для обеспечения надежности резервуаров для нефти и нефтепродуктов на стадии их эксплуатации должны быть соблюдены следующие меры:

- соблюдены требования к разработке инструкции по эксплуатации резервуаров;
- соблюдены требования, предъявляемые к обеспечению проведением регулярного двухуровневого диагностирования с оценкой технического состояния и проведением ремонтов (при необходимости) резервуаров;
- соблюдены технические и организационные решения, призванные предотвратить эти дефекты (организация контроля за техническим состоянием резервуара, включающий в себя внешний осмотр поверхности резервуара для обнаружения утечек, повреждений стенки, признаков осадки основания, состояния отмостки, осмотр понтона через смотровые люки, осмотр плавающей крыши, защитных лакокрасочных покрытий и оборудования; выполнение работ по техническому диагностированию резервуара; организация мониторинга герметичности днища в конструкции резервуара в основании резервуара).

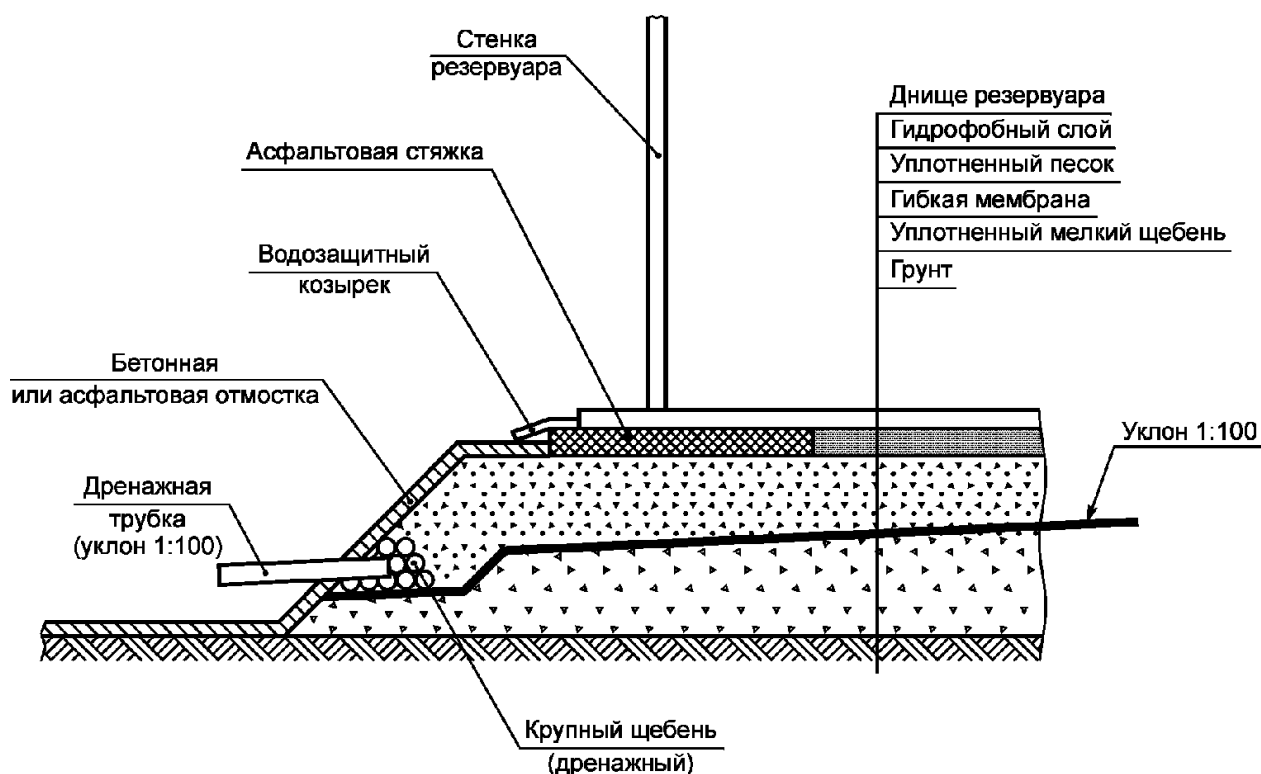


Рисунок 4 – Конструктивное решение по устройству фундаментов резервуаров

В период эксплуатации резервуары в плановом порядке подвергаются частичному и полному техническому диагностированию.

«Рекомендуемая периодичность проведения технического диагностирования резервуаров составляет:

- для резервуаров РВС, РВСП, РВСПА, РВСПК, удовлетворяющих требованиям к длительной безопасной эксплуатации при сроке эксплуатации до 20 лет включительно:
 - частичное техническое диагностирование проводится один раз в 10 лет после пуска в эксплуатацию, последнего технического диагностирования или ремонта;
 - полное техническое диагностирование проводится не реже чем один раз после пуска в эксплуатацию или через 10 лет после частичного технического диагностирования;

- для резервуаров РВС, РВСП, РВСПА, РВСПК, удовлетворяющих требованиям к длительной безопасной эксплуатации при сроке эксплуатации более 20 лет:
 - частичное техническое диагностирование проводится один раз в 5 лет после последнего технического диагностирования или ремонта;
 - полное техническое диагностирование проводится один раз в 10 лет после последнего ремонта или через 5 лет после частичного технического диагностирования;
- для остальных резервуаров при сроке эксплуатации более 20 лет:
 - частичное техническое диагностирование - не реже одного раза в 4 года;
 - полное техническое диагностирование - не реже одного раза в 8 лет» [20].

Применяемые при техническом диагностировании резервуаров методики и средства контроля должны позволять гарантированно выявлять все дефекты и повреждения. Применение средств диагностики и измерений, не прошедших аттестацию, метрологическую поверку, имеющих просроченные свидетельства об аттестации, поверке и калибровке не допускается.

Конечной целью оценки технического состояния резервуаров должно быть:

- установление возможности его безопасной эксплуатации в течении определенного срока;
- определение остаточного ресурса безопасной эксплуатации, как в случаях обнаружения дефектов, так и в случаях истечения расчетного (нормативного) срока службы;
- определение возможности эксплуатации сверх расчетного (нормативного) срока службы, а также после аварии на резервуаре или повреждения отдельных конструктивных элементов резервуара [10].

Для оценки технического состояния резервуаров должны быть разработаны программы обследования резервуаров.

Типовая программа частичного обследования резервуара должна, как правило, предусматривать выполнение следующих работ:

- «- анализ технической документации на резервуар (паспорта резервуара, исполнительной документации на строительство резервуара, эксплуатационной документации);
- визуальный и измерительный контроль основного металла и сварных соединений элементов металлоконструкций резервуара с наружной стороны;
- нивелирование наружного контура днища, шахтной лестницы и газоуравнительной системы (при их наличии), верхней кромки наружного кольцевого листа плавающей крыши;
- измерение геометрической формы элементов резервуара: отклонений образующих стенки от вертикали на уровне верха каждого пояса, местных отклонений от проектной формы стенки (вмятин, выпучин) и угловатости в зонах монтажных сварных соединений)» [10];
- «- измерение толщины поясов стенки, листов наружной части окраек днища, кровли (плавающей крыши), ПРП;
- выборочный контроль качества сварных соединений и основного металла элементов металлоконструкций резервуара физическими методами по результатам ВИК;
- измерение твердости основного металла и сварных соединений переносным твердомером;
- проверку состояния лестниц, площадок, переходов, ограждений - элементов, обеспечивающих безопасность работы персонала;
- проверку правильности размещения оборудования на стенке (относительно сварных соединений) и кровле (плавающей крыше) резервуара, наличия и размеров усиливающих накладок, состояния ПРП и стенки резервуара в местах их врезки;

- проверку состояния основания и отстойки;
- для резервуаров с плавающей крышей дополнительно проверка состояния элементов затвора, водоспуска, подвижной лестницы, измерение зазора между верхней кромкой наружного кольцевого листа и стенкой, направляющими и патрубками в плавающей крыше;
- поверочные расчёты несущей способности стенки и кровли резервуара;
- расчёт остаточного ресурса безопасной эксплуатации элементов резервуара (кроме днища и внутренних элементов понтона, центральной стойки);
- анализ результатов обследования, составление заключения о техническом состоянии резервуара, о возможности, условиях и сроке дальнейшей эксплуатации резервуара до следующего обследования» [10].

Типовая программа полного обследования резервуара должна предусматривать выполнение следующих работ:

- «- анализ технической документации на резервуар;
- визуальный и измерительный контроль основного металла и сварных соединений элементов металлоконструкций резервуара с наружной и внутренней сторон;
- визуальный и измерительный контроль состояния силовых элементов кровли с применением оптических средств изнутри резервуара или путем вырезки смотровых проёмов в кровле (по согласованию с владельцем резервуара);
- нивелирование наружного контура днища, нивелирование днища внутри резервуара (при наличии значительных перепадов высот), верхней кромки наружного кольцевого листа плавающей крыши;
- измерение геометрической формы элементов резервуара: отклонений образующих стенки от вертикали на уровне верха каждого пояса, отклонений наружного кольцевого листа и направляющих плавающей крыши от вертикали на высоту (листа, направляющих), местных

- отклонений от проектной формы (вмятин, выпучин) и угловатости в зонах монтажных сварных соединений» [10];
- «- измерение расстояний между понтоном (плавающей крышей) и стенкой резервуара;
- проверку состояния уплотнения между понтоном (плавающей крышей) и стенкой резервуара;
 - проверку состояния антикоррозионной защиты снаружи и изнутри резервуара;
 - контроль герметичности сварных соединений днища, понтона, плавающей крыши, стационарной крыши на ремонтных участках и по результатам ВИК;
 - проверку состояния центральной стойки (при ее наличии);
 - проверку состояния основания (фундамента) и отмостки, фундамента шахтной лестницы и под запорной арматурой;
 - проверку состояния лотков для отвода воды, канализационных колодцев, обвалований и других вспомогательных элементов, обеспечивающих безопасную эксплуатацию резервуара;
 - проверку состояния лестниц: шахтной лестницы, спиральной лестницы, подвижной лестницы, пожарных лестниц, площадок, переходов, ограждений, обеспечивающих безопасность работы персонала; проверку состояния патрубков и трубопроводов;
 - измерение толщин поясов стенки, листов кровли, днища, понтона (плавающей крыши) резервуара;
 - сканирование толщины нижнего участка стенки резервуара;
 - контроль сварных соединений неразрушающими методами (при необходимости)» [10];

«- измерение твердости основного металла и сварных соединений переносным твердомером;

- отбор микрообразцов металла и исследование химического состава, механических свойств и структуры основного металла и сварных соединений (при необходимости);
- механические испытания и металлографические исследования металла и сварных соединений в случаях:
 - отсутствия или недостоверности документации, подтверждающей марку и качество металла основных элементов резервуара;
 - наличия сведений об охрупчивании сварных швов в паспорте резервуара, либо в ремонтной документации;
 - обнаружения трещин (в том числе коррозионного растрескивания);
 - наличия участков с интенсивной пластической деформацией в зонах концентрации напряжений (в местах подгиба кромок, угловатости вертикальных монтажных стыков и др.) и склонности металла к охрупчиванию в этих зонах;
 - значительных коррозионных повреждений;
 - интенсивного циклического режима нагружения резервуара 200 и более циклов в год (так как возможна усталость металла при действии переменных или знакопеременных нагрузок);
 - эксплуатации резервуара сверх нормативного срока службы в районах с зимней температурой минус 40°C;
 - нештатных ситуаций, способствующих изменению свойств металла (например, нагрева резервуара при аварии и пожаре на нем или на соседних объектах);
- поверочные расчёты резервуара на прочность и устойчивость (при необходимости);
- расчёт остаточного ресурса безопасной эксплуатации (срока службы) резервуара;
- составление ведомости дефектов;

- анализ результатов обследования, составление заключения о техническом состоянии резервуара, о возможности, условиях и сроке дальнейшей эксплуатации резервуара до следующего обследования» [10].

Максимально допустимая глубина местной вогнутости или высота местной выпуклости центральной части днища резервуара рассчитывается отдельно для каждого дефекта [30].

В случае выявления в ходе обследований резервуаров локальных деформаций (вмятин, выпучин, угловатостей), проектных ребер и колец жесткости, опорных колец и непроектных усиливающих элементов, заключение о техническом состоянии и возможности его дальнейшей эксплуатации, оценка прочности, устойчивости и долговечности резервуаров проводится на основании проведения расчета напряженно – деформированного состояния резервуара, выполненного по специальной методике с учетом следующих факторов:

- «- отклонений образующих стенки от вертикали;
- локальных деформаций стенки (вмятины и выпучины);
- дефектов угловатости сварного шва на стенке;
- фактической толщины конструкций резервуара;
- снегового и ветрового района расположения резервуара;
- массы опорного и ветровых колец, крыши, оборудования и площадок обслуживания на крыше;
- фактической геометрии и толщины окрайки, поясов стенки, крыши, установленных элементов жесткости, подкладных пластин;
- типов, параметров и расположения сварных соединений стенки;
- марки стали окрайки, поясов стенки, крыши, установленных элементов жесткости, подкладных пластин;
- места расположения локальных деформаций, элементов жесткости и подкладных пластин на стенке резервуара;

- уровня налива продукта при эксплуатации и воды при гидроиспытании;
- плотности продукта» [7].

2.2 Описание и возможность внедрения методов и средств повышения износостойкости оборудования при хранении нефти

Как уже было отмечено выше, статистический анализ происходящих аварийных ситуаций, связанных с резервуарами, показал, что основными неисправности (видами дефектов) стальных резервуаров являются:

- «- коррозионный износ элементов конструкций резервуаров (днищ, стенок, крыш) – порядка 55 процентов всех выявляемых дефектов;
- деформации геометрической формы резервуаров (хлопуны днищ, вмятины и выпучины корпусов, осадка оснований) – порядка 25 процентов всех выявляемых дефектов;
- дефекты сварных швов (отпотины, свищи, трещины, непровары) – порядка 20 процентов всех выявляемых дефектов» [28].

Таким образом, исходя из вышеизложенного, наиболее приоритетным направлением в части повышения надежности резервуаров является своевременное выявление дефектов при эксплуатации резервуаров.

В соответствии со сложившейся на сегодняшний день нормативно – правовой практикой в вопросах регулирования контроля за техническим состоянием резервуаров, в качестве технических и организационных решений, призванных предотвратить эти дефекты, должно быть обеспечено следующее:

- должен быть организован периодический контроль за техническим состоянием резервуара, включающий в себя внешний осмотр поверхности резервуара с целью обнаружения возможных утечек, видимых повреждений стенки, видимых признаков осадки основания резервуара, состояния отстойника, осмотр понтона (при наличии) через смотровые люки, осмотр

плавающей крыши (при наличии), контроль состояния защитных лакокрасочных покрытий и внешний осмотр вспомогательного оборудования;

- должны выполняться работы по техническому диагностированию резервуара (как частичного – без вывода резервуаров из эксплуатации, так и полного – с выводом из эксплуатации), включающие в себя визуальный и измерительный контроль состояния оборудования и все доступные виды инструментального контроля, таких как: ультразвуковая толщинометрия, ультразвуковой контроль сварных соединений и основного металла, геодезический контроль осадки резервуаров, контроль избыточным давлением, капиллярный контроль, магнитопорошковая дефектоскопия, акустико-эмиссионный контроль, радиографический контроль, магнитный контроль, измерение твердости переносными приборами);

- для обеспечения проведения мониторинга герметичности днища в конструкции резервуара в основании резервуара должна устанавливаться система контроля протечек с использованием гибких мембран [20].

Данные требования доказали на практике свою эффективность и действенность, но, в то - же время, в них есть один существенный недостаток – отсутствие требований по осуществлению непрерывного мониторинга технического состояния резервуаров. По сути, прописанные в существующих ныне нормативных документах условия, запреты ограничения, связанные с контролем технического состояния резервуаров разработаны исходя из опыта предыдущей, доцифровой эпохи развития технологий.

Единственным решением по устранению данного пробела является разработка и внедрение системы мониторинга состояния резервуаров за счет применения информационных технологий, позволяющих осуществлять непрерывный контроль комплексных параметров резервуаров, в случае превышения допустимых показателей которых позволяющей оповещать персонал о возникшей аварийной ситуации.

Проведенный анализ перечня дефектов показал, что из всех возможных дефектов дистанционный, постоянный контроль в режиме реального времени может быть осуществлен в отношении следующих опасных факторов:

- утечки хранимого в резервуаре нефтепродукта, вызванные повреждением стенки резервуара;
- деформация резервуара (вызванная неравномерной осадкой резервуара; гидростатическим давлением хранимого нефтепродукта; колебаниями температуры окружающей среды и нарушениями правил технической эксплуатации резервуаров).

Анализ существующих на сегодняшний день методов инструментального контроля перечисленных выше дефектов, как апробированных на практике в течение длительного времени, так и инновационных методов показал, что данные дефекты могут осуществляться:

- 1) в отношении контроля утечек, вызванных повреждениями стенки резервуара – установкой (в дополнение к действующим на сегодняшний день требованиями нормативных документов по установке сигнализаторов датчиков дозрывных концентраций паров нефти и нефтепродуктов (смонтированных по периметру обвалования резервуаров складов (парков) с внутренней стороны на высоте 1,0 - 1,5 м от планировочной отметки поверхности земли и в районе узлов запорно-регулирующей арматуры склада (парка), расположенного за пределами обвалования) и срабатывающих при достижении концентрации паров нефтепродукта 20% от НКПР [19]) датчиков системы обнаружения газовой опасности, смонтированных непосредственно по периметру основания резервуаров, и осуществляющих непрерывный автоматизированный контроль наличия горючих газов на ранних стадиях, в пределах значений ниже установленных нормативными документами 20 % от НКПР;

2) в отношении контроля за деформацией резервуара – установкой программного комплекса, представляющего из себя трехуровневую информационную систему и включающую в себя:

- первичные беспроводные датчики контроля напряженно – деформационного состояния элементов конструкции резервуара;
- подсистему сбора и передачи информации;
- подсистему накопления и обработки информации;
- специальное программное оборудование и автоматизированное рабочее место оператора, основанное на платформе сбора, обработки и управления информацией, использующей стандартный интерфейс прикладного программирования для унифицированного подключения датчиков.

Данная автоматизированная система, предназначенная для технического мониторинга резервуаров позволит в полной мере контролировать текущее состояние резервуаров, анализировать все нагрузки и предупреждать большинство аварийных ситуаций, связанных с превышением предельных деформаций материала.

Разрабатываемая система будет выполнять следующие функции:

- 1) осуществлять регистрацию напряжённно-деформированного состояния в контрольных точках поверхности стенок резервуара как в осевом, так и в продольном направлениях;
- 2) выполнять регулярный опрос всех вышеперечисленных параметров, а так же их сбор и архивацию в базе данных;
- 3) аварийное оповещение при достижении и превышении контрольными параметрами всех допустимых значений;
- 4) визуальное представление данных в виде мнемосхемы, графиков и таблиц [9].

Указанные выше средства инструментального контроля могут применяться вне зависимости от того, применяются ли они на резервуарах,

размещенных на незначительном удалении от оперативного персонала либо на значительном удалении.

В случае применения данных технологий на удаленных объектах, не позволяющих использовать кабельные каналы связи, наиболее целесообразен выбор технологии пакетной трансляции GPRS, представляющей собой надстройку над технологией мобильной связи GSM и интегрированной с сетью Интернет.

В качестве резервной наиболее приемлема технология Circuit Switched Data (CSD) для мобильных сетей стандарта GSM. С использованием этой технологии два GSM-модема могут установить канал связи для последующей передачи данных. Для функционирования такой системы на удалённой точке достаточно соблюдения двух условий – наличия сигнала сотовой связи выбранного оператора на объекте и постоянного электропитания.

Для регистрации напряжённо - деформированного состояния материала стенок резервуара наиболее предпочтительно использовать фольговые тензорезисторы, представляющие из себя решетку из тонколистового металла (фольги) толщиной 5 – 10 мкм, наклеенную на основу (подложку) из пленки, закрепленные на стенках резервуара. Принцип работы фольговых тензорезисторов основан на так называемом тензорезистивном эффекте, то есть на свойстве измерения электрического сопротивления проводника в результате его деформации. Тензорезисторы являются основной составной частью тензодатчиков, применяющихся для косвенного измерения силы, давления, веса, механических напряжений, крутящих моментов. Исходя из значений электрического сопротивления тензорезисторов производится определение упругих деформаций связанных с ними элементов резервуаров.

На сегодняшний день на рынке представлена широкая номенклатура моделей тензорезисторов различных производителей. Проведенный анализ наиболее популярных моделей показал, что наиболее предпочтительным из них по своим техническим показателям, позволяющим использовать их во всех климатических зонах Российской Федерации являются тензорезисторы

серии 2ФКП (фольговые константановые одноосевые тензорезисторы общего назначения), характеристики которых приведены в таблице 6. Для измерения деформации изгиба и других параметров необходимо использовать несколько тензорезисторов, наклеенных определенным образом, в соответствии с сформированной для резервуара тензометрической мостовой схемой.

Таблица 6 – Характеристики тензорезисторов серии 2ФКП

Модель	Размеры, мм	Сопротивление, Ом	Характеристики
2ФКП-1-50	5,5х6,6	50± 0,35%	Применяемые материалы: решётка - константан; вывод - медь 50 мм; диапазон рабочих температур: от -50 °С до +70 °С; диапазон измеряемых деформаций: ± 3000 млн ⁻¹ ; ток питания: не более 25мА.
2ФКП-3-100	5,7х8,5	100± 0,35%	
2ФКП-3-400	7,2х8,3	400± 0,35%	
2ФКП-5-200	5,0х11,0	200± 0,35%	
2ФКП-5-350	5,2х10,7	350± 0,35%	
2ФКП-5-400	5,0х11,0	400± 0,35%	
2ФКП-5-700	5,8х10,7	700± 0,35%	
2ФКП-10-200	3,78х22,33	200± 0,35%	

Сигналы с преобразователей и датчиков обрабатываются в модулях ввода под управлением программируемого логического контроллера.

Для считывания текущих показателей и накопления архивных значений необходима разработка специального приложения (так называемого архиватора данных), который установлен на сервере системы, и осуществляет регулярное подключение к программируемому логическому контроллеру через GSM/GPRS-модем.

В случае возникновения аварийных ситуаций (при превышении заданных значений) программируемый логический контроллер будет самостоятельно инициировать соединение с сервером и будет передавать сигнал.

Программная часть комплекса состоит из следующих основных компонентов:

- 1) база данных;
- 2) серверное приложение (архиватор и приёмник данных);

3) управляющая программа на программируемом логическом контроллере;

4) клиентское приложение на рабочем месте оператора (диспетчера).

Для управления базами данных наиболее целесообразен выбор системы Microsoft SQL Server 2008.

Аппаратная схема автоматизированной системы технического мониторинга напряжённно-деформированного состояния поверхности стенок резервуара резервуаров представлена на рисунке 5.

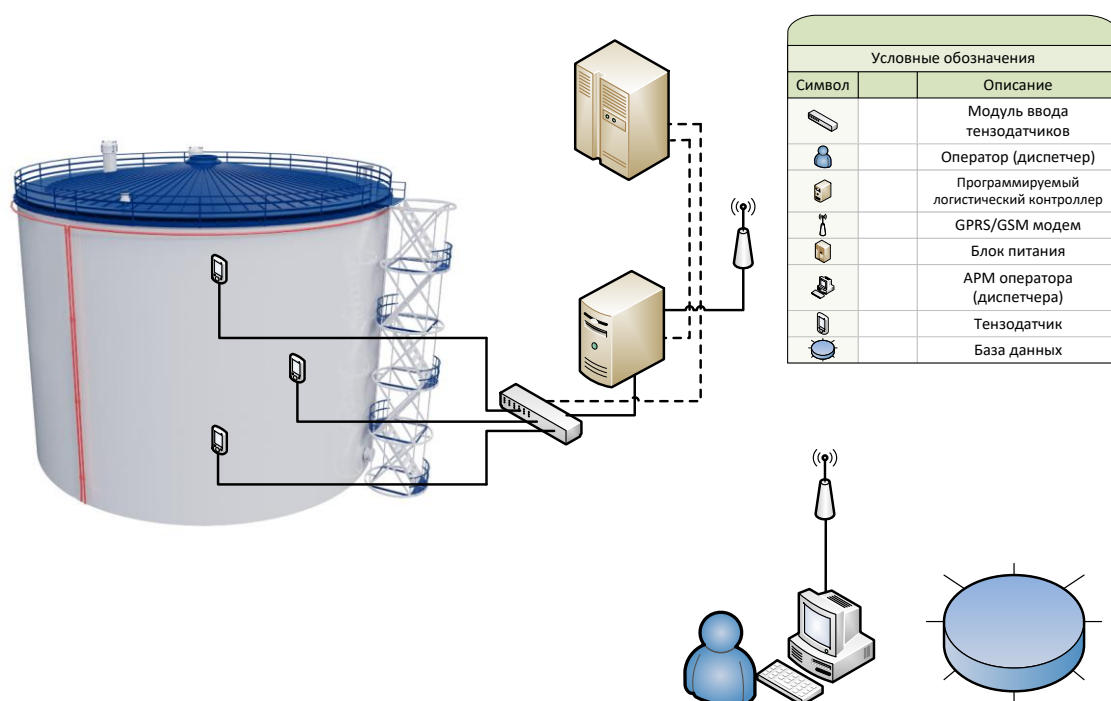


Рисунок 5 – Аппаратная схема автоматизированной системы технического мониторинга напряжённно-деформированного состояния поверхности стенок резервуара

Для применения системы мониторинга в целях оперативно-диспетчерских контроля за состоянием не каждого резервуара в отдельности, а множества резервуаров и резервуарных парков в целом, целесообразна разработка программного комплекса (комплексной информационной системы контроля параметров резервуаров, влияющих на его безопасность) которая на

основе «сигналов предупреждения» (сигналов о возникших дефектах резервуаров, выявленных датчиками инструментального контроля дефектов) и выявляемых фактов отклонений от технологического процесса будет сигнализировать о возникновении опасности и рассчитывать агрегированный показатель технического состояния резервуара.

2.3 Оценка эффективности внедрения предлагаемых методов и средств повышения износостойкости оборудования при хранении нефти

Для оценки эффективности предлагаемого метода внедрения дистанционной автоматизированная система технического мониторинга резервуаров проведена экспертная оценка снижения частоты возникновения инициирующего события «образование сквозной трещины» после внедрения предлагаемого метода повышения надежности резервуаров, выполненная по методу «Анализ видов, последствий и критичности отказов».

Результаты проведенной оценки приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Экспертный лист оценки вероятности события «образование сквозной трещины» после внедрения метода дистанционной автоматизированная система технического мониторинга резервуаров

Наименование оцениваемого события		Образование сквозной трещины в обечайке (днище) резервуара
Возможные причины возникновения события		«1. Коррозионный износ элементов конструкций резервуаров (днищ, стенок); 2. Деформации геометрической формы резервуаров (хлопуны днищ, вмятины и выпучины корпусов, осадка оснований); 3. Дефекты сварных швов (отпотины, свищи, трещины, непровары)» [28]; 4. Технологические причины (превышение разрешенных параметров работы резервуара).
Последствия события	На рассматриваемом уровне	Разгерметизация резервуара, пролив нефти (нефтепродукта)
	На вышестоящем уровне	Пожар пролива, взрыв топливно-воздушной смеси паров нефти и нефтепродуктов, образовавшейся на месте пролива

Продолжение таблицы 7

Наименование оцениваемого события	Образование сквозной трещины в обечайке (днище) резервуара
Способы и средства обнаружения предпосылок события	1. Проведение частичного диагностирования в соответствии с установленным графиком диагностирования; 2. Проведение полного технического диагностирования в соответствии с установленным графиком;
	2. В случае выявления дефектов, а так-же в результате последствий стихийных бедствий (природные явления) требующих вывода резервуара в ремонт осуществлять проведение внеочередного технического диагностирования; 3. Проведение ежемесячного контроля технического состояния резервуара квалифицированными специалистами организации - владельца резервуара; 4. Установление систематического наблюдения за осадкой основания днища резервуара; 5. Ежедневный внешний осмотр резервуара с целью обнаружения утечек, повреждений стенок резервуара, признаков деформаций, состояния защитных покрытий. 6. Осуществление постоянного мониторинга напряжённо-деформированного состояния стенок резервуаров посредством автоматической системы технического состояния резервуаров
Экспертная вероятность (частота) возникновения события (1/год)	«Редкое событие» (вероятность возникновения события - 10^{-5} - 10^{-6})

Таким образом можно сделать вывод, что вероятность (частота) возникновения события «образование сквозной трещины» после внедрения метода дистанционной автоматизированной системы технического мониторинга резервуаров, снижается значительно. Так, если до внедрения автоматизированной системы мониторинга вероятность (частота) возникновения сквозной трещины в обечайке (днище) резервуара оценивалась, в соответствии с экспертной оценкой как «Возможное событие» (смотри таблицу 4), после внедрения мероприятия – оценивается как «Редкое событие».

Динамика снижения вероятности (частота) возникновения сквозной трещины в обечайке (днище) резервуара до и после внедрения предлагаемого метода приведена в таблице 8.

Таблица 8 - Динамика снижения вероятности (частота) возникновения сквозной трещины в обечайке (днище) резервуара до и после внедрения предлагаемого метода

Вероятность (частота) возникновения сквозной трещины в обечайке (днище) резервуара до внедрения автоматизированной системы технического мониторинга резервуаров (1/год)	Вероятность (частота) возникновения сквозной трещины в обечайке (днище) резервуара после внедрения автоматизированной системы технического мониторинга резервуаров (1/год)
1×10^{-4}	$1 \times 10^{-5} - 1 \times 10^{-6}$

В связи с вышеизложенным можно заключить, что внедрение предлагаемой автоматизированной системы мониторинга резервуаров поможет значительно повысить уровень безопасности резервуаров для нефти (нефтепродуктов).

3 Опытнo-экспериментальная апробация предлагаемых решений по повышению износостойкости оборудования при хранении нефти

3.1 Технология (программа) внедрения методов и средств повышения износостойкости оборудования при хранении нефти

В связи с тем, что смоделировать силу, интенсивность и направленность возникновения внутренних напряжений в элементах конструкции резервуара при различных режимах его работы (в силу его особенностей, связанных со значительностью размеров и спецификой внутренних и внешних нагрузок) на уменьшенных моделях или фрагментах элементов резервуаров и перенести затем эти данные на реальные объекты практически невозможно, опытно – экспериментальная апробация этого метода возможна исключительно на реально эксплуатируемом объекте.

Для практического внедрения дистанционной автоматизированной системы технического мониторинга резервуаров необходимо выполнить следующие этапы работ:

- выполнить проектирование автоматизированной системы технического мониторинга;
- выполнить монтаж элементов автоматизированной системы технического мониторинга;
- выполнить приемку выполнения монтажных работ, приемка исполнительной документации;
- выполнить проведение пусконаладочных работ;
- провести опытно-экспериментальную апробацию (опытно-промышленную эксплуатацию) системы.

Исходя из вышеизложенного, программа внедрения и опытно – промышленной апробации будет состоять из следующих стадий:

1. Проектирование автоматизированной системы технического мониторинга, в ходе проведения которого необходимо выполнить следующие работы:

- разработку технического задания на разработку проектной (рабочей) документации, содержащего подробные условия эксплуатации системы, требования к инженерно-техническим решениям, требования к технической эксплуатации и техническому обслуживанию;
- формирование «опросных листов» на оборудование, программно-технические средства контроля и управления, применяемые в системе;
- разработку, согласование и утверждение проектной (рабочей) документации на проектируемую систему, включающей в себя, в том числе, разработку сметной документации;

2. Монтаж элементов автоматизированной системы технического мониторинга, в ходе проведения которого необходимо выполнить следующие работы:

- провести выбор монтажной организации;
- выполнить согласование плана-графика выполнения монтажных работ;
- выполнить непосредственно монтаж автоматизированной системы;

3. Приемка выполнения монтажных работ, приемка исполнительной документации в ходе проведения которой необходимо выполнить следующие работы:

- провести визуальную приемку выполнения монтажных работ на их соответствие требованиям проектной (рабочей) документации;
- провести приемку исполнительной документации (текстовых и графических материалов), отражающих фактическое исполнение

проектных решений, подтверждающей фактическое исполнение монтажных работ после их завершения;

4. Проведение пусконаладочных работ системы, включающие в себя:

- подготовительный этап (автономное тестирование программно-технических средств программно-технического комплекса системы; проверку схем коммутации технических средств в шкафах устройств сопряжения с объектом);
- индивидуальные испытания (обеспечение технических средств надежной системой электроснабжения; загрузку программного обеспечения (базового и прикладного); наладку операторских станций АРМ; настройку интерфейсов; наладку системы отображения информации; наладку систем архивирования, протоколирования, расчетных задач; обучение технического персонала эксплуатирующей организации; разработка эксплуатационной документации (инструкций, регламентов));
- временную эксплуатацию (начальный период эксплуатации системы до освоения эксплуатационным персоналом) сопровождаемая экспресс-анализом данных, получаемых системой).

5. Опытно-промышленная эксплуатация системы (эксплуатация оборудования комплекса и технических средств системы, проводимая силами эксплуатирующей организации на первоначальном этапе эксплуатации системы с целью тестирования системы, анализа получаемых данных системы и подтверждения работоспособности системы), содержащая в себе:

- тестирование системы (апробацию работы системы в реальных условиях эксплуатации);
- разработку программы тестирования системы, предусматривающая:

- введение временного технологического режима, предусматривающего плановую смену режимов эксплуатации резервуара (изменение уровня в резервуаре путем попеременного налива – слива нефтепродукта до максимальных / минимальных значений) с целью получения более широкого спектра данных по напряженно-деформационному состоянию резервуара;
- установление на резервуаре временного режима постоянного контроля и надзора за его техническим состоянием с целью контроля выявления возможных дефектов в резервуаре иными, помимо апробируемой системы, средствами и методами диагностирования;
- анализ получаемых в ходе опытно-промышленной эксплуатации данных системы в виде сопоставления этих данных данным технологических параметров резервуара (уровень налива, температура среды) и данным контроля резервуара иными средствами и методами диагностирования, полученными в ходе введенного режима постоянного контроля и надзора за его техническим состоянием резервуара;
- подтверждение данных, получаемых в ходе опытно-промышленной эксплуатации системы данным объективного контроля состояния резервуара.

3.2 Результаты внедрения методов и средств повышения износостойкости оборудования при хранении нефти

Для проведения анализа и оценки эффективности внедрения предлагаемого метода повышения надежности резервуаров для нефти и нефтепродуктов проведено сравнение затрат на внедрение предлагаемого метода повышения надежности резервуара и оценки материального ущерба от

возможной аварии на резервуаре по самому неблагоприятному сценарию развития аварийной ситуации.

Затраты на внедрение предлагаемого метода повышения надежности резервуара состоят из следующих статей расходов:

- стоимость фольговых тензорезисторов (определяется в зависимости от стоимости одного фольгового тензорезистора; количества тензорезисторов, высчитываемых в зависимости от размеров конкретного резервуара, и, соответственно, площади поверхности, напряженно-деформированное состояние которой необходимо контролировать, технических характеристик фольговых тензорезисторов конкретного производителя и выбранной тензометрической мостовой схеме);
- стоимость модулей ввода сигналов тензодатчиков (количество которых зависит от количества установленных фольговых тензорезисторов и характеристик модулей, в частности – количества каналов ввода сигналов от тензорезисторов);
- стоимость программируемого логистического контроллера (характеристики которого выбираются в зависимости от количества модулей ввода сигналов фольговых тензорезисторов);
- стоимость блока питания;
- стоимость компьютера АРМ оператора (с серверным процессором);
- стоимость кабельной продукции;
- стоимость GSM/GPRS модулей;
- стоимость программной части комплекса;
- стоимость работ по монтажу и пусконаладке дистанционной автоматизированной системы технического мониторинга резервуаров.

Таким образом, ориентировочные затраты на оборудование, необходимое для внедрения дистанционной автоматизированной системы технического мониторинга резервуара (объемом 50000 м³) приведена в таблице 9 (данные взяты с количественными и ценовыми допущениями).

Таблица 9 – Ориентировочные затраты на оборудование, необходимое для внедрения дистанционной автоматизированной системы технического мониторинга резервуара

Наименование компонента системы	Ориентировочное количество компонентов системы, шт.	Ориентировочная цена за единицу компоненты системы, в рублях	Общая цена за компоненту системы, в рублях
Фольговые тензорезисторы	150	50	7500
Модули ввода сигналов тензодатчиков	10	17000	170000
Программируемый логистический контроллер	1	200000	300000
Блок питания	3	20000	60000
Компьютер АРМ оператора (с серверным процессором)	1	150000	150000
GSM/GPRS модуль	2	2	4
Программная часть комплекса	1	250000	250000
Кабельная продукция*	-	-	100000
Всего			1037500
*Примечание – в расчетах принят вариант передачи данных по беспроводному каналу связи, без применения кабельных каналов связи, что значительно удешевляет стоимость необходимого оборудования			

Принимая стоимость монтажных и пусконаладочных работ в размере 50 процентов от стоимости монтируемого оборудования, общая стоимость по внедрению дистанционной автоматизированной системы технического мониторинга резервуара ориентировочно составит 1556,25 тысяч рублей.

Оценка возможного ущерба от аварии выполнена применительно к резервуару для хранения нефти вместимостью 50000 м³. Вероятный материального ущерба от возможной аварии на резервуаре рассчитывается по самому неблагоприятному сценарию развития аварийной ситуации – полная разгерметизация резервуара в результате образования сквозной трещины, пролив, пожар пролива (либо взрыв ТВС из парогазовой фазы, испаряющегося

с поверхности разлитой нефти (нефтепродукта) с последующим пожаром пролива), полное разрушение резервуара, гибель одного работника (имеющего на иждивении двух несовершеннолетних детей), травмирование одного человек из числа персонала организации.

Ущерб от аварии рассчитывается в соответствии с Постановлением Госгортехнадзора РФ от 29.10.2002 N 63 "Об утверждении Методических рекомендаций по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах". Структура ущерба от аварии включает «полные финансовые потери организации, эксплуатирующей опасный производственный объект, на котором произошла авария; расходы на ликвидацию аварии; социально-экономические потери, связанные с травмиранием и гибелью людей (как персонала организации, так и третьих лиц); вред, нанесенный окружающей природной среде; косвенный ущерб и потери государства от выбытия трудовых ресурсов» [14].

Ущерб от аварии определяется следующей формулой [14]:

$$П_{\text{общ.}} = П_{\text{п.п.}} + П_{\text{л.а.}} + П_{\text{с.э.}} + П_{\text{н.в.}} + П_{\text{экол.}} + П_{\text{в.т.р.}}, \quad (1)$$

где « $П_{\text{п.п.}}$ - прямые потери предприятия;

$П_{\text{л.а.}}$ - затраты на локализацию и ликвидацию аварии;

$П_{\text{с.э.}}$ - социально-экономические потери (затраты вследствие гибели и травмирания людей);

$П_{\text{н.в.}}$ - косвенный ущерб;

$П_{\text{экол.}}$ - экологический ущерб;

$П_{\text{в.т.р.}}$ - потери от выбытия трудовых ресурсов в результате гибели людей или потери ими трудоспособности» [14] (в данном расчете не учитываются).

Прямые потери определяются по следующей формуле [14]:

$$П_{\text{п.п.}} = П_{\text{о.ф.}} + П_{\text{т.м.ц.}} + П_{\text{и.м.}}, \quad (2)$$

где $P_{п.п.}$ – прямые потери;
 $P_{о.ф.}$ - потери предприятия в результате уничтожения основных фондов;
 $P_{т.м.ц.}$ - потери предприятия в результате уничтожения товарно – материальных ценностей (продукции, находящейся в резервуаре);
 $P_{и.м.}$ – потери предприятия в результате уничтожения имущества третьих лиц (в данном расчете не учитывается).

Стоимость основных фондов (с учетом амортизационного износа) определена в размере 681400 т.р. (утилизационная стоимость материальных ценностей не учитывается); потери продукции (сырая нефть) заполненной на 80 процентов (полные потери в результате выгорания разлитой нефти по средней оптовой цене на нефть на момент аварии в размере 23 т.р. за тонну нефти) составила, приблизительно, 920000 т.р.

Таким образом, в соответствии с формулой (2) прямые потери от аварии составят:

$$P_{п.п.} = 681400 + 920000 = 1601400 \text{ т.р.}$$

«Затраты на локализацию, ликвидацию и расследование аварии определяются по следующей формуле» [14]:

$$P_{л.а.} = P_{л.} + P_{р.}, \quad (3)$$

где « $P_{л.а.}$ - затраты на локализацию, ликвидацию и расследование аварии;

$P_{л.}$ - расходы, связанные с локализацией и ликвидацией аварий;

$P_{р.}$ - расходы на расследование аварий» [14].

Расходы, связанные с локализацией и ликвидацией аварий состоят из стоимости услуг подрядных специализированных организаций (определены в размере 500 т.р.) и стоимости материалов, израсходованных при локализации

и ликвидации аварии (определена в размере 100 т.р.). Расходы на мероприятия, связанные с расследованием аварии определены в размере 100 т.р.

Таким образом, в соответствии с формулой (3) затраты на локализацию, ликвидацию и расследование аварии и от аварии составят:

$$П_{л.а.} = 500 + 100 + 100 = 700 \text{ т.р.}$$

«Социально-экономические потери (затраты вследствие гибели и травмирования людей) определяются по следующей формуле» [14]:

$$П_{с.э.} = П_{г.п.} + П_{г.т.л.} + П_{т.п.} + П_{т.т.л.}, \quad (4)$$

где « $П_{с.э.}$ - социально – экономические потери;

$П_{г.п.}$ - затраты на компенсации и мероприятия вследствие гибели персонала;

$П_{г.т.л.}$ - затраты на компенсации и мероприятия вследствие гибели третьих лиц (при расчетах принимается допущение, что третьи лица в случае аварии не пострадали);

$П_{т.п.}$ - затраты на компенсации и мероприятия вследствие травмирования персонала;

$П_{т.т.л.}$ - затраты на компенсации и мероприятия вследствие травмирования третьих лиц (при расчетах принимается допущение, что третьи лица в случае аварии не пострадали)» [14].

Затраты на компенсации и мероприятия вследствие гибели персонала определяются из:

- средней стоимости оказания ритуальных ($S_{пог.}$);
- затрат на компенсацию потери кормильца ($S_{п.к.}$);
- расходов на медицинскую, социальную и профессиональную реабилитацию пострадавших в результате аварии ($S_{м.}$);
- выплаты пособия по временной нетрудоспособности ($S_{в.}$).

Средняя стоимость оказания ритуальных ($S_{пог.}$) по региону принята в размере 50 т.р.

Затраты на компенсацию потери кормильца ($S_{п.к.}$) определены исходя из периода выплаты пенсии по случаю потери кормильца [8], [25], при условии, что у условно погибшего двое детей (9 и 13 лет) и работающая супруга. Периоды выплаты на детей, находившихся на иждивении, составят, соответственно:

- на ребенка 9 лет - $(18-9) \times 12 = 108$ месяцев;
- на ребенка 13 лет - $(18-13) \times 12 = 60$ месяцев.

Таким образом общий период выплат на обоих детей составит:
 $108 + 60 = 168$ месяцев.

Исходя из того, что средний месячный заработок погибшего составлял 60 т.р., а супруга погибшего работает, размер ежемесячной выплаты на каждого ребенка составит $60 \times (1 - 2/4) / 2 = 15$ т.р.

Таким образом, общая величина выплаты по случаю потери кормильца составит:

$$(S_{п.к.}) = 168 \times 15 = 2520 \text{ т.р.}$$

Расходы на медицинскую, социальную и профессиональную реабилитацию пострадавших в результате аварии ($S_{м.}$) (исходя из того, что травмированный в результате аварии не приобрел стойкую утрату профессиональной трудоспособности) состоят из:

- расходов на пребывание одного пострадавшего в стационаре в течение 7 дней (определены в размере 50 т.р.);
- расходов на приобретение необходимых лекарственных средств (определены в размере 25 т.р.);
- расходов на санитарно-курортное лечение (определены в размере 100 т.р.).

Таким образом, расходы на медицинскую, социальную и профессиональную реабилитацию пострадавшего в результате аварии ($S_{м.}$) составят:

$$(S_{м.}) = 50 + 25 + 100 = 175 \text{ т.р.}$$

В соответствии с формулой (4) социально-экономические потери вследствие гибели и травмирования людей составят:

$$П_{с.э.}=2520+175=2695 \text{ т.р.}$$

Косвенный ущерб вследствие аварии определяется по следующей формуле [14]:

$$П_{н.в.}=П_{з.п.}+П_{н.п.}+П_{н.п.т.л.}, \quad (5)$$

где « $П_{н.в.}$ – косвенный ущерб от аварии;

$П_{з.п.}$ - заработная плата и условно-постоянные расходы за время простоя объекта;

$П_{н.п.}$ – прибыль, недополученная за период простоя;

$П_{ш.}$ – убытки, вызванные уплатой различных неустоек, штрафов, пени;

$П_{н.п.т.л.}$ – убытки третьих лиц из-за недополученной прибыли» [14].

«Величина заработной платы и условно-постоянные расходы определяются по следующей формуле» [14]:

$$П_{з.п.}=(V_{з.п.} \times A + V_{у.п.}) \times T_{п.р.}, \quad (6)$$

где « $V_{з.п.}$ – заработная плата сотрудников предприятия, рублей в день;

A – доля сотрудников, не использованных на работе (отношение числа сотрудников, не использованных на работе по причине простоя, к общей численности сотрудников);

$V_{у.п.}$ – условно-постоянные расходы, рублей в день;

$T_{п.р.}$ – продолжительность простоя, дней» [14].

При расчете приняты следующие допущения:

- недополученная прибыль в результате простоя предприятия данным расчетом не определяется в связи с тем, что объемы аварийного

резервуара будут временно распределены по объемам остальных резервуаров резервуарных парков;

- убытки третьих лиц из-за недополученной прибыли не учитываются в связи с отсутствием таковых.

Таким образом, в соответствии с формулой (6), исходя из того, что:

- средняя заработная плата рабочих на предприятии составляет 60 т.р. в месяц (2 т.р. в день);

- число работников, не занятых на работах в результате простоя составило 2 человека;

- условно – постоянные расходы составили 5 т.р в день.;

- продолжительность простоя составила 365 дней,

величина заработной платы и условно-постоянные расходы составила:

$$П_{з.п.}=(2 \times 2 + 5) \times 365 = 3285 \text{ т.р.}$$

Исходя из вышеизложенного, в соответствии с формулой (5) косвенный ущерб вследствие аварии равен величине заработной платы и условно-постоянным расходам, что составляет 3285 т.р.

«Экологический ущерб определяется как сумма ущербов от различных видов вредного воздействия на объекты окружающей природной среды и высчитывается по следующей формуле» [14]:

$$П_{\text{экол.}} = Э_{\text{а.}} + Э_{\text{в.}} + Э_{\text{п.}} + Э_{\text{б.}} + Э_{\text{о.}}, \quad (7)$$

где « $П_{\text{экол.}}$ – экологический ущерб;

$Э_{\text{а.}}$ – ущерб от загрязнения атмосферы;

$Э_{\text{в.}}$ – ущерб от загрязнения водных ресурсов;

$Э_{\text{п.}}$ – ущерб от загрязнения почвы;

$Э_{\text{б.}}$ – ущерб от загрязнения биологических ресурсов;

$Э_{\text{о.}}$ – ущерб от засорения территории обломками зданий, сооружения, оборудования.

В связи с тем, что разлив нефти при аварии был ограничен размерами площадки обвалования резервуарного парка, имеющего герметичное бетонное основание, разлета обломков резервуара не было, ущерб от загрязнения водных ресурсов, почвы, биологических ресурсов и от засорения территории обломками резервуара не учитывается.

Ущерб от загрязнения атмосферного воздуха в данном случае определяется исходя из массы загрязняющих веществ, образующихся при сгорании нефти и рассеивающихся в атмосфере» [11], [14].

«Итоговая масса выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при неконтролируемом горении нефти в открытом пространстве» определяется либо экспертно [14], либо в соответствии с «методикой расчета выбросов от источников горения при разливе нефти и нефтепродуктов» [17].

В результате сгорания нефти образуются следующие вещества:

- окись углерода (CO);
- окись азота (NO);
- диоксид серы (SO₂);
- сероводород (H₂S);
- сажа (C);
- нитрил муравьиная кислота (NCN);
- формальдегид (HCHO);
- уксусная кислота (CH₃COOH) [14].

Приблизительная масса выбросов загрязняющих веществ при условно полном сгорании всей имеющейся в резервуаре нефти (40 тонн) определена путем вычисления пропорций между массой сгоревшей нефти и массы выбросов загрязняющих веществ, образованных при сгорании нефти, исходя из данных, указанных в «Методических рекомендациях по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах (РД 03-496-02)» и приведена в таблице 10.

Таблица 10 - Масса выбросов загрязняющих веществ при условно полном сгорании всей имеющейся в резервуаре нефти

Вещество	CO	NO	SO ₂	H ₂ S	Сажа (C)	NCN	HCHO	CH ₃ COOH
Масса, тонн	3359,9	27,6	1113,4	39,8	6799,7	39,8	39,8	601,8

В связи с отсутствием данных по наличию лимитов на выбросы загрязняющих веществ, установленных:

- лимитами комплексного экологического разрешения (применительно к объектам НВОС I категории);
- декларациями о воздействии на окружающую среду (применительно к объектам НВОС II категории);
- отчетом об организации и о результатах осуществления производственного экологического контроля (применительно к объектам НВОС III категории),

плата за выбросы загрязняющих веществ определена в соответствии со следующей формулой [15], [16]:

$$\Pi_{\text{ср}} = \sum_{i=1}^n (M_{\text{ср}i} \times H_{\text{пл}i} \times K_{\text{от}} \times K_{\text{ср}} \times K_{\text{во}}), \quad (7)$$

где « $\Pi_{\text{ср}}$ – плата за выбросы загрязняющих веществ» [16];

« $M_{\text{ср}i}$ – фактическая масса выбросов загрязняющих веществ, тонна» [16];

« $H_{\text{пл}j}$ - ставка платы за размещение отходов j-го класса опасности» [16], применяемая в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 13.09.2016 N 913 (ред. от 24.01.2020) "О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах", рублей/тонна;

« $K_{\text{от}}$ - дополнительный коэффициент к ставкам платы в отношении территорий и объектов, находящихся под особой охраной в соответствии с федеральными законами, равный 2» [16];

« K_{cp} – увеличивающий коэффициент для юридических лиц, обязанных вносить плату, осуществляющих хозяйственную и (или) иную деятельность на объектах III категории, равный 25» [16];

« $K_{во}$ - коэффициент к ставкам платы за сбросы загрязняющих веществ организациями, эксплуатирующими централизованные системы водоотведения поселений или городских округов, при сбросах загрязняющих веществ, не относящихся к веществам, для которых устанавливаются технологические показатели наилучших доступных технологий в сфере очистки сточных вод с использованием централизованных систем водоотведения поселений или городских округов (за исключением периода реализации организациями, эксплуатирующими централизованные системы водоотведения поселений или городских округов, программ повышения экологической эффективности, планов мероприятий по охране окружающей среды), равный 0,5» [16].

Ставки платы за негативное воздействие на окружающую среду исходя из наименования загрязняющего вещества приведены в таблице 11.

Таблица 11 - Ставки платы за негативное воздействие на окружающую среду загрязняющих веществ, образуемых при сгорании нефти

Вещество	CO	NO	SO ₂	H ₂ S	NCN	HCHO	CH ₃ COOH
Базовая ставка по Постановлению Правительства РФ от 13.09.2016 N 913 (ред. от 29.06.2018) "О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах", рублей за тонну вещества, рублей за тонну	1,6	93,5	45,4	686,2	45,4	7355,9	93,5

Продолжение таблицы 11

Вещество	CO	NO	SO ₂	H ₂ S	NCN	HCHO	CH ₃ COOH
Повышающий коэффициент по Постановлению Правительства РФ от 1 марта 2022 г. № 274 «О применении в 2022 году ставок платы за негативное воздействие на окружающую среду» на 2022 год*	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19	1,19
Итоговая ставка, рублей за тонну	1,19	111,26	54,02	816,57	54,02	8753,52	111,26
*Примечание – в связи с отсутствием на момент проведения расчета Постановления Правительства РФ о применении ставок платы за негативное воздействие на окружающую среды на 2023 год расчеты выполнены по условиям 2022 года							

При расчетах приняты следующие допущения:

- объект относится к объектам негативного воздействия на окружающую среду III категории;
- объект не располагается в особоохраняемой зоне.

Исходя из вышеизложенного, в соответствии с формулой (7), плата за выбросы загрязняющих веществ составит:

$$P_{\text{ср}} = 3998,28 \times 1,19 \times 25 + 27,6 \times 111,26 \times 25 + 1113,4 \times 54,02 \times 25 + 39,8 \times 816,57 \times 25 + 39,8 \times 54,02 \times 25 + 39,8 \times 8753,52 \times 25 + 601,8 \times 111,26 \times 25 = 12930266 \text{ рублей}$$

Таким образом, в соответствии с формулой (1) общий ущерб от аварии составит:

$$P_{\text{общ.}} = 161400 + 700 + 2695 + 3285 + 12930 = 1621010 \text{ т.р.}$$

Приведенные выше расчеты показывают, что суммы затрат на внедрение дистанционной автоматизированной системы технического мониторинга резервуаров значительно ниже возможного (предотвращенного) ущерба от аварии на резервуаре по самому неблагоприятному развитию аварийной ситуации (см. таблицу 12).

Таблица 12 – Сравнение затрат на внедрение дистанционной автоматизированной системы технического мониторинга резервуаров

Затраты на внедрение дистанционной автоматизированной системы технического мониторинга резервуаров, (т.р.)	Ущерб от аварии на резервуаре по самому неблагоприятному развитию аварийной ситуации (т.р.)
1556,25	1621010

Для оценки экономических результатов от внедрения мероприятия, количественным результатом которого является снижение вероятности возникновения исходного события аварии, определим значения годового предотвращенного ущерба с учетом изменений значений вероятности события.

Для приведения величины предотвращенного экономического ущерба от аварии в годовую соразмерность необходимо рассчитать годовой предотвращенный ущерб от аварии (ГПУ) исходя из вероятностей возникновения аварийной ситуации (ϕ , 1/год) до и после внедрения мероприятий.

Годовой предотвращенный ущерб от аварии при снижении вероятности возникновения аварийного события определяется как:

$$\text{ГПУ} = \text{Э}_{\text{ущерб}} \cdot X(\phi_{\text{(до)}} - \phi_{\text{(после)}}),$$

где $\text{Э}_{\text{ущерб}}$ – потери (ущерб) от аварии;

$\phi_{\text{(до)}}$ - вероятность возникновения аварийной ситуации до внедрения мероприятия;

$\phi_{\text{(после)}}$ - вероятность возникновения аварийной ситуации после внедрения мероприятия.

При расчете принимаем допущение, что вероятности возникновения событий после внедрения автоматизированной системы мониторинга резервуаров определяются по нижнему значению из диапазона значений вероятности, определенных по экспертному листу. Таким образом, годовой предотвращенный ущерб от аварии при снижении вероятности возникновения аварийного события составит:

$$\text{ГПР}=1621010 \times (1 \times 10^{-4} - 1 \times 10^{-5}) = 160,48 \text{ т.р.}$$

Исходя из того, что затраты на внедрение дистанционной автоматизированной системы технического мониторинга резервуаров составляют 1556,25 т.р., срок окупаемости данных затрат составит:

$$1556,25 / 160,48 = 9,69 \text{ лет.}$$

Таким образом можно заключить следующее:

- внедрение автоматизированной дистанционной системы технического мониторинга резервуаров на основе контроля напряженно-деформированного состояния стенок резервуаров существенно повышает уровень промышленной безопасности при эксплуатации резервуаров;
- при сравнительно незначительных (в сравнении с возможным ущербом от аварии) затратах на внедрение автоматизированной дистанционной системы технического мониторинга резервуаров вероятность (частота) возникновения инициирующего события аварии снижается значительно.

Заключение

В ходе проведенной работы было выполнено исследование по проведению анализа и систематизация условий и требований, выполнение которых обеспечит высокий уровень безопасности при хранении нефти и нефтепродуктов.

Работы были выполнены в три этапа:

- 1) проведение анализа всех существенных факторов, влияющих на техническое состояние резервуаров, включающего в себя изучение и систематизацию всех известных на сегодняшний день факторов, влияющих на техническое состояние резервуаров; определение дефектов, которые могут быть вызваны указанными факторами; экспертное определение степени опасности дефектов на техническое состояние резервуаров;
- 2) определение перечня дефектов, которые возможно контролировать дистанционно, постоянно, в режиме реального времени, включающего в себя анализ возможных дефектов, которые могут возникнуть при эксплуатации резервуаров; анализ существующих и апробированных на практике методов инструментального контроля этих дефектов и анализ возможности интеграции существующих методов инструментального контроля дефектов резервуаров с платформой анализа, обработки и передачи данных, выполненной на основе информационных систем;
- 3) разработка информационной системы контроля комплексных параметров резервуаров, влияющих на его безопасность, включающего в себя формирование концепции цифровой платформы системы постоянного мониторинга технического состояния резервуаров, которая на основе «сигналов предупреждения» (сигналов о возникших дефектах резервуаров, выявленных датчиками инструментального контроля дефектов) и выявляемых фактов отклонений от технологического процесса будет сигнализировать о возникновении дефекта.

В первом разделе магистерской диссертации был проведен анализ вопросов безаварийной эксплуатации объектов для хранения нефти на основе полного анализа аварий, произошедших на объектах нефтедобычи и нефтепереработки за последние 6 лет (за период с 2017 по 2022 годы), выполненный исходя из официальных сведений по произошедшим авариям, размещенным на сайте Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. Проведена классификация аварий по видам аварий, с динамикой по годам, статистикой по экономическому ущербу и количеству пострадавших.

Приведены подробные сведения по авариям, произошедшим за указанный период непосредственно на резервуарах для хранения нефти, с приведением краткого описания аварий, причин аварий, причиненного ущерба и классификацией по видам аварий.

Выполнен анализ аварий на резервуарах по причинам возникновения аварий; по соотношению количества аварий, экономических потерь от аварий и количества пострадавших при авариях, приходящихся на резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов относительно всех аварий, произошедших в отрасли в целом.

Выполнены промежуточные выводы о более серьезных последствиях от аварий на резервуарах для нефти и нефтепродуктов относительно аварий на остальных объектах отрасли.

Освещены проблемы, связанные с безопасной эксплуатацией объектов для хранения нефти. Проведен анализ риска аварии на резервуарах вследствие физического износа элементов резервуара в зависимости от исходных причин аварий; сделано промежуточное заключение о возможности существенного снижения риска аварии на резервуаре при условии существенных нововведений, касающихся оснащения резервуаров дополнительными средствами диагностирования резервуаров.

Проведена условная градация частот возникновения аварийных событий, и на основе этой градации, выполнена экспертная оценка частоты

возникновения инициирующего события «образование сквозной трещины» резервуара.

Во втором разделе магистерской диссертации выполнен анализ существенных факторов, влияющих на износостойкость резервуаров и приведен анализ методов и средств повышения их износостойкости.

Приведены причины возникновения дефектов резервуаров для хранения нефти (нефтепродуктов) в следствии ошибок, допущенных при проектировании резервуаров и выполнен анализ мер по обеспечению надежности резервуаров, предпринимаемых на стадии их проектирования.

Раскрыты причины возникновения дефектов резервуаров на стадии их изготовления и монтажа и выполнен анализ мер, предпринимаемых для обеспечения их надежности при изготовлении и монтаже.

Проанализированы причины возникновения дефектов, проявляющиеся в процессе эксплуатации резервуаров и выполнен анализ мер по обеспечению надежности резервуаров при их эксплуатации.

Предложен метод и средства повышения износостойкости оборудования при хранении нефти, приведено описание и проанализирована возможность и результат внедрения этого метода.

В третьем разделе магистерской диссертации разработана программа внедрения и опытно – экспериментальной апробации предлагаемого метода повышения надежности резервуаров для нефти и нефтепродуктов с указанием наименований этапов работ, содержания каждого этапа работ.

Проведен анализ и выполнена оценка эффективности внедрения предлагаемого метода повышения надежности резервуаров для нефти и нефтепродуктов состоящая из двух аспектов:

- экспертной оценки снижения частоты возникновения инициирующего события «образование сквозной трещины» после внедрения предлагаемого метода повышения надежности резервуаров;
- сравнения затрат на внедрение предлагаемого метода повышения надежности резервуара и оценки материального ущерба от возможной

аварии на резервуаре по самому неблагоприятному сценарию развития аварийной ситуации.

Проведена экспертная оценка снижения частоты возникновения инициирующего события «образование сквозной трещины» после внедрения метода дистанционной автоматизированная система технического мониторинга резервуаров.

Проведен анализ затрат на внедрение предлагаемого метода повышения надежности резервуара.

Выполнена оценка материального ущерба от возможной аварии на резервуаре по самому неблагоприятному сценарию развития аварийной ситуации на резервуаре.

Выполнен анализ сравнения рисков до и после внедрения предлагаемого метода повышения надежности резервуара в корреляции с затратами на внедрения предлагаемого метода повышения надежности резервуара и материальным ущербом от возможной аварии на резервуаре по самому неблагоприятному сценарию развития аварийной ситуации.

По завершению выполнения магистерской диссертации получены следующие главные выводы:

- внедрение автоматизированных дистанционных системы технического мониторинга резервуаров на основе контроля напряженно-деформированного состояния стенок резервуаров существенно повышает уровень промышленной безопасности при эксплуатации резервуаров;
- при сравнительно незначительных (в сравнении с возможным ущербом от аварии) затратах на внедрение автоматизированной дистанционной системы технического мониторинга резервуаров вероятность (частота) возникновения инициирующего события аварии снижается значительно.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Безбородов Ю.Н., Шрам В.Г., Кравцова Е.Г., Иванова С.И., Фельдман А.Л. Резервуары для приема, хранения и отпуска нефтепродуктов. Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2015. 110 с.
2. Быстров С.А., Щенин В.В., Мухин Р.С. Причины снижения надежности вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов // Журнал «Промышленная и экологическая безопасность, охрана труда». 2015. № 5. С. 20.
3. Васильев Г.Г., Прохоров А.Д., Пирожков В.Г., Лежнев М.А., Шутов В.Е. Стальные резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов. Учебное пособие. М: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. 113 с.
4. ГОСТ 27.310-95. Межгосударственный стандарт. Надежность в технике. Анализ видов, последствий и критичности отказов. Основные положения : введен в действие Постановлением Госстандарта России от 26.06.1996 № 429 // Консультант плюс: справочно-правовая система.
5. ГОСТ 31385-2016. Межгосударственный стандарт. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия : введен в действие Приказом Росстандарта от 31.08.2016 N 982-ст // Консультант плюс: справочно-правовая система.
6. ГОСТ 9.106-2021. Межгосударственный стандарт. Единая система защиты от коррозии и старения. Коррозия металлов. Термины и определения : введен в действие Приказом Росстандарта от 09.11.2021 N 1447-ст // Консультант плюс: справочно-правовая система.
7. ГОСТ Р 58622-2019. Национальный стандарт Российской Федерации. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Методика оценки прочности, устойчивости и долговечности резервуара вертикального стального : утв. и введен в действие Приказом

Росстандарта от 01.11.2019 N 1081-ст // Консультант плюс: справочно-правовая система.

8. Гражданский кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 26.01.1996 N 14-ФЗ // Консультант плюс: справочно-правовая система.

9. Иванов А.И., Большев К.Н. Автоматизированная система мониторинга технического состояния резервуаров // Журнал «Наука и техника в Якутии». 2021. № 2(41). С. 23-26.

10. Кравцова Е.Г., Лысянникова Н.Н., Ковалева М.А., Шрам В.Г., Безбородов Ю.Н. Контроль и диагностика технического состояния резервуаров, предназначенных для хранения нефти и нефтепродуктов. Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2019. 36 с.

11. Методические указания по оценке и возмещению вреда, нанесенного окружающей природной среде в результате экологических правонарушений : утв. Госкомэкологией РФ 06.09.1999 // Консультант плюс: справочно-правовая система.

12. Официальный сайт Ростехнадзора: [Электронный ресурс] — URL: <https://www.gosnadzor.ru/industrial/oil/lessons/> (дата обращения: 17.02.2023)

13. Полякова В. В., Шаброва Н. В. Основы теории статистики (2-е издание, исправленное и дополненное). Екатеринбург : Издательство Уральского университета, 2015

14. Постановление Госгортехнадзора РФ от 29.10.2002 N 63 "Об утверждении Методических рекомендаций по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах" // Консультант плюс: справочно-правовая система.

15. Постановление Правительства РФ от 01.03.2022 N 274 "О применении в 2022 году ставок платы за негативное воздействие на окружающую среду" // Консультант плюс: справочно-правовая система.

16. Постановление Правительства РФ от 03.03.2017 N 255 (ред. от 17.08.2020) "Об исчислении и взимании платы за негативное воздействие на окружающую среду" // Консультант плюс: справочно-правовая система.

17. Приказ Госкомэкологии России от 05.03.1997 N 90 "Об утверждении Методик расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу" // Консультант плюс: справочно-правовая система.

18. Приказ Ростехнадзора от 03.11.2022 N 387 "Об утверждении Руководства по безопасности "Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах" // Консультант плюс: справочно-правовая система.

19. Приказ Ростехнадзора от 26.12.2012 N 777 "Об утверждении Руководства по безопасности для нефтебаз и складов нефтепродуктов" // Консультант плюс: справочно-правовая система.

20. Приказ Ростехнадзора от 31.03.2016 N 136 «Руководство по безопасности "Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов» // Консультант плюс: справочно-правовая система.

21. Приказ Ростехнадзора от 10.01.2023 N 4 «Руководство по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи» // Консультант плюс: справочно-правовая система.

22. СП 16.13330.2017. Свод правил. Стальные конструкции. Актуализированная редакция СНиП II-23-81 : утв. Приказом Минстроя России от 27.02.2017 N 126/пр // Консультант плюс: справочно-правовая система.

23. СП 22.13330.2016. Свод правил. Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83 : утв. Приказом Минстроя России от 16.12.2016 N 970/пр // Консультант плюс: справочно-правовая система.

24. СП 28.13330.2017. Свод правил. Защита строительных конструкций от коррозии. Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85" : утв. Приказом Минстроя России от 27.02.2017 N 127/пр // Консультант плюс: справочно-правовая система.

25. Федеральный закон "Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний" от 24.07.1998 N 125-ФЗ // Консультант плюс: справочно-правовая система.
26. Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 04.11.2022) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" // Консультант плюс: справочно-правовая система.
27. Черкасова Т.Г. Эксплуатационная надежность антикоррозионной защиты в промышленно-развитом регионе. [Электронный ресурс]: URL: <https://cyberleninka.ru> (дата обращения: 17.02.2023)
28. Юхим М.С. Анализ основных неисправностей емкостей (резервуаров) для светлых нефтепродуктов // Журнал «Химическая техника». 2015. № 10. С. 24-26.
29. API 650 "Welded Tanks for Oil Storage". [Электронный ресурс]: URL: <https://www.api.org> (дата обращения: 10.04.2023);
30. API 653 "Tank Inspection, Repair, Alteration and Reconstruction". [Электронный ресурс]: URL: <https://www.api.org> (дата обращения: 10.04.2023);
31. RP 652 "Lining of Aboveground Storage Tank Bottoms". [Электронный ресурс]: URL: <https://www.api.org> (дата обращения: 10.04.2023);
32. RP (Recommended Practices) 651 "Cathodic Protection of Aboveground Storage Tanks". [Электронный ресурс]: URL: <https://www.api.org> (дата обращения: 10.04.2023);
33. RP 652 "Lining of Aboveground Storage Tank Bottoms". [Электронный ресурс]: URL: <https://www.api.org> (дата обращения: 10.04.2023).