

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»  
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
«Исследование и обоснование применения эффективных методов борьбы с коррозионным разрушением резервуаров товарной нефти»

УДК 622 692.23 620 193

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Коваленко М. Н.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ТХНГ	Крец В. Г.	к.т.н, доцент		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф И. В.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Маланова Н. В.	к.т.н,		

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

И.О. Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:  
И.О.Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Бурков П.В.  
 (Подпись)     (Дата)     (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5А	Коваленко Михаилу Николаевичу

Тема работы:

«Исследование и обоснование эффективных методов борьбы с коррозионным разрушением резервуаров товарной»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

от 19.04.2017 г. №2697/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

05.06.2017г.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

*(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*

Объектами исследования данной дипломной работы являются резервуар для хранения нефти. Каждый резервуар должен быть оснащен полным комплектом оборудования; при наполнении резервуара скорость подачи нефти или нефтепродукта должна быть не более 1 м/ч, с понтоном не более 3,5 м/ч; должен быть установлен контроль за герметичностью резервуара; контроль безопасных условий и охраны труда. Эксплуатация резервуаров не должна приводить к

	загрязнению окружающей среды выше допустимых норм.
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1. Выявить наиболее слабые места, которые подвергаются коррозии больше всего.</p> <p>2. Провести расчет остаточного ресурса резервуара, а также провести анализ напряженного-деформированного состояния днища.</p> <p>3. Рассмотреть виды коррозии резервуара, выявить самые опасные, провести анализ методов борьбы с коррозией резервуара.</p> <p>4. Провести анализ современных методов борьбы с коррозией.</p> <p>5. Рассчитать стоимость работ на окраску резервуара с маркой Flexi и Permaseg, оценить и сделать соответствующий вывод эффективности проекта.</p> <p>6. Рассмотреть вопросы безопасности персонала и окружающей среды при проведении работ.</p>

<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
--	--

<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>
---

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Шарф Ирина Валерьевна, доцент
«Социальная ответственность»	Маланова Наталья Викторовна, инженер

<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>
--

«General characterization»
«Equipment examination»
Системы защиты резервуаров
Коррозионное разрушение поверхностей резервуара
Расчетная часть

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	
--	--

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент каф. ТХНГ	Крец Виктор Георгиевич	к.т.н, доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Коваленко Михаил Николаевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ5А	Коваленко Михаилу Николаевичу

<b>Институт</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Кафедра</b>	<b>Транспорта и хранения нефти и газа</b>
<b>Уровень образования</b>	магистр	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Экономическое обоснование выбора лакокрасочного покрытия типа Ретмасол 2807/HS-A
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е8
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс РФ ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016г. № 55-ФЗ

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Обоснование перспективности покраски и применение более качественного покрытия РВС-20000 с целью повышения надежности резервуара.
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Сметный расчет на нанесение покрытие резервуара
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Обоснование экономической эффективности внедрения более покрытия с целью повышения надежности работы резервуара

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

Таблицы:

- *Время проведения работ*
- *Необходимое оборудование и техника*
- *Стоимость материалов на проведение мероприятия*
- *Расчет заработной платы*
- *Расчет страховых взносов при нанесении лакокрасочного покрытия*
- *Затраты на проведение организационно-технического мероприятия*
- *Результаты расчётов экономической эффективности проекта*

**Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент кафедры ЭПР	Шарф И.В.	к.э.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ5А	Коваленко Михаил Николаевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ5А	Коваленко Михаилу Николаевичу

<b>Институт</b>		<b>Кафедра</b>	
<b>Уровень образования</b>	магистратура	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Надежность газонефтепроводов и хранилищ»</u>

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеословия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>– чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p>Работы по ремонту резервуаров производятся как непосредственно в резервуаре, так и возле него.</p> <p>Основными вредными проявлениями являются неблагоприятные метеорологические условия; вредные вещества; воздействие шума; вибрации; тяжесть труда. Опасными проявлениями являются воздействие электрического тока; пожаровзрывоопасность.</p> <p>Возможно негативное воздействие на атмосферу, гидросферу, литосферу.</p> <p>Наиболее вероятными являются чрезвычайные ситуации техногенного характера.</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. СанПиН 2.2.4./2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки»</li> <li>2. Р 2.2.2006-05 (104) «Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе»</li> <li>3. ГОСТ 17.2.3.02-78 «Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями»</li> <li>4. Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности. ППБО-85 «Взрыв и самовоспламенение нефти»</li> <li>5. РД 153-39.4-033-98 «О введении в действие Норм естественной убыли нефтепродуктов»</li> <li>6. ГОСТ 12.4.089 Система стандартов безопасности труда. Строительство. Пояса предохранительные. Общие технические условия</li> <li>7. ГОСТ 12.3.003-86. ССБТ «Работы электросварочные, требования безопасности.»</li> </ol>

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий</li> </ul>	<p>Отклонения от нормальных метеословий могут стать причиной хронических простудных заболеваний и заболеваний суставов. Вредные вещества влияют на сердечно-сосудистую систему и на показатели крови. Шум создает значительную нагрузку на нервную систему человека, оказывая на него психологическое</p>
--	---

<p><i>нормативно-технический документ);</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p>воздействие. Тяжесть труда может стать причиной переутомления.</p> <p>Нормирование вредных воздействий и использование средств индивидуальной защиты может снизить влияние вредных факторов.</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	<p>Термическое действие тока вызывает ожоги, перегревание сосудов и нарушение функциональности внутренних органов. Биологическое действие вызывает нарушение нормальной работы мышечной системы. Пожаровзрывоопасность, представляет угрозу для жизни и здоровья работников на площадках проведения работ по очистке резервуаров.</p> <p>При соблюдении правил безопасности проведения работ и использовании средств индивидуальной защиты можно предотвратить получения травм.</p>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитённой зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>Для снижения уровня загрязнения атмосферы осуществляют мероприятия по сокращению потерь нефти. Производственно-дождевые воды нефтеперекачивающих станций перед сбросом в водоем должны быть очищены.</p> <p>Для предотвращения загрязнения почвы при разливах и ремонтах необходимо устраивать закрытые дренажи в заглубленные резервуары с автоматической откачкой нефти.</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<p>Пожары при ремонте резервуаров чаще всего происходят из-за вспышки паров нефтепродукта. Для ликвидации искры в качестве защитной меры используют заземление и антистатические присадки.</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<p>Перед зачисткой резервуаров должны быть выполнены подготовительные мероприятия</p> <p>Бригада может приступить к работе внутри резервуара только после получения оформленного акта готовности резервуара к зачистным работам, подписанного комиссией в состав главного инженера, инженера по технике безопасности, представителя товарного цеха и работника пожарной охраны.</p>
<p><b>Перечень графического материала:</b></p>	
<p><i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i></p>	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Маланова Н. В.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Коваленко Михаил Николаевич		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 105 с., 37 рис., 22 табл., 30 источников, 1 прил.

Ключевые слова: резервуар, устранение, анализ, расчет, метод, испытание, охрана труда, рекультивация.

Объектом исследования является (ются) резервуары вертикальные стальные.

Цель работы – исследование и обоснование эффективных методов борьбы с коррозионным разрушением резервуаров для хранения нефтепродуктов.

В процессе исследования проводился анализ по выявлению наиболее слабых мест резервуаров, где коррозия проявляется особенно; анализ современных способов защиты и устранения дефектов резервуаров коррозионного происхождения. Был проведен расчет остаточного ресурса резервуара при разных видов марок сталей; исследование напряженно-деформированного состояния днища резервуара. гидравлические расчеты, расчеты толщины стенки трубопровода, расчет на прочность и устойчивость. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности строительства, охране окружающей среды, технико-экономическая часть.

В результате исследования был произведен сравнительный анализ современных методов защиты резервуара от коррозии. На основании полученных результатов покрытий резервуара было выявлено, что микроорганизмы которые образуются из – за конденсата, способствуют возникновению коррозии в связи с этим разработано современное покрытие ТАНЭП-651. Данное покрытие практически предотвращает рост концентрации жизнеспособных клеток микроорганизмов. Так же разработана зарубежная краска марки Permacor 2807/HS-A, результаты ее применения отличаются от стандартной краски. Особенность этого покрытия в том, что после хранения в резервуаре сырой нефти не имеется никаких химических и физических изменений внутреннего покрытия. При расчете остаточного ресурса было выявлено что марка стали AISI 304 выгоднее применять по сравнению с тремя другими так как оно прослужит дольше, но если посмотреть с другой стороны сталь 10Г2 имеет незначительную разность и дешевле будет использовать ее, следовательно сталь марки 10Г2 рациональнее использовать. Так же было рассмотрено использование решетчатых оснований которые позволяет выполнять антикоррозионную защиту наружной поверхности днищ, минимизировать коррозионные повреждения и связанные с ними затраты на ремонт, потери продукта и загрязнение окружающей среды, по сравнению с обычными.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: резервуар вертикальный стальной, объем хранимой нефти 20000 м<sup>3</sup>, при наполнении резервуара скорость подачи нефти должна быть не более 1 м/ч, с понтоном не более 3,5 м/ч, технология и организация выполнения работ, диагностика, сварочно-монтажные работы стального резервуара и.т.д.

Степень внедрения: предложены рекомендации по внедрению новых современных покрытий таких как био покрытия и ТАНЭП-651 и лакокрасочное покрытие марки Permacor 2807/HS-A. Использовать марку стали 10Г2с для стенок и днищ резервуара, а также внедрить новые типы фундаментов.

Область применения: резервуары вертикальные стальные.

Экономическая эффективность/значимость работы трудозатраты при использовании краски типа Flexi в 1,1 раз, чем при типе краски Permasog. Но если рассматривать в будущем, то тип краски марки Permasog оправдает себя так как срок службы на 15 лет выше. В итоге можно сэкономить 16240540 руб.

## Термины и определения

**Нефтяной резервуар:** Специальная емкость для хранения нефти и нефтепродуктов.

**Коррозия:** Самопроизвольное окисление металлов, уменьшающее долговечность изделий.

**Диагностика резервуара:** комплекс работ, включающих подготовку, натурное обследование элементов конструкции, оценку технического состояния и составления технического заключения о возможности дальней его эксплуатации.

**Объект магистрального нефтепровода:** Производственный комплекс (часть магистрального нефтепровода), включающий трубопроводы, здания, основное и вспомогательное оборудование, установки и другие устройства, обеспечивающие его безопасную и надежную эксплуатацию.

**Резервуарный парк:** Составная часть магистрального нефтепровода, представляющая собой комплексный технологический объект, включающий в себя здания, строения и сооружения, одиночный резервуар или группу (группы) резервуаров, предназначенных для приема, хранения и откачки нефти, транспортируемых по линейной части магистрального нефтепровода.

## Обозначения и сокращения

РВС – резервуар вертикальный стальной со стационарной крышей.

РВСП – резервуар вертикальный стальной с понтоном.

ППР – патрубок приемно-раздаточный.

ПРУ – приемно-раздаточное устройство.

КД – клапан дыхательный.

АУВП – автоматические установки водяного и пенного пожаротушения.

УПТВ – установки пожаротушения тонкораспыленной водой.

УПП – установки порошкового пожаротушения.

АУАП – автоматические установки аэрозольного пожаротушения.

КИП – контрольно-измерительный прибор.

МРТ – машина для резки труб.

*ВПГ* – Высоконапорные пеногенераторы.

ВПНПП – верхняя подача низкократной пленкообразующей пены.

СППР – система подслоного пожаротушения резервуара.

СКЗ – стационарная катодная защита.

НДКМ – клапан непримерзающий дыхательный мембранный.

ППМН – подводный переход магистрального нефтепровода.

РД – руководящий документ.

РНУ – районное нефтепроводное управление.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	14
1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР .....	16
2 GENERAL CHARACTERIZATION .....	18
2.1 Tank classification .....	18
2.2 Equipment description .....	19
2.2.1 Tank equipping for light oil products .....	20
2.2.2 <i>Tank equipping for heavy oil products</i> .....	25
2.3 VST tank construction .....	25
3 TANK MAINTENANCE.....	27
3.1 Tank diagnostic study .....	27
3.2 Equipment examination .....	29
3.2.1 <i>Leak tightness of detachable (flange, thread, slip) joints and junctions between valves and tank shell</i> .....	29
3.2.2. <i>Control of tank welding joint quality</i> .....	29
3.2.3 <i>Dip hatch and manway inspection</i> .....	30
3.2.4 <i>Breathing and pressure safety valve</i> .....	31
3.2.5 <i>Reflecting discs</i> .....	32
3.2.6 <i>Inlet distribution nozzle</i> .....	32
3.2.7 <i>Internal floating roof</i> .....	32
3.2.8 <i>Instrumentation and controls</i> .....	33
4 СИСТЕМЫ ЗАЩИТЫ РЕЗЕРВУАРОВ .....	34
4.1 Молниезащита резервуаров .....	34
4.2 Защита резервуаров от статического электричества.....	35
5 КОРРОЗИОННОЕ РАЗРУШЕНИЕ ПОВЕРХНОСТЕЙ РЕЗЕРВУАРА .....	37
5.1 Виды дефектов резервуаров коррозионного происхождения.....	37
5.2 Оценка технического состояния резервуаров вертикальных стальных.....	40
5.4 Современные фундаменты для продления срока службы резервуаров РВС .....	50
5.5 Защита наружной поверхности фундаментов.....	54
6 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ .....	55

6.1 Прогнозирование остаточного ресурса резервуара.....	55
6.1.1 <i>Пример расчета ресурса стенки резервуара до образования макротрещины резервуара РВС 20000 без применения мер по снижению коррозионного воздействия .....</i>	<i>55</i>
6.1.2 <i>Пример расчета ресурса стенки резервуара до образования макротрещины резервуара РВС 20000 с применением мер по снижению коррозионного воздействия .....</i>	<i>57</i>
6.2 Исследование напряженно-деформированного состояния днища РВС-3000 от типа фундамента в программном комплексе ANSYS .....	60
7 Экономическое обоснование антикоррозийной защиты резервуаров лакокрасочными покрытиями.....	65
7.1 Расчет расхода материалов и стоимости каждого материала .....	66
7.2 Расчет времени на проведение мероприятия .....	67
7.1.1 <i>Снятие старого покрытия.....</i>	<i>67</i>
6.1.2 <i>Нанесение грунтовки .....</i>	<i>68</i>
7.3 Расчет количества необходимой техники и оборудования .....	69
7.4 Затраты на амортизационные отчисления.....	70
7.5 Расчет затрат на электроэнергию .....	73
7.5 Расчет затрат на оплату труда .....	75
7.6 Затраты на страховые взносы .....	77
7.7 Затраты на проведение мероприятия .....	78
7.8 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	79
7.8.1 <i>Оценка сравнительной эффективности исследования .....</i>	<i>79</i>
8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	83
8.1. Производственная безопасность .....	83
8.1.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов.....	83
8.1.2 Охрана мероприятий по защите персонала предприятия от действия вредных и опасных факторов .....	87
8.2 Охрана окружающей среды .....	89
8.2.1 <i>Анализ влияния на окружающую среду .....</i>	<i>89</i>
8.2.2 <i>Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.....</i>	<i>90</i>

8.3 Защита в чрезвычайных ситуациях .....	91
8.3.1 Анализ вероятных ЧС .....	91
8.3.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС .....	92
8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	93
8.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства .....	93
8.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	94
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	96
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	99

## ВВЕДЕНИЕ

Технологический процесс перекачки нефти в больших количествах предполагает наличие большого объема резервуарных емкостей. На предприятиях ОАО «АК «Транснефть» эксплуатируются резервуары различных типоразмеров.

Несмотря на снижение объемов перекачки в последнее время, вызванное сокращением добычи нефти, основная часть резервуарного парка продолжает активно эксплуатироваться. Наличие большого запаса резервуарных емкостей позволяет в новых экономических условиях получать дополнительные прибыли от товарно-транспортных операций и дает преимущества в сфере управления и принятия решений руководством фирмы. Поэтому вопросам обеспечения эксплуатационной надежности резервуарных парков в настоящее время придается большое значение.

На предприятиях ОАО «АК «Транснефть» наибольшее распространение получили резервуары РВС-400, РВС-5000, РВС-10000, РВС-20000, РВС-50000.

При строительстве и ремонте резервуаров используются металлы, обладающие гарантированными механическими характеристиками и химическим составом, высокой сопротивляемостью хрупкому разрушению при низких температурах, повышенной коррозионной стойкостью и возможностью рулонирования заготовок например из стали марки 09Г2С-12. Согласно проведенному обследованию технического состояния вертикальных стальных резервуаров, эксплуатируемых «Транснефти» сделан

					<i>Исследование и обоснование эффективных методов борьбы с коррозионным разрушением резервуаров товарной</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Коваленко М.Н</i>			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Крец В.Г.</i>					14	105
<i>Консульт.</i>								
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>						
						<b>НИ ТПУ гр. 2БМ5А</b>		

Вывод о том, что возникновение донных отложений значительно ухудшает состояние днища и уменьшает полезный объем резервуара [1]. Автоматизированная система размыва существенно уменьшает количество донных отложений и затраты на их устранение.

					ВВЕДЕНИЕ	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

# 1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

Проблемами коррозией занимались многие исследователи, как в России, так и за рубежом.

Для того чтобы искать способы решения проблемы с коррозионным разрушением резервуара, необходимо узнать причину этого. Для того была проработана следующая литература. Ниже представлена некоторая литература:

1. Розенштейн И.М. Аварии и надежность стальных резервуаров/ Розенштейн И.М.- М.: Недра, 1995.253 с.
2. Тарасенко А.А. Напряжённо-деформированное состояние вертикальных стальных резервуаров при ремонтных работах/ Тарасенко А.А. -М.: Недра, 1999. 270 с.
3. Гареев А.Г., Худяков М.А., Кравцов В.В. Разрушение нефтегазового оборудования/ Гареев А.Г., Худяков М.А., Кравцов В.В. -учебное пособие. Уфа, 2010. 144 с.
4. РД 153-112-017-97. Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров.
5. РД 153-112-017-97. Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурсов вертикальных стальных резервуаров.- Уфа 1997

В 2014 году А. Р. Волчковым в статье, опубликованной в журнале «Наука и технологии» рассматриваются специальные типы фундаментов и днищ резервуаров для нефти и нефтепродуктов. В отличие от традиционных и широко применяемых в настоящее время эти фундаменты обладают рядом преимуществ, которые подробно описано в статье.

Так же были рассмотрены статьи на основе которых и проводились расчеты, некоторые из них:

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Коваленко М.Н			Литературный обзор	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					16	105
Консульт.								
Зав. Каф.		Бурков П.В.						
					<b>НИ ТПУ гр. 2БМ5А</b>			

1 Исследование напряженно-деформированного состояния днища резервуара с коррозионным поражением П.Н. Рыбалко, П. А. Прибытков

2 Исследование состояния днища резервуаров вертикальных стальных Лам Бик Хонг, А. А. Алешкина.

					ВВЕДЕНИЕ	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 2 GENERAL CHARACTERIZATION

### 2.1 Tank classification

Oil and oil products are stored in special tanks under the conditions providing qualitative and quantitative safety of these products throughout the storage time. The tanks must be manufactured properly concerning high integrity and long service life for better storage of oil products.

There are three versions of the tanks: aboveground, semi underground and underground.

Aboveground storage tank is a tank with its bottom at the level of the special mark of corresponding territory, or higher. Also it can be beneath the ground surface at the level of less than half of its height. Aboveground storage tanks are usually made of steel (welded). Two types of the aboveground tanks are shown in Figures 1, 2.

Figure 1 – Aboveground storage tank of VCT type

Figure 2 – Aboveground storage tank of HCT type

Semi underground tank is a tank, located beneath the ground surface at the level of more than half of its height, and the highest possible level of liquid in the

tank is not higher than 2 meters above the elevation grade of surrounding area. These

tanks are generally made of concrete and have capacity of 500-30000 m<sup>3</sup>. They are

					Исследование и обоснование эффективных методов борьбы с коррозионным разрушением резервуаров товарной
	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	
Разраб.	Коваленко М.Н.				Лит. Лист Листов
Руковод.	Крец В.Г.				18 105
Консульт.					General characterization
Зав. каф.	Бурков П.В.				<b>НИ ТПУ гр. 2БМ5А</b>
					GENERAL CHARACTERIZATION
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	19

represented by cylindrical construction (with monolith or precast wall and roofing) or rectangular with precast walls and coating, and also by open-cut tanks.

Underground storage tank is a tank with a highest level of product not less than 0,2 m below the lowest elevation grade of surrounding territory.

The capacity of this tank has no restricted values, but the product surface height must not exceed 3000 m<sup>3</sup>, and tank width is 42 m. Storage of oil products in the underground tanks is much safer as in case of accident with supporting frames, explosion or fire of one tank, adjacent tanks are out of danger. Besides, in case of tank accident product loss can be kept to a minimum by pumping it into other tanks. While accidents of the aboveground tanks lead to the liquid spreading over the territory and its collection can be complicated. Also, storage temperature regime is maintained.

Materials, used for tank manufacture, are presented by two main groups: steel (metallic) and non-steel (non-metallic).

Steel tanks include riveted and welded, shown in Figures 3 and 4, cylindrical vertical and horizontal tanks are shown in Figure 2 [1].

Figure 3 – Steel tank with riveted sheets [2]

Figure 4 – Steel tank with welded sheets [2]

## 2.2 Equipment description

Design documentation determinates versions of tank equipping, arrangement of equipment and constructive elements. Mark, type and completion of the equipment and instrumentation must correspond to the requirements and instructions of the project, due to the stored product, charge and discharge velocity of tank.

					GENERAL CHARACTERIZATION	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 2.2.1 Tank equipping for light oil products

Tanks are supplied with:

- ✓ Equipment providing tanks with reliable operation and reducing oil evaporation losses.
- ✓ Repair and maintenance equipment.
- ✓ Fire-fighting equipment.
- ✓ Control and alarm equipment.

Equipping of the tanks for light oil product storage is presented in Figure 5.

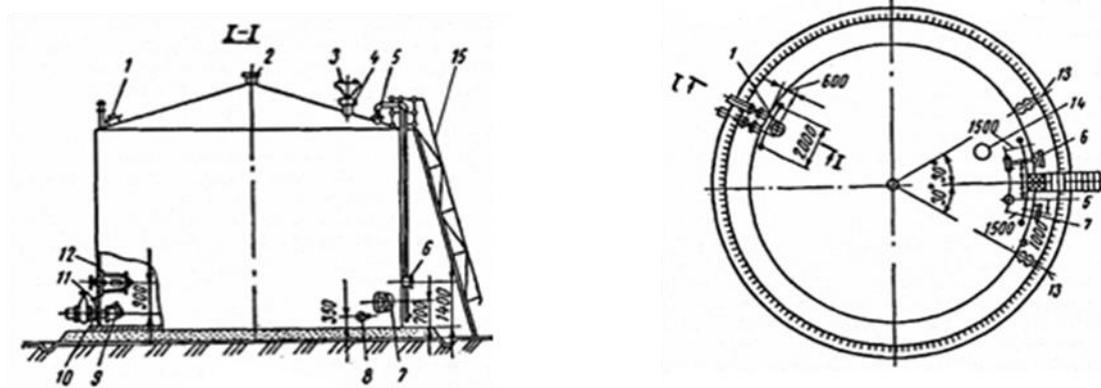


Figure 5 – VST tank equipment: 1 – light hatch; 2 – vent branch pipe; 3 – breathing valve; 4 – flame arrester; 5 – dip hatch; 6 – liquid level indicator; 7 – manway; 8 – water outlet plug valve; 9 – internal check valve; 10 – inlet distribution nozzle; 11 – bypass; 12 – internal check valve control; 13 – full shift position of inlet distribution nozzles towards the stairs axis; 14 – pressure safety valve; 15 – stairs [2]

Tank *pressure vent valve* involves pressure safety and breathing valves. In case of rising pressure these valves must discharge the pressure at the right moment. Breathing valves open first, when the extra pressure in a gas space achieves the value of 2000 Pa. The limit of safety pressure valve trip is 5-10% higher, and they secure the breathing valves.

					GENERAL CHARACTERIZATION	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

Breathing valves (Figure 4 a) are installed on the tanks with low-viscosity oil products in order to maintain estimated pressure and vacuum in a gas space. This valve includes cabinet 1, guide rod 2, vacuum disc 3, hinged top 4, seat 5 and 7, vertical centerline, pressure disc 8, flange 9, filter 10, rocker 11, handwheel 12, eye bolt 13.

In case of breakdown of breathing valve or operating state disturbance, special pressure safety valve, duplicating the work operation of breathing valve, is installed on every tank in order to avoid tank failure from rising pressure or vacuum. It involves the plug 1, downpipe 2, hydraulic seal 3, cap 4, gauge pin 5, guywire 6 and bonnet 7. The example is shown in Figure 4 b.

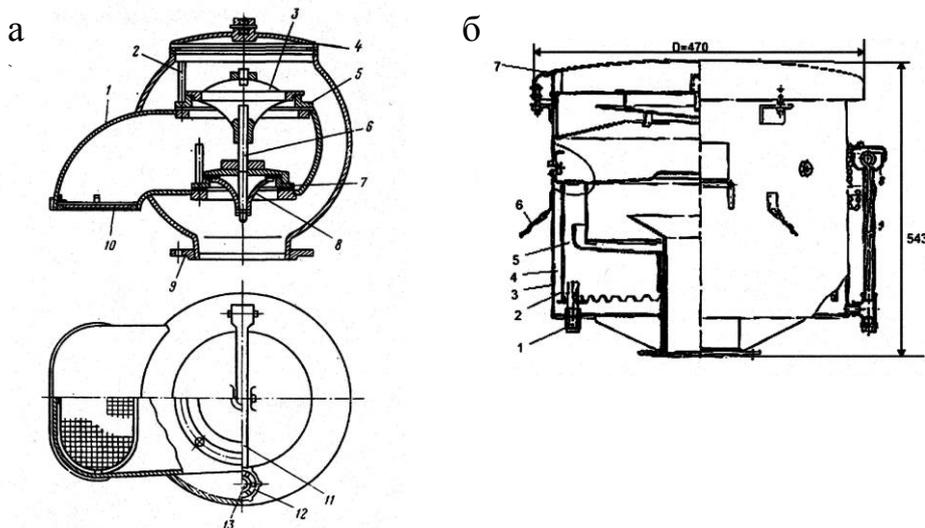


Figure 4 - Pressure vent valve: a) Breathing valve BV – 2, b) PSV Pressure safety hydraulic valve [2]

Reflecting discs, installed below the breathing valves, are the effective tool for reducing oil product filling losses (Figure 5).

					GENERAL CHARACTERIZATION	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

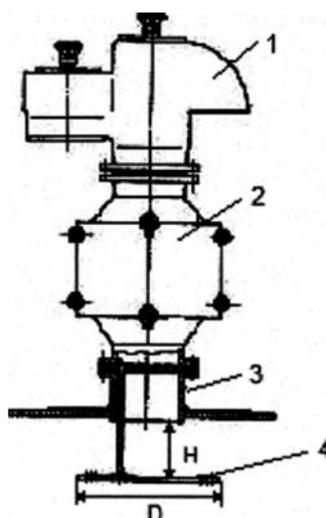


Figure 5 – Reflecting disc: 1 – breathing valve; 2 – flame arrester; 3 – installation nozzle; 4 – reflecting disc [2]

*Inlet distribution nozzle* (IDN) is applied for eliminating oil product losses during technological pipeline breaking or valve failure, also for filling tank with oil (oil products) or draining.

IDN is set on the tank wall by welding, has its own independent manual (IDN) or electric drive (IDN 1).

Manway, dip hatch, light hatch and stairs are used as repair and maintenance equipment.

*Manway* is located in the first ring and designed for operating personnel to get inside the tank. Also it plays an important role for supplying the tank with necessary equipment and extracting bottom sediments.

*Dip hatch* is applied for manual measurement of oil and bottom water level, and for sample taking with the oil thief. *Light hatch* is used for sunlight access to the tank interior, and its venting during flaw detection, repair or cleaning.

Tanks are provided with fire-fighting equipment, such as flame arresters, fire-fighting media and cooling facilities.

*Flame arrester* operates in such a way as to eliminate the access of source of ignition to the tank interior through the hole with a small cross-section under the conditions of intensive heat removal.

					GENERAL CHARACTERIZATION	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Foam pourers are used to supply foam into the tank with burning oil product.

Automatic fire-fighting systems are divided into the following groups depending on applied fire-extinguishing agent (FEA):

- ✓ automatic water and foam fire-extinguishing system (AWFS);
- ✓ aquafog systems (AFS);
- ✓ automatic gaseous fire suppression unit (AGFSU);
- ✓ dry powder extinguishing installation (DPEI);
- ✓ automatic aerosol fire-extinguishing installation.

Tank control and alarm equipment include:

- ✓ Local and remote oil level gauges;
- ✓ Maximum operational and critical level alarms;
- ✓ Oil thieves.

Liquid level gauges of GSL (gauge sensor level) type are designed for operative tank filling and draining control. This instrument consists of hardened steel ribbon 1, reels 2 and 3, measuring contact wheel 4, hydraulic lock 5, rollers 6, tensioning devices 7, guiding wire 8, punched tape 9, float 10. Gauge is presented in the Fig.6.

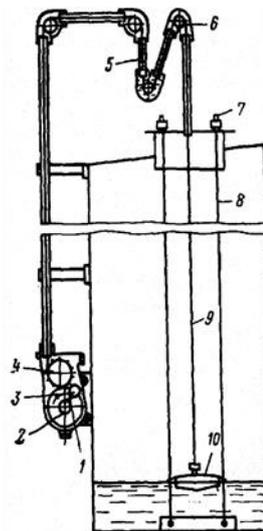


Figure 6 – GSL– 5 Level gauge [2]

					GENERAL CHARACTERIZATION	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

*Ultrasonic level alarms ULA* are aimed to control top, critical and low level of oil products in VST tanks. Alarm is shown in Fig.7.

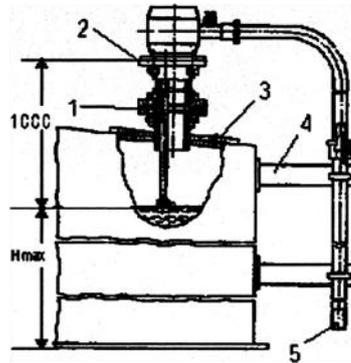


Figure 7 – ULA-1 alarm: 1 – coil; 2 – nozzle; 3 – frame; 4 – supporting bracket; 5 – water and gas pipes [2].

*Fixed tank oil thief-4* represents hermetically-sealed device for semi-automatic taking of oil product average samples from vertical tanks for quality determination and density measuring. It includes the top hatch 1, sampling column 2, valve units 3, air pipe 4, sample discharging unit 5. The device is shown in Fig.9.

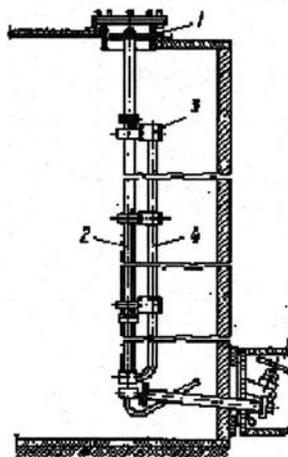


Figure 8 – Fixed tank oil thief-4 [2]

					GENERAL CHARACTERIZATION	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

### 2.2.2 Tank equipping for heavy oil products

Tanks, designed for heavy oil products, usually have the same equipment as the tanks for light oil products, but there are some differences:

- ✓ inlet distribution nozzle is supplied with ascending pipe;
- ✓ presence of the heating system, which is chosen according to the tank volume, temperature, oil product viscosity and warm-up time;
- ✓ presence of apparatus and low and top product level alarm systems, temperature measuring systems, automatic oil product heating control systems;
- ✓ absence of breathing and pressure safety valves, which are replaced by the vent branch pipe.

*The ascending pipe* is applied for oil product sampling from the upper layers, where it has the highest temperature and the purest composition.

Heating tools are implemented when transporting high-viscosity and freezing oils.

*Vent branch pipes* are used to connect gas space with the atmosphere. [3]

### 2.3 VST tank construction

Vertical steel tanks are manufactured according to the shop drawings of MS (metal structures) designed on the basis of customer's technical design assignment.

Technology of vertical tank manufacturing is represented by methods of rolling, sheet-by-sheet, and combined one.

Due to constructive features vertical cylindrical tanks are divided into the following groups:

- stationary roof tank without internal floating;
- internal floating stationary roof tank;
- floating roof tank.

					GENERAL CHARACTERIZATION	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

The main constructive elements of the tank include:

- wall with pipe and hatch incuts;
- bottom;
- roof (self-supporting, frame or panelized, due to customer's technical design assignment);
- roof grounds and enclosures.

VST tank construction is presented in Figure 9 below.

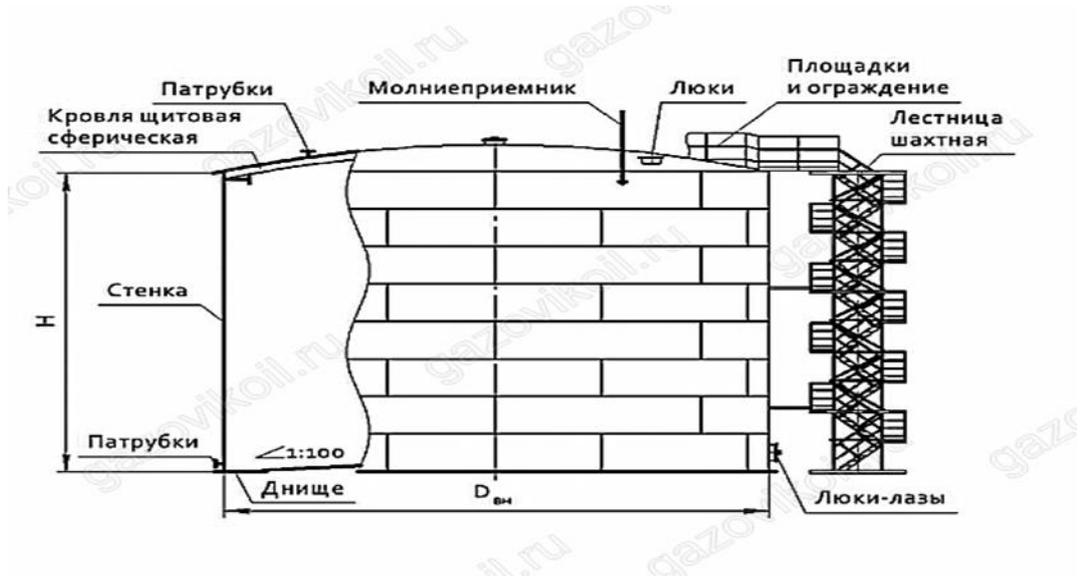


Figure 9 – VST construction [3]

					GENERAL CHARACTERIZATION	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

### 3 TANK MAINTENANCE

Tanks are used for oil and oil product receipt, storage, release and metering, and represent critical engineer structure.

Steel tanks are exposed to high loads during their operation. Presence of tight welding joint and reduction of metal elastic properties under negative temperatures provide significant internal stress. These and other reasons have a great impact on tank destruction. In order to reveal the defects, permitted during manufacturing and operation, periodic diagnostic study and complex flaw detection are conducted.

#### 3.1 Tank diagnostic study

Tank technical diagnostics implies set of operations including preparing, on-site investigation of constructive elements, technical condition assessment and making technical conclusion about its further operation feasibility.

Technical diagnostic system consists of the following stages of work performance:

- ✓ partial technical study of the tank exterior side without its decommissioning;
- ✓ full technical study is carried out with tank decommissioning, draining, cleaning and degassing.

The frequency of conducted studies is presented in Table 1.

Table 1 – VST diagnostic period

Service life, year	Full diagnostic study, year	Partial diagnostic study, year
Up to 20	10	5
Over 20	8	4

					<i>Исследование и обоснование эффективных методов борьбы с коррозионным разрушением резервуаров товарной</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Коваленко М.Н</i>			<i>Tank maintenance</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Крец В.Г.</i>					28	105
<i>Консульт.</i>						<b>НИ ТПУ гр. 2БМ5А</b>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Бурков.П. В.</i>						

According to RD 08-95-95, typical program of partial diagnostic study presumes the following work performance:

- ✓ introduction to the technical documentation;
- ✓ visual inspection;
- ✓ determination of metal structure sizes of the tank exterior side;
- ✓ determination of wall and roof thickness;
- ✓ levelling bottom external contour, fundamentals of inlet distribution nozzle, stair towers and gas-equalizing system;
- ✓ fire diking study and geodetic survey;
- ✓ ground condition examination;
- ✓ drawing conclusion from study data.

The additional program of partial diagnostic study includes:

- ✓ acoustic-emission diagnostics of wall and bottom;
- ✓ ultrasonic or magnetic scanning of the lower wall ring;
- ✓ infrared spectroscopy;
- ✓ Cone penetration tests under the tank ground is conducted via electric methods.

According to RD 08-95-95, typical program of full diagnostic study presumes the following work performance:

- ✓ introduction to the technical documentation;
- ✓ visual inspection and determination of metal structure sizes of the tank exterior and interior side;
- ✓ determination of tank structure thickness;
- ✓ determination of pipe and manway thickness;
- ✓ levelling bottom external contour and bottom surface;
- ✓ levelling fundamentals of inlet distribution valves, expansion-pipes, technological pipelines, stair towers and gas-equalizing system;
- ✓ control of welding joints with physical methods;
- ✓ control of bottom welding tightness;
- ✓ coating examination;

					<i>TANK MAINTENANCE</i>	<i>Лист</i>
						29
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- ✓ ground condition examination;
- ✓ fire diking study and geodetic survey;
- ✓ making technical statement, including defect list with indication of coordinates on rough or technical drawings, according to the study results.

### **3.2 Equipment examination**

#### *3.2.1 Leak tightness of detachable (flange, thread, slip) joints and junctions between valves and tank shell*

During equipment treatment it is obligatory to examine leak tightness of detachable (flange, thread, slip) joints and junctions between valves and tank shell. In case of leak detection the bolts must be banded, and stuffing box seals must be replaced.

The periodicity of maintenance must not be less often than 1 time per month.

#### *3.2.2. Control of tank welding joint quality*

Control of tank welding joint quality is conducted the following ways:

- ✓ visual inspection and measurement;
- ✓ mechanical tests;
- ✓ physical methods;
- ✓ dye penetrant testing or magnetic particle testing;

*Visual inspection*, including measurements, is only carried out after cleaning welds and adjacent surfaces of slug, splashes and other contaminants. Visual inspection and determination of welding joint dimensions are conducted for:

- ✓ all four rings of the welding joints;
- ✓ corner weld joint;
- ✓ adjacent zones of metal over a distance not less than 20 mm.

All welds, providing tightness and floatability of the floating roof and internal floating of the roof, are exposed to the leak tightness examination.

					<b>TANK MAINTENANCE</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		30

Welding joints of reinforcement sheets of hatches and pipes on the tank wall also must be tested for tightness. Working principle of the test is based on creation of excess air pressure from 400 to 4000 mm wc in the hole between tank wall and reinforcement sheet. The soapfilm must be applied on the welding joints of interior and exterior tank wall. At the end of the test this hole is to be filled with corrosion inhibitor.

During pneumatic and hydraulic tests the leak tightness control of welding joints of tank roof decking is carried out. The process represents creation of excess air pressure up to 150-200 mm wc inside the tank.

*Physical methods* include radiographic method and ultrasonic method. This type of test is effective only in case of acceptance of the welding joints after visual inspection. To detect internal weld discontinuity, welding joints are exposed to radiographic inspection or ultrasonic flaw detection. These methods are chosen in such a way as to be able to reveal completely and accurately the intolerable defects, and also according to the features of every control method for definite types of welding joints.

*Magnetic particle or dye penetrant testing* takes under control the welding joints of constructive elements, which are not allowable for physical methods. This method controls the welding joints of wall and bottom connection; welding joints of hatches and pipes and wall connection; points on the sheet surface of the tank wall, where the yield points exceed 345 MPa; in technological attachment detaching zones.

### 3.2.3 Dip hatch and manway inspection

During dip hatch inspection it is necessary to control usable condition of the hatch itself, its eye joint and sealing rings, integrity of thread and guiding rod, proper bearing of the roof. The dip hatch consists of casing 1, cap 2, pedal 3, rubber seal 4, falling back block with a screw box 5.

During *manway* inspection it is necessary to control usable condition of the manway (flanged junction; seal, welding joints).

					TANK MAINTENANCE	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

It consists of flange 1, casing 2, reinforcement sheet 3, bolt 4, screw box 5, seal 6. Both elements are shown in Figure 11.

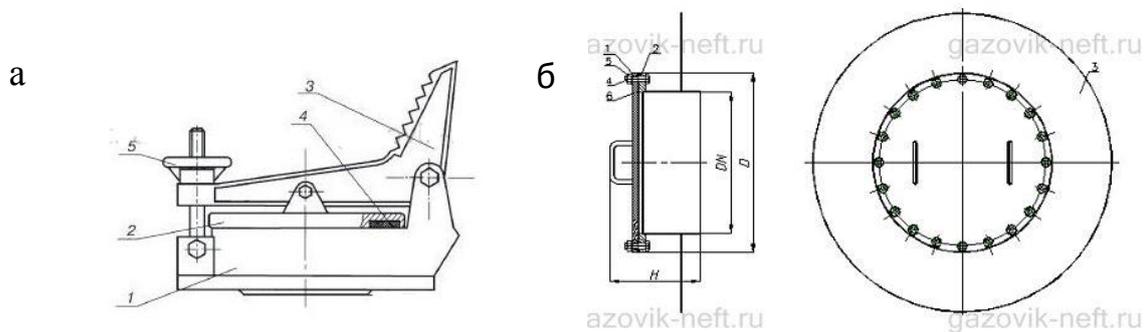


Figure 11 – Hatch structure: a) dip hatch b) manway [3]

### 3.2.4 Breathing and pressure safety valve

In the process of breathing valve operation the inspection must be carried out, and valve adjustment must be conducted according to the manufacturer’s instruction. During adjustment it is necessary to test the integrity of fluoroplastic coating, diaphragm and discs. In the winter valve internal surfaces are to be cleaned of ice and frost.

Due to manufacturer’s instruction, valve maintenance is to be performed not less often than twice a month. In a warm period of year valve maintenance is to be performed not less often than once in 10 days at negative environment temperature. In case of environment temperature less than 30°C, frost layer can be up to several centimeters, this may result in disc sticking or in shutdown of the valve cross-section. In this case valve inspection and cleaning are to be performed in 3-4 days.

During operation the pressure safety valve needs quality control and designed lubricant level, maintenance of cap horizontality, mesh partition cleanness test. It is necessary to conduct cleaning of the pressure safety valve internal surfaces of frost and ice by washing in a warm lubricant. Valves with diaphragms are exposed to the examination of diaphragm condition, cleanness of joints and passages, power fluid level in the manometer gage.

					TANK MAINTENANCE	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

Due to manufacturer's instruction, valve maintenance is to be performed not less often than twice a month in a warm time of year and not less often than once in 10 days at negative environment temperatures.

### *3.2.5 Reflecting discs*

Reflecting discs, installed below the breathing valves, are the effective tool for reducing oil product filling losses.

It is obligatory to control the horizontal position of the reflecting disc and reliability of its hanging. Maintenance period is quarterly.

### *3.2.6 Inlet distribution nozzle*

During examination of inlet distribution nozzle the correct operation of clap valve or ascending (swing) pipe must be taken into account (the lift should be light and smooth). The condition of the wire and its fixation to the winch must be usable. Leak tightness of the welding between reinforcing pad and flange of the nozzle, and tightness of flanged joints is monitored. Maintenance must be performed every time when receiving and releasing, but not less often than twice a month.

### *3.2.7 Internal floating roof*

During maintenance of the internal floating roof the following objects must be inspected:

- ✓ horizontality of surface of the internal floating roof; integrity of containers and presence of the product;
- ✓ presence of oil product or sweating on the central part of the internal floating roof;
- ✓ tightness of valve adjoining the tank wall or pipes;
- ✓ existence of failures of the wires for shunting static electricity and reliability of fastening.

					TANK MAINTENANCE	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

In case of detecting oil product on the internal floating roof, the product is eliminated and the damage reason is revealed. In case of break of tightness of central part of the internal floating roof or containers, it is recommended to drain the tank and carry out repair works. Maintenance period is due to manufacturer's instruction.

### 3.2.8 Instrumentation and controls

Oil and oil product tanks can be supplied with the following instruments and automation equipment:

- ✓ Local and remote oil product level gauges;
- ✓ Maximum operational and critical level alarms;
- ✓ Oil thieves;
- ✓ Automatic fire alarm devices and fire-fighting actuation system;
- ✓ Upper position alarm of the internal floating roof.

According to the schedule of Method Statement and metrological calibration tests, good condition and reliability of instrument readings is to be inspected [2].

					<i>TANK MAINTENANCE</i>	<i>Лист</i>
						34
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## 4 СИСТЕМЫ ЗАЩИТЫ РЕЗЕРВУАРОВ

### 4.1 Молниезащита резервуаров

В соответствии с нормами, резервуар с нефтепродуктами относится к зоне защиты В1г по электроустановкам, по защите от молнии к категории II с данной зоной защиты типа Б с эффективностью 0,95. Исходя из данных требований, следует, что при рабочей системе защиты от молнии вред резервуару возможен с каждым 20-ым ударом.

Мероприятия по защите резервуарных парков необходимо выполнять отдельно стоящими тросовыми или стержневыми молниеотводами. [4]

Установка на крышах стержневых молниеотводов не допускается.

Стоящие отдельно стержневые молниеотводы (рис. 17) изготавливаются из любых марок сталей размера в соответствии с требованиями. Защищают от коррозии оцинкованием или покраской. Тросовые молниеприемники изготавливают из многожильных канатов с сечением не менее 35 мм<sup>2</sup>. Каким должна быть конструкция устройств молниезащиты определяет проект. Конструкция показана на рисунке 17.

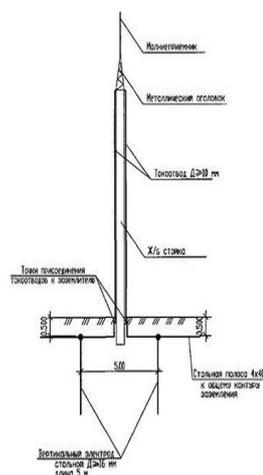


Рисунок 17 – Присоединение молниеотвода к заземляющему устройству [4]

					Исследование и обоснование эффективных методов борьбы с коррозионным разрушением резервуаров товарной		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Коваленко М.Н				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Крец В.Г.					35	35
Консульт.					НИ ТПУ гр. 2БМ5А		
Зав. Каф.	Бурков П.В.						
					Системы защиты резервуаров		

Соединение молниеприемников с токоотводами и токоотводов с заземлителями выполняются сваркой или соединениями с болтами с переходным сопротивлением не более 0, 05 Ом. При работе устройств молниезащиты проводится систематический контроль за их техническим состоянием. Перед началом грозового сезона 1 раз в год проводится проверка системы защиты от молнии [4].

В заключении устройство молниезащиты не дает гарантии от пожара вызываемое ударом даже при исправной нормативной молниезащите, ссылаясь на случаи многих лет: в июле 1979 г. – пожар на НПС «Торгили» магистральных нефтепроводов Западной и Северо-Западной Сибири; в июне 1990 г. – пожар на НПС «Каркатеевы» того же предприятия по той же причине; в сентябре 2003 г. – пожар на НПС «Александровская» магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск». Аналогичные пожары от молнии происходили и за рубежом.

#### 4.2 Защита резервуаров от статического электричества

Движение нефтепродуктов в трубопроводах вызывает возникновение статических зарядов электричества, подобно тем, которые появляются при трении любого предмета о диэлектрик, т. е. о материал, не проводящий электричество.

Накопление до опасных пределов электрических зарядов в нефтепродуктах происходит при закачке в резервуары. Для обеспечения электростатической искробезопасности резервуаров выполняют:

- ✓ заземление всех электропроводных узлов и деталей резервуаров;
- ✓ исключают процессы разбрызгивания и распыления нефти;
- ✓ ограничение скорости истечения при наполнении резервуаров и размыве донных отложений.

Данные заземляющие устройства выполняются в соответствии с требованиями ПУЭ–85,

ГОСТ 21130–75 СН 102–76, инструкцией по устройству сетей заземления.

					<b>СИСТЕМЫ ЗАЩИТЫ РЕЗЕРВУАРОВ</b>	<i>Лист</i>
						36
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Нефтепродукты необходимо закачивать в резервуары без разбрызгивания, бурного перемешивания или распыления. Нефтепродукты необходимо поставлять в резервуар таким образом, чтобы уровень был ниже находящего в нем остатков нефтепродуктов.

При наполнении порожнего резервуара нефтепродукты необходимо подавать в него со скоростью, не превышающей 1 м/с до момента затопления конца приемно-раздаточного патрубка.

Расстояние от конца загрузочной трубы до днища резервуара не должно быть выше 200мм, а если это выполнимо, то струя должна быть направлена вдоль стенки. Тем самым не должно быть разбрызгивания.

Для избежания искрообразования поводят ручной отбор проб и (или) измерение уровня нефти проводят через люк замерный выполняют не ранее чем через 10 минут после завершения операции закачки (откачки). Устройства для проведения измерений необходимо изготавливать из токопроводящего материала с удельным объемным электрическим сопротивлением ниже  $10^5$  Ом\*м и заземлены.

					СИСТЕМЫ ЗАЩИТЫ РЕЗЕРВУАРОВ	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 5 КОРРОЗИОННОЕ РАЗРУШЕНИЕ ПОВЕРХНОСТЕЙ РЕЗЕРВУАРА

При производстве резервуаров, насосов, оборудования и многого другого больше всего используются углеродистые и низколегированные стали. Как долго прослужит оборудование во многом зависит от степени его защиты от взаимодействия с различными веществами, оказывающее толчок к уменьшению его срока службы. Одна из главных причин выхода из строя нефтегазового оборудования на сегодняшний день является коррозия. Помимо снижения срока службы оборудования, она в свою очередь подвергает опасности жизни людей, а также флоре и фауне.

### 5.1 Виды дефектов резервуаров коррозионного происхождения

Самопроизвольное окисление металлов, уменьшающее долговечность изделий, называется коррозией. Процесс коррозии берет свое начало с поверхности металлического сооружения и продолжает проникать вглубь него. Тем самым меняется внешний вид металла: на его поверхности образуются углубления (пятна, язвы). Различают виды коррозии металла по характеру коррозионного разрушения: сплошную, распространяющаяся по всей поверхности металла и местная, возникающая на отдельных участках металла.

Сплошная коррозия может быть как равномерной, так и неравномерной. Местная коррозия может быть следующих видов:

- ✓ *Пятнами* – в виде отдельных пятен, диаметр которых превышает глубины проккородировавшего слоя металла.
- ✓ *Язвенная* – в виде отдельных каверн, диаметр которых равен их глубине.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Исследование и обоснование эффективных методов борьбы с коррозионным разрушением резервуаров товарной			
Разраб.		Коваленко М.Н			Коррозионное разрушение поверхностей резервуара	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					38	105
Консульт.								
Зав. Каф.		Бурков П.В.						
						<b>НИ ТПУ гр. 2БМ5А</b>		

- ✓ *Точечная, или питтинговая* - в виде множества отдельных точек диаметром 0,1 – 2 мм.
- ✓ Коррозия протекающая под поверхностью металла, вызывающая вспучивание металла получила название *подповерхностная*.
- ✓ Разрушение происходит только одной структурной, составляющей сплава получило название *структурно–избирательная коррозия*.
- ✓ Сквозная – сквозное разрушение металла.
- ✓ Межкристаллитная – распространяющаяся по границам кристаллов металла.
- ✓ Коррозионное растрескивание – образование коррозионных трещин происходит из-за коррозионной усталости металла и постоянно действующих напряжений.

Все виды местной коррозии, описанные выше, показаны на рисунке 18.

Рисунок 18 – Основные типы местной коррозии (основной металл заштрихован, продукты коррозии обозначены точками): а) пятнами, б) язвенная, в) точечная, г) подповерхностная, д) структурно-избирательная, е) межкристаллитная, ж) коррозионное растрескивание [5]

Язвенная и точечная виды коррозии особенно опасны для резервуаров, так как они способствуют сквозному проржавлению стенок и, соответственно, к аварии. [5]

Основными видами коррозии в наземных металлических резервуарах являются: атмосферная коррозия внешних поверхностей резервуара, коррозия внутренней поверхности крыши и верхних поясов корпуса под воздействием паровоздушной среды, коррозия внутренних поверхностей стенок и днища, соприкасающихся с жидким продуктом, и почвенная коррозия наружной стороны днища.

					КОРРОЗИОННОЕ РАЗРУШЕНИЕ ПОВЕРХНОСТЕЙ РЕЗЕРВУАРА	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Атмосферная коррозия обуславливается электрохимическими процессами. Электролитом в этом случае служит тонкая пленка влаги или отдельные ее капельки, возникающие на поверхности резервуара во влажной атмосфере. Защита внешних поверхностей резервуара от атмосферной коррозии достигается окраской их атмосферостойкими лакокрасочными покрытиями (алюминиевыми и др.).

Коррозия внутренней поверхности крыши, ферм и верхних поясов корпуса происходит при наличии в газовой фазе сернистых соединений, а также при попадании в резервуар влажного воздуха во время его «дыханий». Влага, содержащаяся в воздухе, конденсируясь на металлических конструкциях в присутствии сероводорода и кислорода, создает условия для возникновения электрохимической коррозии.

Коррозия внутренних поверхностей стенок резервуара, соприкасающихся с сернистыми нефтепродуктами, происходит в результате химического взаимодействия металла с указанными жидкостями.

Особенно сильно подвергаются коррозии нижний пояс и днище резервуара, соприкасающиеся с пластовой водой при хранении нефти и с подтоварной водой при хранении нефтепродуктов. Эти воды, как правило, минерализованы, содержат в себе агрессивные растворы кислот, солей и газов, обуславливающих усиленную коррозию соприкасающегося с ними металла, вследствие возникновения местных электролитических процессов.

Кроме того, в застоявшейся воде, как показали опыты, обнаружена бактериальная жизнь (сероводородные бактерии).

Жизнедеятельность бактерии сопровождается образованием активных продуктов, вызывающих усиленную коррозию металла. В результате микробиологических процессов возможно появление сероводорода в воде, ранее его не содержащей [5].

					<i>КОРРОЗИОННОЕ РАЗРУШЕНИЕ ПОВЕРХНОСТЕЙ РЕЗЕРВУАРА</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		40

## 5.2 Оценка технического состояния резервуаров вертикальных стальных

Вертикальные стальные резервуары представляют собой одну из самых востребованных и распространенных разновидностей емкостного оборудования. Их применение считается необходимым для хранения, транспортировки, приема различных веществ в жидком состоянии.

Комплексная оценка технического состояния конструктивных элементов резервуара, опорных элементов и установленного на резервуаре оборудования, обеспечивающего его безопасную эксплуатацию, проводится при техническом диагностировании и экспертизе промышленной безопасности в соответствии с требованиями нормативной документации, утвержденной Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору России.

Проанализируем места, которые больше всего подвержены коррозионному износу на примере резервуаров РВС – 3000 и РВС – 1000. На рисунках 21 -23 показаны самые распространенные места коррозии.

Рисунок 19 - Отслоения антикоррозионного покрытия на стенке резервуара

Рисунок 20 – Трещины и пустоты между крайкой днища и плитами основания

					<b>КОРРОЗИОННОЕ РАЗРУШЕНИЕ ПОВЕРХНОСТЕЙ РЕЗЕРВУАРА</b>	<i>Лист</i>
						42
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Рисунок 21- Отслоения антикоррозионного покрытия в районе приварки токопроводов на стенке резервуара

Рисунок 22 - Отслоения антикоррозионного покрытия (до металла) следами питтинговой коррозии на стенке резервуара

					<i>КОРРОЗИОННОЕ РАЗРУШЕНИЕ ПОВЕРХНОСТЕЙ РЕЗЕРВУАРА</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		43

Рисунок 23 – Отслоения антикоррозионного покрытия (до металла) со следами питтинговой коррозии в районе уторного шва на стенке резервуара

Анализ результатов технического диагностирования более 60 вертикальных стальных резервуаров в период 2009-2014 гг. показывает, что около 80% объектов имеют несоответствия существующим требованиям промышленной безопасности. [6]

Нарушение герметичности в резервуарах в большинстве случаев оказывает не очень хорошее влияние на конструкции.

В ходе эксплуатации резервуара дефекты появляются из-за ошибок полученных при проектировании, при изменении условий эксплуатации, воздействие внешних нагрузок, уменьшение прочностных свойств деталей конструкций РВС после длительной эксплуатации, изменения толщин конструкционных элементов.

Процентное соотношение наиболее опасных дефектов и повреждений резервуаров показано на рисунке 24.

### Рисунок 24- Дефекты и повреждения РВС [6]

Одна из главных причин выхода из рабочего состояния нефтегазового оборудования является коррозия, составляющая 30% основных дефектов РВС). Помимо снижения срока службы резервуарного оборудования, коррозия так же оказывает сильное влияние на безопасность при его эксплуатации.

По данным статистики основная часть коррозионного износа приходится на нижнюю часть корпуса, где подтоварная вода, осаждающаяся из нефтепродуктов и насыщенная химически активными элементами, вызывает коррозию днища и нижней части первого пояса, а также на верхнюю часть корпуса и кровлю, подверженных воздействию газовой среды, в которой присутствуют весьма активные коррозионные агенты (рис.25).

### Рисунок 25 - Резервуар вертикальный сварной в разрезе [6]

					<i>КОРРОЗИОННОЕ РАЗРУШЕНИЕ ПОВЕРХНОСТЕЙ РЕЗЕРВУАРА</i>	<i>Лист</i>
						44
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Самыми опасными являются сквозные поражения, приводящие к утечке продукта.

Сквозные отверстия днищ и коррозия уторного узла (место соединения днища со стенкой) могут привести к серьезным последствиям.

Помимо разрушающего фактора, коррозия так же оказывает свое влияние на качество нефтепродуктов, так как частички коррозии попадают в сам продукт, тем самым ухудшая его свойства.

Прочность и долговечность резервуара, как сварной конструкции, во многом определяется качеством сварных швов. Дефекты сварных швов РВС составляют 22% основных дефектов резервуаров. При проведении анализа сварных швов с помощью дефектоскопа были обнаружены следующие дефекты: отпотины, непровары, несплавления, подрезы, свищи, отклонение размеров шва от требований нормативных документов, смещение стыкуемых кромок, нахлесточные соединения вертикальных и горизонтальных листов стенки резервуара и. т. д. Из-за непроваров уторного соединения стенки с днищем, находящихся с внутренней стороны, влияют на несущую способность резервуаров. Много дефектов резервуара связано при допущении ошибок при сборке под сварку.

В частности, в РВС сделанных из рулонных заготовок, бывает можно столкнуться с дефектами, получивших название «угловатость монтажных швов». Под действием переменных нагрузок, обусловленных циклами заполнения-опорожнения, в таких швах развиваются вертикальные трещины малоциклового усталости. При продолжительном времени эксплуатации данные дефекты под действием коррозии и концентрации приобретают опасные размеры. В основном металле резервуаров часто встречаются расслоения, неметаллические включения и закаты. Неметаллические включения и расслоения при выходе на кромки листов создают опасность образования трещин в сварных швах в процессе сварки. Неправильное удаление монтажных приспособлений, приваренных к стенке резервуара,

					<i>КОРРОЗИОННОЕ РАЗРУШЕНИЕ ПОВЕРХНОСТЕЙ РЕЗЕРВУАРА</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		45

приводит к образованию задигов на поверхности листов стенки. Царапины и риски на поверхности листов и конструкций снижают механическую прочность и служат источником концентрации напряжений. Одни из распространенных типов дефектов, возникающих при монтаже и эксплуатации РВС, являются вмятины и выпучины.— источники дополнительных напряжений (18% о новых дефектов резервуаров).

К основным причинам появления вмятин и выпучин можно отнести:

- невыполнении технологии сварки и сборки отдельных элементов стенки при ремонте и монтаже.
- неравномерная осадка резервуара при его работе

При эксплуатации РВС конструкции его подвержены разного рода нагрузкам: давление снежного покрова, давление самого нефтепродукта, температура и др. Данные факторы приводят к изменению толщины стенок в результате неравномерного распределения нагрузок, особенно при появлении крена резервуара.

Геометрические изменения стенки от начальной формы происходят в результате просадки основания, сильных ветров.

Осадку оснований РВС под действием деформации грунтов неизбежно. Под действием сжатия грунта, вызываемое массой самой конструкции, происходит осадка основания резервуара. Причиной осадкой может служить из-за потери несущей способности грунтов основания в процессе интенсивного обводнения, непродумка водоотвода дождевых и талых вод с поверхности РВС, некачественная насыпь, а также из-за самой эрозии.

При равномерной осадке не происходит вызывание напряжений в конструкции резервуара. При всем этом нужно учесть, что все крепежное оборудование должно иметь свободны ход для уменьшения напряжений в зоне врезки.

При равномерном наклоне основания резервуара в одну из сторон способствует увеличению кольцевых напряжений в оболочке резервуара.

					<i>КОРРОЗИОННОЕ РАЗРУШЕНИЕ ПОВЕРХНОСТЕЙ РЕЗЕРВУАРА</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		46

Значительный наклон опасен так как может произойти заклинивание механизма понтона или плавающей крыше. Осадка основания, как правило, происходит неравномерно, наибольшего значения она достигает около стенок и наименьшего – в центре.

При больших неравномерных осадках по площади днища и по его периметру могут вызвать дополнительные деформации в конструкциях, а особенно в нижнем узле стенки с окрайкой днища. Все это может привести к разрыву полотнища днища. Проанализировав резервуары было выявлено, что на многих имеются хлопуны, размеры которых выходят за предельно-допустимые нормы. Хлопуны могут привести к нехорошим последствиям, прощелкиванию хлопунув при многократной загрузке-разгрузке может привести к образованию трещин, которые способствуют всему разрушению резервуара.

Вывод: данные обследований технического состояния показывают, что резервуары, находящиеся в эксплуатации, имеют множество различных дефектов и повреждений, среди них самыми опасными выявлены дефекты с трещиной в сварных швах, а также неравномерной осадки основания резервуара. Характерными зонами разрушений резервуаров являются уторное соединение стенки с днищем, места технологических отверстий и монтажных заплат в стенке, то есть области, где имеется концентрация напряжений, а сварные швы содержат дефекты, способные инициировать хрупкие трещины.

Решение вопроса эксплуатационной надежности резервуаров должно сводиться не только к строгому соблюдению типового проекта, но и к обеспечению качественного и своевременного диагностирования с использованием современных методов и средств диагностики с последующей оценкой остаточного ресурса резервуаров. [7]

					<i>КОРРОЗИОННОЕ РАЗРУШЕНИЕ ПОВЕРХНОСТЕЙ РЕЗЕРВУАРА</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		47

## 5.4 Методы защиты резервуаров от коррозии

Каким способом защищать резервуар с нефтью принимают по СНиП 2.03.11 исходя от степени агрессивного воздействия среды на конструкции, в том числе внутренних поверхностей конструкций резервуаров для нефти – с учетом требований ГОСТ 1510.

Проект антикоррозионной защиты выбирает метод защиты резервуаров от коррозии.

Защита от коррозии:

- ✓ наружная поверхность корпуса, крыш стальных резервуаров и оборудование, установленное на них, а также наземные участки трубопроводов всех назначений – защитными антикоррозионными лакокрасочными покрытиями;
- ✓ наружная поверхность днища стальных резервуаров, подземные участки трубопроводов различного назначения – защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты (станциями катодной защиты - СКЗ и протекторами);
- ✓ внутренняя поверхность днища, поверхность первого пояса корпуса стальных резервуаров, внутри резервуарная обвязка системы размыва донных осадков – лакокрасочными и комбинированными покрытиями, установкой протекторов;
- ✓ внутренняя поверхность стальных резервуаров (крыша, верхние пояса корпуса) – лакокрасочными и комбинированными защитными покрытиями;
- ✓ арматура, приемно-раздаточные патрубки, донные клапаны, световой люк, люк-лаз – применением лакокрасочных, металлических (цинковых и алюминиевых), комбинированных покрытий, средств электрохимзащиты.

Рассмотрим более подробно применяемые методы борьбы с коррозией.

*Изолирующее покрытие* – это покрытие, отделяющее основной металл, из которого изготовлен резервуар, (чаще всего это ст.3 или 09Г2С), от

					<b>КОРРОЗИОННОЕ РАЗРУШЕНИЕ ПОВЕРХНОСТЕЙ РЕЗЕРВУАРА</b>	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

агрессивной среды, и тем самым предотвращающее процесс коррозии основного металла. Данное покрытие наносят с помощью окраски лакокрасочными материалами, либо применяют газотермический метод напыления.

Преимущества:

- ✓ Лакокрасочные изолирующие покрытия
- ✓ Сравнительно невысокая стоимость некоторых материалов;
- ✓ Более низкие затраты на их нанесение, не требующие использования горючих газов, необходимых при газотермических методах, или электроэнергии для нанесения металлизационных покрытий методом электродуговой металлизации.

Для защиты сталей от атмосферного воздействия применяют *металлизационные покрытия* цинком, алюминием и их сплавами.

Преимущества:

- ✓ Более высокая адгезия, прочность и стойкость к механическим воздействиям по сравнению с лакокрасочными покрытиями.
- ✓ Более длительный срок службы – до 10 раз – по сравнению с лакокрасочными покрытиями.
- ✓ Напыленный металл имеет высокую электропроводность, что исключает образование статического заряда в процессе налива и слива продукта. Высокая надежность достигается за счет двойной функции покрытия: напыленное покрытие не только изолирует, но и при повреждении покрытия выполняет функции протекторной защиты.
- ✓ Металлизационные анодные покрытия обладают уникальным свойством самовосстановления при возникновении мелких, диаметром или шириной до 2 мм дефектов: процесс коррозии локализуется на месте дефекта, образуются стойкие химические продукты коррозии, заполняющие место дефекта с покрытием.

*Комбинированные покрытия* типа металлизация + лакокрасочное покрытие. При повреждении верхнего лакокрасочного слоя функции

					КОРРОЗИОННОЕ РАЗРУШЕНИЕ ПОВЕРХНОСТЕЙ РЕЗЕРВУАРА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

изолирующего покрытия начинает выполнять напыленный металлический слой. Комбинированные покрытия содержат в себе положительные свойства катодной защиты и защитных покрытий: при нарушении слоев лакокрасочного и второго покрытия, металлизационный слой выступает как жертвенный анод, препятствует коррозии металла.

Легкость в обнаружении местного дефекта покрытия, доходящего до основного металла по вспучиванию. При этом основной металл будет защищен от коррозии металлизационным слоем по принципу катодной защиты. [9]

Современные покрытия показаны в таблице 3.

Марка	Производитель	Срок службы, лет	Особенность	Применение
<b>Лакокрасочные покрытия:</b>				
<i>Эпоксидная схема К17</i>				
ИНЕРТА ПРАЙМЕР 3	Финляндия	15	Плёнка материала устойчива к воздействию различных химических веществ	Применяется в качестве грунтовочного материала в эпоксидных (К17) и иных схемах окраски для защиты различных стальных и металлических поверхностей.

Продолжение таблицы 3

Марка	Производитель	Срок службы, лет	Особенность	Применение
ИНЕРТА 51	Финляндия	15	1. Высокая плотность 2. Стойкость к воде и химическим веществам 3. Термостойкость	Применяется в качестве грунтовочной и промежуточной краски в эпоксидных системах окраски К 17
<i>Однослойная эпоксидная схема (усиленная) (К 31)</i>				
<u>ИНЕРТА 160</u>	Финляндия	15	1. Хорошая адгезия к поверхности 2. Отличная износостойкость	Для стальных поверхностей в эпоксидных системах окраски
<i>Двухслойная эпоксидная антистатическая схема ИНЕРТА 260</i>				

<u>ИНЕРТА</u> <u>260</u>	Финляндия	15	стойкость к воздействию водных растворов большинства химикатов, а также к воздействию воды	Используется для покрытия внутренней поверхности стальных емкостей, предназначенных для хранения воспламеняющихся жидкостей
<b>Био покрытия</b>				
ТАНЭП-651	Санкт-Петербургский лакокрасочный завод	10	Рост практически отсутствует, концентрация жизнеспособных клеток микроорганизмов менее 10 клеток/мл	Применяется для покрытия внутренней поверхности резервуара
Permacor 2807/HS-A	DuPont Protective Coatings	21	после хранения в резервуаре сырой нефти не имеется никаких химических и физических изменений внутреннего покрытия	для антикоррозийной защиты от атмосферной коррозии, а также внутренней и внешней поверхности резервуаров и труб
ЦНП	Российское предприятие	15	Катодный (протекторный) механизм защиты, способность к «самозалечиванию» в местах дефектов покрытий при эксплуатации	При строительстве и ремонте промышленных и строительных конструкций, резервуаров для хранения нефти и воды.

## 5.4 Современные фундаменты для продления срока службы резервуаров

### РВС

Из выше приведенного можно сделать вывод о том коррозионному износу больше всего подвержено днище резервуара. Начало этой проблемы актуальной на сегодняшний день начинается с фундамента. В отличие от традиционных фундаментов и широко применяемых в настоящее время эти фундаменты обладают рядом преимуществ, один из которых мы рассмотрим более подробно ниже. В таблице 4 представлен сравнительный анализ двух типов фундаментов. [10]

Таблица 4- Сравнительный анализ двух типов фундаментов РВС

Типы фундаментов	Преимущества	Недостатки
Грунтовая подушка, с железобетонным кольцом или сплошная железобетонная плита	Конструкция не влияет на неравномерность осадки основания резервуара	-Наружная поверхность днищ резервуара находится в зоне интенсивных коррозионных повреждений. -Заполненные продуктом резервуары обладают значительной тепловой инерцией, которая является причиной появления и накопления влаги на наружной поверхности днища от таяния и задуваемого снега.
Решетчатые фундаменты	-Использование данного типа фундамента позволяет получить под днищем резервуара вентилируемое пространство, защитить днище от коррозии, грунтовых вод, влаги атмосферных осадков и конденсата. -уменьшение потока тепла от резервуара в конструкции фундамента в многолетнемерзлых грунтах -сокращение почти в 2 раза объем используемого бетона для устройства основания	-Данный тип фундамента весьма затратен -Не всегда удается добиться желаемого результата -Уменьшение площади опорной поверхности приводит к повышению удельной нагрузки в местах контакта с днищем резервуара, чем обеспечивается плотное прилегание днища к фундаменту.

Наружная поверхность днищ резервуаров на кольцевых и сплошных железобетонных основаниях находится в зоне интенсивных коррозионных повреждений. Заполненные продуктом резервуары обладают значительной тепловой инерцией, которая является одной из причин появления и накопления влаги на наружной поверхности днища от таяния задуваемого снега при отрицательных температурах и конденсации влаги при положительных. Влага на поверхности днища, доступ кислорода воздуха и непосредственный контакт разнородных металлов сварных швов, прокатной окалины, продуктов коррозии, включений частиц шлака приводит к возникновению процесса электрохимической коррозии. Этот вид коррозии

					<b>КОРРОЗИОННОЕ РАЗРУШЕНИЕ ПОВЕРХНОСТЕЙ РЕЗЕРВУАРА</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		56

характеризуется образованием точечно-язвенных повреждений при общем незначительном повреждении остальной площади днища, что приводит к образованию свищей, потерям продукта и загрязнению грунта и грунтовых вод. Простое увеличение припуска на коррозию желаемого результата не дает.

Использование решетчатых оснований позволяет выполнять антикоррозионную защиту наружной поверхности днищ, минимизировать коррозионные повреждения и связанные с ними затраты на ремонт, потери продукта и загрязнение окружающей среды.

Для защиты наружной поверхности днищ предлагается следующее.

1. Использовать устройство каплезащитного кольца на уторе. Схема показана на рисунке 27.

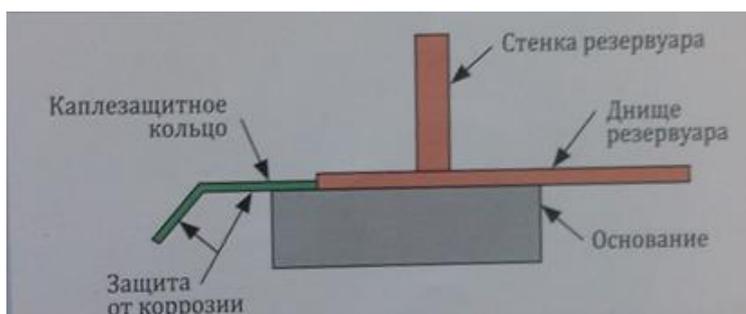


Рисунок 27 – Каплезащитное кольцо [10]

2. Открытые участки днища между опорными балками недоступны прямой солнечной радиации, механическим и атмосферным воздействиям. Для защиты от коррозии используют пленкообразующий ингибиторный нефтяной состав, который наносится методом распыления.

3. Для защиты поверхностей днищ в местах опоры на балки фундамента и в скрытых полостях выполняют согласно схеме, показанной на рисунке 28.

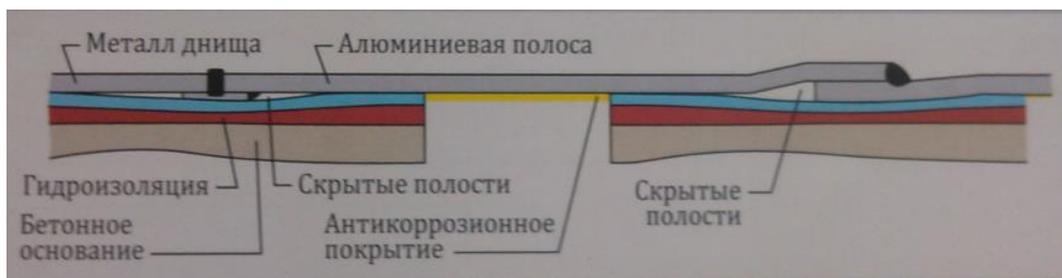


Рисунок 28 – Антикоррозионная защита открытой наружной поверхности днища и скрытых полостей [10]

Согласно схеме видно, что алюминиевая полоса, размеры которой соответствуют размерам опорных поверхностей балок основания, является протектором и источником продуктов коррозии для заполнения объемов скрытых полостей, недоступных для защиты антикоррозионными составами. При разрушении алюминиевой полосы в местах скопления влаги защищает поверхность днища, приводит к накоплению в полостях продуктов коррозии, постепенному заполнению и вытеснению воды. На рисунке 29 показано разрушение жертвенного алюминиевого анода.

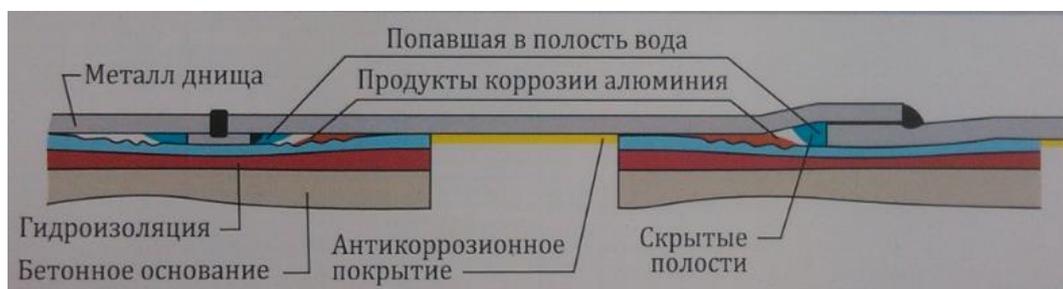


Рисунок 29 – Разрушение жертвенного алюминиевого анода, заполнение скрытых полостей продуктами разрушения алюминия [10]

Заполнение объемов скрытых полостей продуктами коррозии алюминия предотвращает попадание в полости влаги, чем предотвращается разрушение металла днища, показанного на рисунке 30. [10]

### Рисунок 30 – Прекращение процесса коррозии [10]

Использование фундаментов решетчатой конструкции позволяет:

Получить под днищем резервуара вентилируемое пространство, защитить днище от коррозии, грунтовых вод, влаги атмосферных осадков и конденсата;

Значительно уменьшить поток тепла от резервуара в конструкции фундамента в многолетних мерзлых грунтах;

Осуществлять систематический визуальный контроль состояния днища и возможных утечек продукта;

Сократить более чем в два раза объем используемого бетона для устройства основания.

### **5.5 Защита наружной поверхности фундаментов**

Для защиты наружной поверхности фундамента, контактирующей с грунтом, выполняются следующие работы:

поверхности бетонной конструкции подготавливаются в соответствии с требованиями п.п. 2.9 - 2.11 СНиП 3.04.03-85;

на подготовленную бетонную поверхность наносится один слой грунтовки на битумной мастике. Грунтовка на битумной основе - смесь, содержащая от 25 до 34 % массы нефтяного битума (БН50/50 или БН 70/30 по ГОСТ 6617-76\*) и от 75 до 66 % массы растворителя (неэтилированный бензин, керосин или др.) [10]

## 6 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

### 6.1 Прогнозирование остаточного ресурса резервуара

*6.1.1 Пример расчета ресурса стенки резервуара до образования макротрещины резервуара РВС 20000 без применения мер по снижению коррозионного воздействия*

*Исходные данные:*

- диаметр  $D = 39,9$  м;
- высота  $H = 17,8$  м;
- высота заполнения  $H_{\max} = 17,1$  м;
- расчетная плотность нефтепродукта  $\rho = 1000$  кг/м<sup>3</sup>;
- материал - Ст3, для которой:
- относительное сужение  $\psi = 0,31$ ;
- предел выносливости  $\sigma_{-1} = 100$  МПа;
- предел текучести  $\sigma_T = 230$  МПа;
- остаточная толщина стенки - 8 мм.
- коэффициент коррозии  $\lambda = 0,1$

где  $E$  - модуль упругости,  $E = 2 \cdot 10^5$ , МПа;

$\psi$  - относительное сужение, определяемое экспериментальным путем или по справочным данным;

$n_\sigma$  - коэффициент запаса по напряжениям,  $n_\sigma = 2$ ;

$\sigma_\alpha^*$  - амплитуда условных напряжений в расчетной точке стенки резервуара, МПа;

$\sigma_{-1}$  - предел выносливости для стали, МПа

$n_N$  - коэффициент запаса по долговечности, и  $n_N = 10$ . [12]

коэффициент коррозии  $\lambda$  берется из таблицы 5

					Исследование и обоснование эффективных методов борьбы с коррозионным разрушением резервуаров товарной		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Коваленко М.Н				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Крец В.Г.					59	105
Консульт.					<b>Расчетная часть</b>		
Зав. Каф.	Бурков П.В.						
					<b>НИ ТПУ гр. 2БМ5А</b>		

Таблица 5 - Коэффициент коррозии

Коррозионная среда	$\lambda$
При осуществлении специальных мер по снижению коррозии	0,02...0,05
Без применения мер по снижению коррозионного воздействия	0,1

*Расчет*

1. По формуле 1 определим напряжение в стенке при максимальной нагрузке

$$\sigma_H = \frac{\rho g (H_{max} - X) \cdot r}{\delta} = \frac{1000 \cdot 9,8(17,1 - 0) \cdot 19,95}{0,008} = 417,9 \text{ МПа} \quad (1)$$

2. Находим по формуле 2

$$K_\sigma = \frac{\sigma_T}{\sigma_H} = \frac{230}{417,9} = 0,55 \quad (2)$$

3. Находим амплитуду напряжений в расчетной точке по формуле 3

$$\sigma_\sigma = 0,5 K_\sigma \sigma_H = 114,9 \text{ МПа} \quad 2\sigma_a = 2 \cdot 115 = 230 = \sigma_T \quad (3)$$

следовательно,

$$\sigma_a^* = \sigma_a = 230 \text{ МПа}$$

4. По формулам 4,5 вычислим число циклов работы резервуара до образования макротрещины.

По четвертой формуле

$$N_p = \frac{1}{4} \left( \frac{1,28 \cdot 2 \cdot 10^5 \cdot \ln \frac{1}{1 - 0,31}}{1,28 \cdot 2 \cdot 230 \cdot \frac{1}{0,8} - 100} - 1 \right) = 5502 \quad (4)$$

По пятой формуле

$$N_0 = \frac{1}{4 \cdot n_N} \left( \frac{1,28 \cdot 2 \cdot 10^5 \cdot \ln \frac{1}{1 - 0,31}}{1,28 \cdot 230 \cdot \frac{1}{0,8} - 100} - 1 \right) 3123 \quad (5)$$

Принимаем наименьшее из полученных результатов:

$$N_0=3123$$

Остаточный ресурс стенки резервуара с учетом коррозии находим по формуле 4.

Предварительно вычислим

$$\beta_{\text{КС}} = \lambda l g N_0 = 0,349$$

Без применения мер по снижению коррозионного воздействия  $\lambda = 0,1$ .)

$$N_{\text{ОКС}} = N_0(1 - \beta_{\text{КС}}) = 2033$$

При частоте циклов заполнения 300 раз в год остаточный срок службы составит [2]

$$T = \frac{N_{\text{ОКС}}}{m} = \frac{2033}{300} = 6,7 \text{ лет} \quad (6)$$

*6.1.2 Пример расчета ресурса стенки резервуара до образования макротрещины резервуара РВС 20000 с применением мер по снижению коррозионного воздействия*

*Все данные берутся из предыдущих расчетов*

Таблица 6 Коэффициент коррозии

Коррозионная среда	$\lambda$
При осуществлении специальных мер по снижению коррозии	0,02...0,05
Без применения мер по снижению коррозионного воздействия	0,1

Расчет

1. По формуле 1 определим напряжение в стенке при максимальной нагрузке

$$\sigma_{\text{Н}} = \frac{\rho g (H_{\text{max}} - X) \cdot r}{\delta} = \frac{1000 \cdot 9,8(17,1 - 0) \cdot 19,95}{0,008} = 417,9 \text{ МПа} \quad (1)$$

2. Находим по формуле 2

$$K_{\sigma} = \frac{\sigma_{\text{T}}}{\sigma_{\text{Н}}} = \frac{230}{417,9} = 0,55 \quad (2)$$

3. Находим амплитуду напряжений в расчетной точке по формуле 3

					КОРРОЗИОННОЕ РАЗРУШЕНИЕ ПОВЕРХНОСТЕЙ РЕЗЕРВУАРА	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\sigma_{\sigma} = 0,5K_{\sigma}\sigma_{H} = 114,9\text{МПа} \quad 2\sigma_a = 2 \cdot 115 = 230 = \sigma_T \quad (3)$$

следовательно,

$$\sigma_a^* = \sigma_a = 230\text{МПа}$$

4. По формуле 3 вычислим число циклов работы резервуара до образования макротрещины.

По первой формуле

$$N_p = \frac{1}{4} \left( \frac{1,28 \cdot 2 \cdot 10^5 \cdot \ln \frac{1}{1-0,31}}{1,28 \cdot 2 \cdot 230 \cdot \frac{1}{0,8} - 100} - 1 \right) = 5502 \quad (4)$$

По второй формуле

$$N_0 = \frac{1}{4 \cdot n_N} \left( \frac{1,28 \cdot 2 \cdot 10^5 \cdot \ln \frac{1}{1-0,31}}{1,28 \cdot 230 \cdot \frac{1}{0,8} - 100} - 1 \right) = 3123 \quad (5)$$

Принимаем наименьшее из полученных результатов:

$$N_0=3123$$

Остаточный ресурс стенки резервуара с учетом коррозии находим по формуле 6.

Предварительно вычислим

$$\beta_{kc} = \lambda \lg N_0 = 0,070 \quad (6)$$

С применением мер по снижению коррозионного воздействия  $\lambda = 0,02$ .)

$$N_{окс} = N_0(1 - \beta_{kc}) = 2904,39 \quad (7)$$

При частоте циклов заполнения 300 раз в год остаточный срок службы составит

$$T = \frac{N_{окс}}{m} = \frac{2904,39}{300} = 9,6 \text{ лет} \quad (8)$$

Сравнительный анализ различных марок сталей резервуара до образования макротрещины резервуара РВС 20000 с применением мер по снижению коррозионного воздействия и без применением мер по снижению

					КОРРОЗИОННОЕ РАЗРУШЕНИЕ ПОВЕРХНОСТЕЙ РЕЗЕРВУАРА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

коррозионного воздействия показаны в таблице 3. Расчеты остальных сталей выполнены в программе EXEL.

Таблица 7- Сравнение разных марок сталей

Марка стали	Результаты	
	Без применения мер по снижению коррозионного воздействия $\lambda = 0,1$ (лет)	С применением мер по снижению коррозионного воздействия $\lambda = 0,02$ (лет)
Ст3	6,7	9,6
09Г2С	5,3	7,4
10Г2	14,1	21,2
AISI 304	16,2	24,7

Проанализировав таблицу можно сделать вывод о том, что при использовании современной марки стали AISI 304 выгоднее применять по сравнению с тремя другими так как оно продолжит дольше, но если посмотреть с другой стороны сталь 10Г2 имеет незначительную разность и дешевле будет использовать ее, следовательно сталь марки 10Г2 рациональнее использовать. [13]

## 6.2 Исследование напряженно-деформированного состояния днища РВС-3000 от типа фундамента в программном комплексе ANSYS

В процессе хранения парафинистых нефтей в резервуарах, а преимущественно в резервуарах большого объема, протекает образование хлопунгов, образование донных отложений. Существование на днищах осадков влечет за собой к недоиспользованию емкости нефтяных резервуаров, к затруднению в проверке технического состояния резервуара, а также приводит в дальнейшем к образованию коррозии.

Кроме выше сказанных проблем, донные отложения приводят к уменьшению эксплуатации резервуара, а следовательно приводит к увеличению материальных затрат. Чтобы повысить эффективность использования резервуарных ёмкостей, нужно бороться за сохранение полезного объёма емкостей под нефтепродукты. В настоящее время, для предотвращения донных отложений на днищах стальных вертикальных резервуаров с нефтью, применяют устройства для предотвращения образования придонных отложений - электромеханические винтовые мешалки, устройства «Тайфун» или «Диоген».

Эти механизмы предназначены для размыва и перемешивания донных отложений направленной струёй нефти в резервуарах разных объемов. Данные устройства позволяют быстро избавиться от донных отложений, даже за долгий период эксплуатации. Конструкция устройства предназначена для работы в жидкостях с вязкостью до 40 сСт. Устройство своим пропеллером при его возвратно-угловом движении, создает подвижные затопленные струи нефти над днищем резервуара. За счет чего струя перемешивает механические примеси и тяжелые парафиновые осадки, которые смешиваются, образуя консистенцию в общей массе нефти, и затем устраняются путем откачки нефти из резервуара.

К сожалению, данная конструкция не позволяет полностью избавиться от донных отложений. Также из опыта эксплуатации резервуара в Западной

					<i>КОРРОЗИОННОЕ РАЗРУШЕНИЕ ПОВЕРХНОСТЕЙ РЕЗЕРВУАРА</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		64

Сибири видно, что коррозионная эрозия днищ и нижних поясов резервуаров наблюдаются в большинстве случаев уже через 8-10 лет и может послужить причиной возникновения сквозных дефектов, при благоприятных для развития коррозии условиях. Сквозные дефекты стенок и днищ резервуаров, возникшие в результате коррозии металлоконструкции, вероятно приведут к утечке нефтепродуктов, в тоже время нарушается стандартная работа резервуаров и создаются условия возникновения аварийных ситуаций. Чтобы обосновать надежную эксплуатацию резервуара, было предложено на примере РВС-3000 исследовать поведение днища при хлопуне и коррозии одного и того же размера, но при использовании двух типов опор фундамента. При анализе напряженно-деформированного состояния была взята марка стали, которая представлена в таблице 1. [14, 15]

Таблица 1-Характеристика марок сталей

Марка стали	Предел прочности в МПа	Предел текучести в МПа	Модуль Юнга в МПа	Коэффициент Пуассона г/см	Коэффициент температурного расширения $10^{-6}$
09Г2С	405	295	210000	0,25	11,5 К <sup>-1</sup>

Для того чтобы построить модель в программе Ansys необходимо знать характеристику резервуара, рассматриваемого резервуара. Данные параметры представлены в таблице 2. [17]

Таблица 2- Параметры

Параметры резервуара РВС-3000	Ед. изм.	Значения
диаметр	мм	18980
Плотность нефти	кг/м <sup>3</sup>	900
Толщина днища	мм	5
Общая масса резервуара	кг	87906
Высота налива	м	12

На рисунке 31 представлена карта схема с двумя дефектами: хлопун №1 размером 1440x1500 мм, площадью 2,16 м<sup>2</sup> и высотой 50 мм; дефект размером 3000 мм, глубиной 2 мм

					<b>КОРРОЗИОННОЕ РАЗРУШЕНИЕ ПОВЕРХНОСТЕЙ РЕЗЕРВУАРА</b>	Лист 66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

а)

б)

Рисунок 31 – Карта-схема расположения дефектов формы и листов днища резервуара РВС-3000 м3 (а- фундамент с железобетонным кольцом; б- фундамент с конусообразными опорами)

Полученные результаты для двух типов фундаментов с напряжениями показаны на рисунках 32, 33.

Рисунок 32 - Распределение эквивалентных напряжений для фундамента с железобетонным кольцом

Рисунок 33 - Распределение эквивалентных напряжений для фундамента с коническими опорами

					КОРРОЗИОННОЕ РАЗРУШЕНИЕ ПОВЕРХНОСТЕЙ РЕЗЕРВУАРА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Полученные результаты деформации для данных типов фундаментов показаны на рисунках 34, 35.

Рисунок 34 - Распределение общей деформация днища для фундамента с железобетонным кольцом

Рисунок 35 – Распределение общей деформация днища для фундамента с коническими опорами

Согласно полученным данным построим графики распределения эквивалентных напряжений по Мизесу (напряжений) по радиусу днища резервуара в зависимости от типа применяемой опоры.

Рисунок 36 – Распределение эквивалентных напряжений по Мизесу (напряжений) по радиусу днища резервуара в зависимости от типа применяемой опоры

Рисунок 37 – Распределение прогибов по радиусу днища резервуара от типа применяемой опоры

Максимальные эквивалентные напряжения в теле резервуара образуются в районе первого пояса, и составляют 165,6 МПа при установке резервуара на железобетонный фундамент 274,5 МПа при установке резервуара

					КОРРОЗИОННОЕ РАЗРУШЕНИЕ ПОВЕРХНОСТЕЙ РЕЗЕРВУАРА	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

на конические опоры. Максимальное распределение прогибов по радиусу днища резервуара 2,73 мм 2,77 мм при установке резервуара на железобетонный фундамент при установке резервуара на конические опоры.

Численное моделирование статического состояния резервуара типа РВС-3000 под наливом показало снижение эквивалентных напряжений в узле сопряжения «стенка — днище», использовании железобетонного фундамента по сравнению с коническими опорами фундамента.

Таким образом было выявлено, что самое уязвимое место это нижний пояс и само днище, а также тяжело определить дефект днища при его эксплуатации, без опоржения.

В связи с этим, было предложено использование на данном месторождении фундамент решетчатого типа.

					<i>КОРРОЗИОННОЕ РАЗРУШЕНИЕ ПОВЕРХНОСТЕЙ РЕЗЕРВУАРА</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		68

## 7 Экономическое обоснование антикоррозийной защиты резервуаров лакокрасочными покрытиями

Целью экономического расчета является сравнение двух видов покрытий, при нанесении на резервуар вертикального стального объемом 20000 м<sup>3</sup> и выявление наиболее выгодного покрытия.

Несмотря на определенный прогресс, достигнутый в последние годы в резервуаростроении, резервуары для нефти и нефтепродуктов остаются одними из наиболее опасных объектов.

Одна из основных проблем с которой сталкивается резервуар – это коррозия. Коррозия может привести к серьезным последствиям таким как: разливу нефти, пожару из-за которого могут пострадать люди и природа.

Поэтому резервуары необходимо защищать от коррозии следующими способами: нанесения специального покрытия на металл таких как цинковое напыление, лакокрасочные покрытия; установка различных видов катодной защиты. [18]

Антикоррозионная защита резервуаров лакокрасочными покрытиями производится в следующей последовательности:

- подготовка резервуара к проведению работ по антикоррозионной защите;
- подготовка металлической поверхности резервуара перед окраской;
- окраска наружной поверхности резервуара, включая конструкции и трубопроводы в пределах каре;
- отверждение покрытия;
- контроль качества покрытия;
- устранение дефектов покрытия.

					<i>Исследование и обоснование эффективных методов борьбы с коррозионным разрушением резервуаров товарной</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Коваленко М.Н</i>			Экономический расчет	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Крец В.Г.</i>					69	105
<i>Консульт.</i>						<b>НИ ТПУ гр. 2БМ5А</b>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Бурков.П.В.</i>						

Каждая операция технологического контроля подлежит контролю. Анतिकоррозионная защита трубопроводов и оборудования в пределах каре осуществляется по той же технологии, что и наружная поверхность резервуара

### 7.1 Расчет расхода материалов и стоимости каждого материала

Объектом работ является резервуар РВС - 20000 м<sup>3</sup>.

Первым магом при расчете резервуара будет расчет его поверхности, которую необходимо нанести защитное покрытие.

Расчет боковой поверхности резервуара можно определить по формуле:

$$S = 2\pi r h, \quad (9)$$

где  $S$  – боковой поверхности резервуара, м<sup>2</sup>;

$r$  – радиус цилиндра, м.

$h$  – высота цилиндра, м.

$$S = 2\pi r h = 2 \cdot 3,14 \cdot 19,95 \cdot 17,88 = 2240 \text{ м}^2$$

Зная площадь поверхности, на которую необходимо нанести защитное покрытие рассчитаем количество расходных материалов, которые потребуются.

Расчет количества расходного материала можно определить по формуле:

$$A = Sb, \quad (10)$$

где  $A$  – количество, м<sup>2</sup>;

$S$  – площадь боковой поверхности резервуара, м.

$b$  – количество литров на 1 м<sup>2</sup>.

Расчет расходного материала приведен в таблице 6

Таблица 6 - Расходные материалы

Наименование материалов		Вид покрытия: Hardtop Flexi			Вид покрытия: Permacor 2807/HS-A		
		Кол-во, л.	Цена, руб.	Сумма, руб.	Кол-во, л.	Цена, руб.	Сумма, руб.
1	Уайт-спирт по ГОСТ 3134, расход 0.2 л на 1 м <sup>2</sup>	448,2	39	17479,8	448,2	39	17479,8

					ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ		Лист
							70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

Продолжение таблицы 6

Наименование материалов		Вид покрытия: Hardtop Flexi			Вид покрытия: Permacor 2807/HS-A		
		Кол-во, л.	Цена, руб.	Сумма, руб.	Кол-во, л.	Цена, руб.	Сумма, руб.
2	Jotacote Universal, расход 0,21 л на 1 м <sup>2</sup>	470,61	1095	515317,95	470,61	1095	515317,95
3	Hardtop Flexi, расход 0,15 л на 1 м <sup>2</sup>	336,15	536	180176,4	-	-	-
4	Permacor 2807/HS-A, расход 0,6 на 1 м <sup>2</sup>	-	-	-	1344	825	1108800
<b>Итого:</b>		<b>712974,15</b>			<b>1641597,75</b>		

Затраты на расходные материалы для типа покрытия Hardtop Flexi составляют 712974,15 руб., что на 928623,6 руб. меньше, чем при использовании краски типа Permacor 2807/HS-A.

## 7.2 Расчет времени на проведение мероприятия

### 7.1.1 Снятие старого покрытия

Подготовка металлической поверхности резервуара перед окраской проводится с помощью установки абразивной напорной установки типа DSG-25-SP. Зная производительность данного оборудования, можно рассчитать сколько потребуется времени для подготовки покрытия. По паспорту производительность принимаем 27 м<sup>2</sup>/ч. [1]

Расчет времени подготовки поверхности можно произвести по формуле:

$$t = \frac{A}{S}, \quad (11)$$

где  $S$  – площадь боковой поверхности резервуара, м<sup>2</sup>

$A$  – производительность, м<sup>2</sup>/ч.

$$t = \frac{S}{A} = \frac{2240}{27} = 83 \text{ ч}$$

					ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ		Лист
							71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

Переведем в дни, получаем 3,5 дня необходимо для снятия старой краски.

### 6.1.2 Нанесение грунтовки

Зная производительность данного оборудования, можно рассчитать сколько потребуется времени для нанесения грунтовки. По паспорту производительность принимаем 0,25 л/мин.

Расчет времени подготовки поверхности можно произвести по формуле:

$$t = \frac{V}{A}, \quad (12)$$

где  $V$  – количество краски, л

$A$  – производительность, л/мин.

$$t = \frac{V}{A} = \frac{470,61}{0,3} = 1568,7 \text{ мин}$$

Переведем из минут в часы, получим 26,145 часа. Принимаем 27 часов.

### 6.1.3. Нанесение лакокрасочного покрытия

По аналогии как в пункте 6.1.2 рассчитаем время нанесения лакокрасочного покрытия типа Hardtop Flexi

$$t = \frac{V}{A} = \frac{336,15}{0,3} = 1120,5 \text{ мин}$$

Переведем из минут в часы, получим 18,675 часа. Принимаем 19 часов.

Теперь рассчитаем для второго покрытия Permacor 2807/HS-A.

$$t = \frac{V}{A} = \frac{1344}{0,3} = 4480 \text{ мин}$$

В таблице 7 представлено необходимое время на данное мероприятие.

Переведем из минут в часы, получим 74,67 часа. Принимаем 75 часов.

					ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 7 –Время на выполнение мероприятия

Операция	Вид покрытия: Hardtop Flexi		Вид покрытия: Permacor 2807/HS-A	
	Время, мин	Время, ч	Время, мин	Время, ч
Снятие старого покрытия	4980	83	4980	83
Нанесение грунтовки	470,61	32	470,61	32
Нанесение лакокрасочного	1120,5	19	4480	75
<b>Итого:</b>	6571,11	134	9930,61	190

Проанализировав данную таблицу 2 видно, что при использовании типа покрытия Hardtop Flexi время на работу составит 134 часа, что на 56 часов быстрее Permacor 2807/HS-A.

### 7.3 Расчет количества необходимой техники и оборудования

Для проведения данного мероприятия нам понадобится следующее оборудование, данное оборудование представлено в таблице 8.

Таблица 8 – Оборудование

№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Цена, руб.	Сумма, руб.
1	Ленточная шлифовальная машина Makita	шт.	4	9910	39640
2	Абразивоструйная напорная установка типа DSG-25-SP	шт.	1	41800	41800
3	Подъемник секционный ПМГ-1-А-76103	шт.	1	465000	465000
4	Турбоагрегатный пневматического распыления типа GST HVLP PRO	шт.	1	21000	21000

					<b>ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ</b>		Лист
							73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

Продолжение таблицы 8

№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Цена, руб.	Сумма, руб.
5	Тепловая пушка ЭТВ-18/380Т	шт.	1	10100	10100
6	Компрессорная станция ВР-8/2,5	шт.	1	115000	115000
7	Щетка зачистная торцевая ТВ	шт.	4	800	3200
8	Пневматическая машинка ИП-2015	шт.	3	4500	9000
9	Валики	шт.	30	400	12000
10	Кисти	шт.	30	200	6000
<b>ИТОГО</b>					<b>722740</b>

Из таблицы 8 конечная сумма на оборудование составила 722740 руб.

#### 7.4 Затраты на амортизационные отчисления

Плановое перенесение стоимости основных фондов на готовую продукцию называется амортизацией, а средства, включаемые в себестоимость продукции – амортизационные отчисления. Амортизационные отчисления в совокупности образуют амортизационный фонд. Амортизационные отчисления являются важным элементом себестоимости создаваемой продукции, необходимым для возмещения в процессе производства стоимости изношенной части основных фондов. При расчете амортизации, исходя из ПБУ 6/01 «Учет основных средств», утвержденным приказом Минфина от 03.09.97г., предприятие будет использована линейная система амортизации.

При линейном методе сумма амортизационных отчислений по всем месяцам эксплуатации объекта одинакова.

					<b>ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ</b>	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расчет месячной суммы амортизации основных фондов линейным методом производится по формуле

$$A = \Phi_n \times \frac{Na}{100}, \quad (13)$$

где А – сумма амортизационных отчислений, р.;

Фп – первоначальная стоимость объекта, р.;

На – норма амортизации, %.

Норма амортизации по каждому объекту определяется по формуле

$$Na = \frac{1}{T_n} \times 100\%, \quad (14)$$

где Тп – срок полезного использования объекта, выраженный в месяцах.

Фактически норма амортизации отражает годовую величину износа основных средств, выраженную в процентах.

В таблице 9 представлены расчеты амортизации используемого оборудования при выполнении антикоррозийных работ.

Таблица 9 - Расчеты амортизации оборудования при нанесении покрытия типа Hardtop Flexi

№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Цена	Сумма	Норма амортиз., %	Аморт. т. отчисл. за год	Аморт. отчисл. за час	Время работы, ч	Сумма амортизации, руб.
1	Ленточная шлифовальная машина Makita	Шт.	4	9910	39640	20	7928	0,91	83	75,53
2	Абразивоструйная напорная установка типа DSG-25-SP	Шт.	1	41800	41800	20	8360	0,95	83	78,85
3	Подъемник секционный ПМГ-1-А-76103	Шт.	1	465000	465000	10	46500	5,31	134	711,54

ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Лист

75

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

Продолжение таблицы 9

№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Цена	Сумма	Норма аморти., %	Аморт. т. отчисл. за год	Аморт. отчисл. за час	Время работы, ч	Сумма амортизации, руб.
4	Турбоагрегат-ный пневматического распыления типа GST HVLP	Шт.	2	21000	42000	30	12600	1,4	51	71,4
5	Тепловая пушка ЭТВ-18/380Т	Шт.	1	10100	10100	20	2020	0,23	51	11,73
6	Компрессорная станция ВР-8/2,5	Шт.	1	115000	115000	20	23000	2,63	134	352,42
7	Пневматическая машинка ИП-2015	шт	3	4500	13500	20	2700	0,31	134	41,54
<b>Итого</b>					<b>1089573</b>		<b>186778,6</b>	<b>21,32</b>	<b>670</b>	<b>1343,01</b>

Таблица 10 - Расчеты амортизации оборудования при нанесении покрытия типа Permacor 2807/HS-A

№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Цена	Сумма	Норма аморти., %	Аморт. отчисл. за год	Аморт. отчисл. за час	Время работы, ч	Сумма амортизации, руб.
1	Ленточная шлифовальная машина Makita	Шт.	4	9910	39640	20	7928	0,91	83	75,53
2	Абразивоструйная напорная установка типа DSG-25-SP	Шт.	1	41800	41800	20	8360	0,95	83	78,85

Продолжение таблицы 10

№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Цена	Сумма	Норма амортиз., %	Аморт. отчисл. за год	Аморт. отчисл. за час	Время работы, ч	Сумма амортизации, руб.
3	Подъемник секционный ПМГ-1-А-76103	Шт.	1	465000	465000	10	46500	5,31	190	1008,9
4	Турбоагрегатный пневматического распыления типа GST HVLP	Шт.	2	21000	42000	30	12600	1,4	107	149,8
5	Тепловая пушка ЭТВ-18/380Т	Шт.	1	10100	10100	20	2020	0,23	107	24,61
6	Компрессорная станция ВР-8/2,5	Шт.	1	115000	115000	20	23000	2,63	190	499,7
7	Пневматическая машинка ИП-2015	шт	3	4500	13500	20	2700	0,31	190	58,9
<b>Итого</b>					<b>1089573</b>		<b>186778,6</b>	<b>21,32</b>	<b>950</b>	<b>1896,2</b>

Проанализировав данную таблицу 2 видно, что при использовании типа покрытия Hardtop Flexi амортизация составила 1343,01 руб., а при для Permacor 2807/HS-A 1896,2 руб.

### 7.5 Расчет затрат на электроэнергию

Следующей статьей расходов является плата за электроэнергию. Для этого сначала определяется количество потребляемой энергии для всего оборудования.

					<b>ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ</b>	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 11 – Количество потребляемой энергии оборудованием

Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Потребляемая мощность, кВт/ч	Hardtop Flexi	Permacor 2807/HS-A	Количество потребляемой энергии за весь период, кВт	
			Количество часов работы	Количество часов работы		
Ленточная шлифовальная машина Makita	4	0,65	10	10	26	26
Компрессорная станция ВР-8/2,5	1	22	130	190	2860	4180
Турбоагрегат пневматического распыления типа GST HVLP PRO	1	18	51	107	918	1926
<b>ИТОГО:</b>					3804	6132

Затем необходимо определить стоимость электроэнергии за рабочий период (при стоимости 3,8руб. за кВт/час).

Зная количество потребляемой энергии, рассчитаем затраты на электроэнергию.

Таблица 12 - Расчет стоимости электроэнергии за тип покрытия Hardtop Flexi

Стоимость электроэнергии за 1кВт, руб (при 3,8 руб. за кВт/час)	Количество потребляемой энергии за весь период, кВт	Сумма, руб
3,8	3804	14455,2

Таблица 13 - Расчет стоимости электроэнергии за тип покрытия Permacor 2807/HS-A

Стоимость электроэнергии за 1кВт, руб (при 3,8руб. за кВт/час)	Количество потребляемой энергии за весь период, кВт	Сумма, руб
3,8	6132	23301,6

При использовании типа покрытия Hardtop Flexi стоимость за электроэнергию составила 14455,2 руб., а при для Permacor 2807/HS-A 23301,6 руб.

### 7.5 Расчет затрат на оплату труда

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;
- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Таблица 14 - Расценки работ

№	Наименование	Ед.из м.	Стоим, руб.	Площадь	Кол-во часов		Сумма, руб.	
					Flexi	Permacor	Flexi	Permacor
1	Подготовка емкости к проведению работ по антикоррозийной защите	Руб./ м <sup>2</sup>	50	2240	83	83	112000	112000
2	Подготовка металлической поверхности емкости	Руб./ м <sup>2</sup>	168	2240	32	32	376320	376320

					<b>ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ</b>				Лист
									79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Продолжение таблицы 14

№	Наименование	Ед.изм	Стоим , руб.	Площадь	Кол-во часов		Сумма, руб.	
					Flexi	Permacor	Flexi	Permacor
4	Окраска наружной поверхности емкости	Руб./м2	140	2240	19	75	313600	313600
<b>Итого</b>								<b>801920</b>

Таблица 15 – Расчет заработной платы

Профессия	Разряд	Тарифная ставка, руб./час	Время на проведение мероприятия, ч.		Тарифный фонд ЗП, руб.		Сев. и рай. коэф. 50%+60%		Заработная плата с учетом надбавок, руб.	
			Flexi	Permacor	Flexi	Permacor	Flexi	Permacor	Flexi	Permacor
Мастер	6	2000	134	190	268000	380000	134000	190000	402000	570000
Подрядчик	3	1200	134	190	160800	228000	80400	114000	241200	342000
Подрядчик	3	1200	134	190	160800	228000	80400	114000	241200	342000
Крановщик	5	1584	134	190	212256	300960	106128	150480	318384	451440
<b>Итого</b>					<b>801856</b>	<b>1136960</b>	<b>400928</b>	<b>568480</b>	<b>1202784</b>	<b>1705440</b>

Исходя из полученных значений заработной платы с учетом надбавок, можно сделать вывод, что с применением типа покрытия Hardtop Flexi выгоднее с экономической точки зрения, чем использования типа Permacor 2807/HS-A. Экономия составляет 502656 руб.

## 7.6 Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве при покраске резервуара представлены в таблице 16. Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс VIII с тарифом 0,9 для производства общестроительных работ по строительству прочих зданий и сооружений, не включенных в другие группировки (код по ОКВЭД – 45.21.6).

Таблица 16 – Расчет страховых взносов при нанесении Hardtop Flexi

Показатель	Мастер	Подрядчик	Крановщик
Количество работников	1	2	1
ЗП, руб.	402000	482400	318384
ФСС (2,9%)	11658	13989,6	9233,136
ФОМС (5,1%)	20502	24602,4	16237,58
ПФР (22%)	88440	106128	70044,48
Страхование от несчаст. случаев (тариф 0,9%)	3618	4341,6	2865,456
Всего, руб.	124218	149061,6	98380,66
<b>Общая сумма, руб.</b>	<b>371660,3</b>		

Таблица 17 – Расчет страховых взносов при нанесении Permascor 2807/HS-A

Показатель	Мастер	Подрядчик	Крановщик
Количество работников	1	2	1
ЗП, руб.	570000	684000	451440
ФСС (2,9%)	16530	19836	13091,76
ФОМС (5,1%)	29070	34884	23023,44

Продолжение таблицы 17

Показатель	Мастер	Подрядчик	Крановщик
ПФР (22%)	125400	150480	99316,8
Страхов-ие от несчаст. случаев (тариф 0,9%)	5130	6156	4062,96
Всего, руб.	176130	211356	139495
<b>Общая сумма, руб.</b>	<b>526981</b>		

Исходя из полученных значений страховых взносов при двух способах нанесения покрытия, можно сделать вывод, что экономия затрат на страховые взносы при использовании покрытия типа Hardtop составит 155320,7 руб. по сравнению со вторым покрытием.

### 7.7 Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (Таблица 18).

Таблица 18 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.	
	Flexi	Permacor
Затраты на материалы	712974,15	1641597,75
Затраты на оборудование	722740	722740
Амортизационные отчисления	1343,01	1896,2
Затраты на электроэнергию	14455,2	23301,6
ФОТ	1202784	1705440
Страховые взносы	371660,3	526981
Накладные расходы (20%)	605191,3	924391,3
<b>Всего затрат:</b>	<b>3631148</b>	<b>5546348</b>

Затраты на покраску резервуара объемом 20000 м<sup>3</sup> с типом покрытия Hardtop Flexi составляют 3631148 руб, что на 5546448 руб. меньше, чем при использовании краски типа Permacor 2807/HS-A.

## 7.8 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

### 7.8.1 Оценка сравнительной эффективности исследования

Эффективность научного ресурсосберегающего проекта включает в себя социальную эффективность, экономическую и бюджетную эффективность. Показатели общественной эффективности учитывают социально-экономические последствия осуществления инвестиционного проекта как для общества в целом, в том числе непосредственные результаты и затраты проекта, так и затраты и результаты в смежных секторах экономики, экологические, социальные и иные внеэкономические эффекты.

Чтобы определить эффективность исследования, необходимо рассчитать интегральный показатель эффективности научного исследования. Для этого определяют две средневзвешенные величины: финансовую эффективность и ресурсоэффективность.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат двух вариантов строительства. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} \quad (15)$$

где  $I_{\phi}^p$  – интегральный финансовый показатель разработки;  $\Phi_{pi}$  – стоимость i-го варианта исполнения;  $\Phi_{max}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в. т. ч. аналогов).

					ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 19 – Затраты на проведение организационно- технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.	
	Flexi	Permacor
Затраты на материалы	712974,15	1641597,75
Затраты на оборудование	722740	722740
Амортизационные отчисления	1343,01	1896,2
Затраты на электроэнергию	14455,2	23301,6
ФОТ	1202784	1705440
Страховые взносы	371660,3	526981
Накладные расходы (20%)	605191,3	924391,3
<b>Всего затрат:</b>	<b>3631148</b>	<b>5546348</b>

Наиболее затратная часть, как видно из диаграммы, это затраты на материал. Найдем значения интегрального финансового показателя для всех вариантов исполнения научного исследования:

$$\text{Для резервуара с покрытием Permacor: } I_{\phi}^p = \frac{\Phi_p}{\Phi_{\max}} = \frac{5546348}{5546348} = 1 \quad (16)$$

$$\text{Для резервуара с покрытием Flexi: } I_{\phi}^p = \frac{\Phi_p}{\Phi_{\max}} = \frac{3631148}{5546348} = 0,65 \quad (17)$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разы, то есть покраска резервуара с покрытием Permacor обладает наименьшей стоимостью по сравнению с покрытием Flexi.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования определяют следующим образом:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a, \quad I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i b_i^p \quad (18)$$

где  $I_m$  – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;  $a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го параметра;  $b_i^a, b_i^p$  – бальная оценка  $i$ -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;  $n$  – число параметров сравнения. [19]

Результат расчетов представлены таблице 20.

Таблица 20 – Сравнительная оценка характеристик вариантов

Критерии \ ПО	Весовой коэффициент параметра	Permacor	Flexi
1. Способствует росту производительности пользователя труда	0,35	5	5
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	4	3
3. Помехоустойчивость	0,15	5	4
4. Энергосбережение	0,2	4	4
5. Надежность	0,07	5	4
6. Материалоемкость	0,08	4	3
ИТОГО	1	4,57	4,12

Интегральный показатель с Permacor ( $I_{финр}^p$ ) и Flexi ( $I_{финр}^a$ ) определяется по формуле:

$$\text{Для резервуара с Permacor: } I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_\phi^p} = \frac{4,57}{1} = 4,57$$

$$\text{Для резервуара с Flexi: } I_{финр}^a = \frac{I_m^a}{I_\phi^a} = \frac{4,12}{0,65} = 6,34$$

Сравнение интегрального показателя с Permacor и с Flexi позволит определить сравнительную эффективность проекта. Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^a}$$

где  $\mathcal{E}_{cp}$  – сравнительная эффективность проекта.

В таблице 21 представлена сравнительная эффективность разработки.

Таблица 21 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Permacor	Flexi
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,65
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,57	4,12
3	Интегральный показатель эффективности	4,57	6,34
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	0,72	

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволило определить, что вариант с покрытием Permacor с позиции финансовой и ресурсной эффективности показывает, что проект менее эффективный, следовательно, приведет к потенциальным убыткам. Но т. к. применение данного покрытия прослужит 20 лет, а покрытие Flexi следовательно можно рассчитать его окупаемость. Определим на применение краски типа Flexi дешевле Permacor, из разности затрат на сооружения резервуаров:  $5546348 - 3631148 = 1915200$  руб.

Таблица 22- Срок службы

Тип покрытия	Срок службы, лет
Flexi	5
Permacor	20

Из таблицы видно, что данное покрытие на 15 лет дольше прослужит, следовательно можно посчитать какую сумму можно сэкономить за 15 лет.

Рассчитаем теперь прибыль за 15 лет:  $5 * 3631148 - 1915200 = 16240540$  руб

Исходя из выше сказанного можно сделать вывод, что проект с применением покрытия Permacor экономически эффективен.

## 8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данной работе рассматривалась работа по ремонту резервуаров вертикальных стальных, а именно о РВС-20000, РВС-10000, РВС-3000 с точки зрения наличия вредных и опасных факторов.

При эксплуатации резервуаров возникают дефекты из-за различного рода нагрузок, такие как посадка оснований, нарушение прочности и плотности сварных швов, трещины стенки, крыши и днища резервуара.

К вредным факторам, которые могут возникнуть при обслуживании данного оборудования, относят: повышение или понижение температуры поверхности оборудования, нефтепродуктов; вредные вещества, повышение уровня шума на рабочем месте и. т. д.

К опасным факторам относят: рабочее место находится на большой высоте, относительно земли; разлет брызг при резке металла и проведении сварочных работ; повышенный уровень статического электричества.

При проведении ремонтных работ происходит загрязнение окружающей среды такое как: загрязнение атмосферы парами нефтепродуктов; загрязнение сточных вод нефтехранилищ.

При выполнении ремонтных работ могут произойти такие чрезвычайные ситуации, как взрыв или самовоспламенение нефти.

### 8.1. Производственная безопасность

#### 8.1.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов

					<i>Исследование и обоснование эффективных методов борьбы с коррозионным разрушением резервуаров товарной</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Коваленко М.Н</i>			Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Крец В.Г.</i>					87	105
<i>Консульт.</i>								
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>						
						<b>НИ ТПУ гр. 2БМ5А</b>		

### *Метеоусловия*

Климат представляет комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления.

При выполнении восстановительных и ремонтных работ резервуара обслуживающему персоналу приходится работать под воздействием солнечных лучей, сильном ветре, при атмосферных осадках, в условиях низких и высоких температур от минус 30 °С до плюс 40 °С.

### *Превышение уровня шумов*

Источниками шума являются звуки, производимые работающими механизмами и агрегатами.

Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы, в том числе и на нервную систему.

При физической работе, связанной с точностью, сосредоточенностью или периодическими слуховыми контролями громкость ниже 80 дБ обычно не влияет на органы слуха. Длительное действие шума > 85 дБ в соответствии с нормативными документами, приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления.

### *Повышенное содержание вредных веществ в рабочей зоне*

Перед началом работ на месте проверяют уровень загазованной среды. Содержание паров газов и нефти не должно выходить за рамки предельно-допустимой концентрации. Приступить к работе можно в том случае, когда устранены опасные условия. В ходе работы контролируют ПДК. Защита органов зрения осуществляется с помощью различных предохранительных очков. В таблице 19 представлена ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [21]

					<b>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</b>	<i>Лист</i>
						88
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 19 – ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Вещества	Предельно допустимая концентрация, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Углеводороды C <sub>1</sub> – C <sub>10</sub>	300	4
Оксид углерода (CO)	20	4
Диоксид азота (NO <sub>2</sub> )	2	2
Диоксид серы (SO <sub>2</sub> )	10	3
Диоксид углерода (CO <sub>2</sub> )	9000	4
Сажа	4	3

*Опасность падения с высоты*

Работами на высоте считаются все работы, выполняемые на высоте более 1,5 м от поверхности грунта или настила.

*Опасные термические факторы при сварочных работах*

Для производства процесса сварки существует несколько опасных факторов воздействий на сварщика: поражение глаз лучами электрической дуги и незащищенных мест кожи; ожоги из-за брызг шлака и металла при сварочных работах; взрыва в результате проведения сварки вблизи с взрывоопасными веществами.

Для защиты от травм сварщику положено носить спецодежду и спецобувь, а глаза и лицо закрывать специальной маской или щитком со светофильтром.

*Опасные факторы электрической природы*

Опасность поражения электрическим током существует при сварочных работах.

Электрический ток оказывает следующие воздействия на человека:

- ✓ поражение электрическим током;
- ✓ пребывание в шоковом состоянии;
- ✓ ожоги;
- ✓ нервное и расстройство;

✓ смертельный исход.

В таблице 20 представлены напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном режиме электроустановки.

Таблица 20 – Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном режиме электроустановки [10]

Род тока	U, В	I, mA
	не более	
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 В	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0

Электросварщику следует работать на резиновом коврике, пользоваться диэлектрическими перчатками. [22]

Рабочие места должны быть снабжены индивидуальными аптечками и индивидуальными средствами пожаротушения.

Для тушения электрооборудования должны быть применены углекислотные огнетушители.

Корпуса, а также все открытые проводящие части применяемого передвижного электрооборудования должны быть защищены от косвенного прикосновения и. т. д. в соответствии с требованиями ПУЭ путем заземления с помощью переносных заземлителей.

Мероприятия по созданию безопасных условий:

- ✓ инструктаж персонала;
- ✓ аттестация оборудования;
- ✓ соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой.
- ✓ При проведении ремонтных работ происходит загрязнение окружающей среды такое как: загрязнение атмосферы парами нефтепродуктов; загрязнение сточных вод нефтехранилищ [23].

## *Опасные факторы электрической природы*

Опасность поражения электрическим током существует при сварочных работах.

Электрический ток оказывает следующие воздействия на человека:

- ✓ поражение электрическим током;
- ✓ пребывание в шоковом состоянии;
- ✓ ожоги;
- ✓ нервное и расстройство;
- ✓ смертельный исход. [24]

### **8.1.2 Охрана мероприятий по защите персонала предприятия от действия вредных и опасных факторов**

#### *Метеоусловия*

Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы, средства индивидуальной защиты (очки, перчатки, каска, наушники, респираторы). [9]

#### *Превышение уровня шумов*

Основные методы борьбы с шумом:

- ✓ снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
- ✓ снижение шума на пути распространения звука;
- ✓ средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;
- ✓ соблюдение режима труда и отдыха;
- ✓ использование средств автоматики для управления технологическими процессами. [25]

#### *Повышенное содержание вредных веществ в рабочей зоне*

Защита органов дыхания обеспечивается применением различного рода респираторов и противогазов.

					<b>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</b>	<i>Лист</i>
						91
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Респираторы служат для защиты легких человека от воздействия взвешенной в воздухе пыли, противогазы – для защиты от газов и вредных паров.

В зависимости от содержания кислорода в воздухе применяются следующие противогазы:

- ✓ фильтрующие – при содержании кислорода в воздухе свыше 19 %. Обслуживающий персонал установки обеспечивается противогазами с марками коробок БКФ, возможно применение коробок марки «А».
- ✓ шланговые – применяются при содержании кислорода в воздухе менее 20 % при наличии в воздухе больших концентраций вредных газов (свыше 0,5 % об.). Применение шланговых противогазов обязательно при проведении работ внутри аппаратов, резервуаров и другой аналогичной закрытой аппаратуры [26].

#### *Опасность падения с высоты*

К работам на высоте относят ряд работ выполняемых на высоте от 1,5 м от поверхности земли. Предохранительный пояс является основным средством страховки работника. Голова должна быть защищена каской. Конструкция приставных лестниц должна соответствовать требованиям и оборудована несколькими опорами. При выполнении работ на высоте у работника должны быть ящики и сумки с инструментами. Поднимание и опускание предметов происходит с помощью веревки [27].

#### *Опасные факторы электрической природы*

Электросварщику следует работать на резиновом коврике, пользоваться диэлектрическими перчатками.

Рабочие места должны быть снабжены индивидуальными аптечками и индивидуальными средствами пожаротушения.

Для тушения электрооборудования должны быть применены углекислотные огнетушители.

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Корпуса, а также все открытые проводящие части применяемого передвижного электрооборудования должны быть защищены от косвенного прикосновения и. т. д. в соответствии с требованиями ПУЭ путем заземления с помощью переносных заземлителей.

Мероприятия по созданию безопасных условий:

- ✓ инструктаж персонала;
- ✓ аттестация оборудования;
- ✓ соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой.

При проведении ремонтных работ происходит загрязнение окружающей среды такое как: загрязнение атмосферы парами нефтепродуктов; загрязнение сточных вод нефтехранилищ.

## 8.2 Охрана окружающей среды

Местность, сооружения и другие объекты нефтебаз обязаны отвечать требованиям СНиП II–106–79. Здания и сооружения с резервуарными парками должны находиться на расстоянии не менее 200 м.

### 8.2.1 Анализ влияния на окружающую среду

#### *Воздействие на атмосферу*

При проведении ремонта в атмосферу попадают пары нефти и нефтепродуктов особенно сильно при оборудовании временного амбара.

#### *Воздействие на литосферу:*

При выполнении ремонтных работ возможно попадание на почву загрязняющих веществ с работающей техники и оборудования. На всех этапах ремонта резервуара необходимо выполнять мероприятия, которые предотвращают следующие процессы:

- ✓ появление неблагоприятных эрозионных процессов;
- ✓ загрязнение территории различными отходами;

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

✓ загорание торфяников и естественной растительности;

В таблице 21 представлены ПДК некоторых веществ входящих в состав нефти ее паров и веществ участвующих в технологических процессах хранения и транспортировки углеводородов в почве. [28]

Таблица 21 – Предельно-допустимая концентрация в почве

Наименование вещества	ПДК, мг/кг
Бензин	0,1
Бензол	0,3
Ртуть	2,1
Серная кислота	160,0
Толуол	0,3
Сероводород	0,4

#### *Воздействие на гидросферу*

При проведении ремонта по естественным водостокам в водные объекты могут попасть загрязняющие вещества с работающей техники. Необходимо исключить слив отработанного масла, разлив горюче смазочных материалов, мойку механизмов и автотранспорта в неустановленных для этого местах и т.п.

В таблице 3 представлены ПДК и классы опасности некоторых веществ входящих в состав нефти ее паров и веществ участвующих в технологических процессах хранения и транспортировки углеводородов в воде.

Таблица 22 – Предельно-допустимая концентрация в воде и классы опасности

Наименование вещества	ПДК, мг/л	Класс опасности
Нефть	0,3	4
Бензин	0,1	3
Керосин окисленный	0,01	4
Метанол	3	2
Ацетон	2,2	3
Метилмеркаптан	0,0002	4
Ртуть	0,0005	1
Тетраэтилсвинец	–	1

#### *8.2.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды*

					<b>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

### *Воздействие на атмосферу*

Основные мероприятия по защите окружающей среды при наземном хранении жидких углеводородов сводятся к сокращению потерь от испарения продукта при малых и больших дыханиях при сливо-наливных операциях; ликвидации потерь углеводородов при ремонте и очистки резервуаров.

### *Воздействие на литосферу*

Для избежания загрязнения почв при ремонте, разливах, отборе проб из резервуара устраивают закрытые дренажи в заглубленные резервуары с откачкой нефти происходящая автоматически.

Все отходы полученные при зачистке резервуара необходимо размещать в специальных местах или утилизировать.

К загрязняющим веществам относятся продукты неполного сгорания топлива в двигателях строительных машин и механизмов, вещества, выделяющиеся при сварке листов, выполнении земляных работ и при доставке строительных материалов.

Источниками неорганизованных выбросов являются:

- ✓ автотранспорт при перевозке строительных материалов;
- ✓ работающие строительные машины и механизмы;
- ✓ сварочные работы. [29]

### *Воздействие на гидросферу*

Перед тем как сбросить производственно-дождевые сточные воды от нефтебаз в водотоки и водоемы необходимо очистить.

## **8.3 Защита в чрезвычайных ситуациях**

### *8.3.1 Анализ вероятных ЧС*

При выполнении ремонтных работ могут произойти такие чрезвычайные ситуации, как взрыв или самовоспламенение нефти.

					<b>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</b>	<i>Лист</i>
						95
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

В связи с этим, рабочие, занятые на ремонте резервуара, проходят обучение по своей специальности и правилам техники безопасности. Проверку знаний оформляют соответствующими документами согласно действующим отраслевым положениям о порядке проверки знаний правил, норм и инструкций по охране труда.

Источником возникновения пожаров резервуаров является воспламенения паров нефтепродуктов. Пожар может возникнуть из-за плохой герметичности арматуры, фланцевых соединений, неисправности клапанов. Также к воспламенению могут привести разряды статического электричества в виде искр при выполнении откачке и закачке резервуара.

### *8.3.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС*

Для ликвидации искры в качестве защитной меры используют заземление и антистатические присадки. Чтобы избежать распространения пожара, охватывающего соседние резервуары, необходимо обеспечить соблюдение требуемых противопожарных разрывов между резервуарами.

#### *Действия персонала при пожаре*

Лицо обнаружившее пожар обязано:

- ✓ рассказать о случившемся начальнику смены АС и в пожарную охрану;
- ✓ направить силы на ликвидацию пожару первичными средствами пожаротушения.

При пожаре персонал АС должен направить силы на сохранение жизни людей; на борьбу с пожаром и создание условий безопасной работы АС. До приезда помощи начальник АС обязан:

- ✓ Включить систему оповещения и проверить поступил ли вызов в пожарную охрану.
- ✓ Прекратить все работы и увести персонал, не отвечающий за тушение, в безопасное место.

					<b>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</b>	<i>Лист</i>
						96
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- ✓ Проверить работу автоматической системы пожаротушения.
- ✓ Бороться с пожаром имеющимися силами.
- ✓ Встретить организацию по борьбе с пожаром.

## **8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

### *8.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства*

При выполнении ремонтных работ в районах, приравненных к районам Крайнего Севера, рабочие имеют дополнительные льготы, отражённые в законе «О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях»

Организация и проведение ремонтных работ должны осуществляться в соответствии с требованиями действующих руководящих документов и регламентов.

Запрещается проводить ремонтные работы без оформления необходимых разрешительных документов. Организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасного производства огневых, газоопасных работ и работ повышенной опасности должны включать разработку инструкций по охране труда на каждый вид проводимых работ или их подборку.

Работников, выполняющих работы по замене дефектных участков магистральных трубопроводов необходимо обеспечить спецобувью, спецодеждой и другими защитными средствами, согласно Типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи спецобуви, одежды и других средств индивидуальной защиты, имеющих соответствующие сертификаты соответствия [].

Организационно-технические мероприятия на проведение ремонтных работ на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах магистральных нефтепроводов должны включать мероприятия, выполняемые при подготовке объекта к проведению работ, и мероприятия, выполняемые непосредственно при проведении работ.

					<b>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</b>	<i>Лист</i>
						97
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Технические и организационные меры безопасности при подготовке объекта к выполнению работ составляются при разработке ППР и оформлении наряда-допуска на каждый вид работ и место их проведения.

#### 8.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Для проведения ремонтных работ на нефтебазе необходимо предварительно выполнить организационные и технические мероприятия, направленные на обеспечение безопасного проведения работ.

**К организационным работам** относятся:

- ✓ Оформление наряда-допуска на проведение огневых работ.
- ✓ Необходимо согласовать наряд-допуск с пожарной службой.
- ✓ Составляют два экземпляра наряда-допуска.

Первый экземпляр находится у лица несущего ответственность за выполнение огневых работ, второй находится у пожарной службы

- ✓ Выполнение огневых работ начинают после одобрения лица несущего ответственность за проведение данных работ.

**К подготовительным работам** относятся:

- ✓ Сварочные аппараты ,световые приборы, необходимо подключать через УЗО.
- ✓ На месте выполнения огневых работ должны находиться первичные средства пожаротушения средствами индивидуальной защиты и предохранительными приспособлениями. Первичные средства пожаротушения должны располагаться вблизи зоны работ в легкодоступном месте.
- ✓ Автотракторная техника, сварочные агрегаты, электростанции и другое оборудование, применяемое при проведении ремонтных работ, а также пожарные автомашины, задействованные в проведении подготовительных и огневых работ, должны быть оборудованы искрогасителями и заземлены.

					<b>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</b>	<i>Лист</i>
						98
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- ✓ При необходимости проведения огневых работ в условиях плохой видимости, освещение рабочей площадки производить светильниками и прожекторами во взрывозащищенном исполнении.
- ✓ При выполнении работ в условиях повышенной опасности поражения электрическим током сварщик кроме спецодежды должен обеспечиваться диэлектрическими резиновыми перчатками, калошами и резиновым шлемом. При работе лежа необходимо использовать резиновый коврик. Резиновые коврики или другие изоляционные прокладки должны быть исправными устойчивыми и сухими. [30]

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выпускная квалификационная работа состоит из восьми глав. Все главы тесно связаны между собой. Переход от одной главы к другой постепенно раскрывает основную тему работы.

Во второй главе приведены сведения о резервуарах, предназначенных для хранения нефтепродуктов, а именно классификация резервуаров, оборудование и его назначение.

В третьей главе рассмотрена полная диагностика резервуара и его оборудования. Диагностика позволяет выявить дефекты коррозионного происхождения на ранних стадиях, тем самым помогает предотвратить серьезные последствия.

В четвертой главе разобраны основные системы защиты резервуара от ударов молнии и от электростатического заряда. К этой системе необходимо подходить ответственно так, так много аварий происходили по причине удара молнии.

Пятая глава, наиболее объемная, раскрывает основную проблему выпускной квалификационной работы, а проводится анализ дефектов резервуаров, где выявляются самые проблемные места и тем самым рассматриваются современные методы по борьбе с коррозионным разрушением поверхностей резервуаров. Актуальность проблемы не вызывает сомнения. Для защиты от коррозии применяют лакокрасочные покрытия, опыление цинком и недавно появились биопокртия.

На сегодняшнее время зарубежная краска марки Permacor 2807/HS-A обладает особенностью, что и отличает ее от обычных покрытий. Особенность ее в том, что после хранения в резервуаре сырой нефти не имеется никаких химических и физических изменений внутреннего покрытия. Отсюда можно

					<i>Исследование и обоснование эффективных методов борьбы с коррозионным разрушением резервуаров товарной</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Коваленко М.Н</i>			Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Крец В.Г.</i>					100	105
<i>Консульт.</i>						<b>НИ ТПУ гр. 2БМ5А</b>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

сделать вывод о том, что металл покрытый этой краской прослужит не на один год.

Так как в ходе анализа выявлено самое слабое место у резервуара это днище, было предложено использование сталей с большими прочностными характеристиками, а так же применить в будущем новые типы фундаментов, которые играют немаловажную роль в дальнейшей эксплуатации резервуаров.

Хоть и используются современные способы защиты, но избежать коррозии не получаются, поэтому на помощь идут методы устранения ее. От того какой и в каком месте дефект коррозионного происхождения применяют более рациональный метод, а именно без сварочных работ и со сварочными работами. При использовании метода без сварки применяют эпоксидный клей, который благодаря своим свойствам помогает справиться с дефектом. Этот метод используется при небольших дефектах. Следующий способ используются в том случае, когда необходимо вырезать место с дефектом и на место выреза приварить новый лист.

В шестой главе были проведены расчеты по оценке остаточного ресурса резервуара с применением и без применения мер по снижению коррозионного воздействия, где рассматривались несколько видов сталей. Результаты оказались следующими: без применением мер AISI 304 16,2 лет, 09Г2С 5,3 лет, 10Г2 14,1 лет, Ст3 6,7 лет; с применением мер AISI 304 24,7 лет, 09Г2С 7,4 лет, 10Г2 21,2 лет, Ст3 9,6 лет. Можно сделать вывод о том, что при использовании современной марки стали AISI 304 выгоднее применять по сравнению с тремя другими так как оно продолжит дольше, но если посмотреть с другой стороны сталь 10Г2 имеет незначительную разность и дешевле будет использовать ее, следовательно сталь марки 10Г2 рациональнее использовать.

Во второй части расчетов проводилось исследование напряженно-деформированного состояния днища резервуара, где рассматривались два типа фундаментов. Максимальные эквивалентные напряжения в теле резервуара образуются в районе первого пояса, и составляют 165,6 МПа при установке резервуара на железобетонный фундамент 274,5 МПа при установке резервуара

					<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b>	<i>Лист</i>
						101
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

на конические опоры. Максимальное распределение прогибов по радиусу днища резервуара 2,73 мм 2,77 мм при установке резервуара на железобетонный фундамент при установке резервуара на конические опоры.

Численное моделирование статического состояния резервуара типа РВС-3000 под наливом показало снижение эквивалентных напряжений в узле сопряжения «стенка — днище», использовании железобетонного фундамента по сравнению с коническими опорами фундамента.

В седьмой главе были проведены следующие экономические анализы: затрат на покраску РВС с применением двух типов лакокрасочных покрытий, Проанализировав оказалось, что денежные затраты на покраску при использовании типа краски Flexi дешевле чем Permasog. Но это на первый взгляд так. Покрытие Permasog на 15 лет дольше прослужит, следовательно можно сэкономить 16240540 руб за 15 лет. Исходя из выше сказанного можно сделать вывод, что проект с применением покрытия Permasog экономически эффективен.

Последняя глава посвящена вопросам безопасности персонала и окружающей среды при проведении работ, в которой описываются подробно мероприятия по сохранению жизни и защите окружающей природы.

В заключении отметим, что проблема актуальна и требует тщательного подхода. На сегодняшнее время придуманы новые типы фундаментов, также зарубежная краска Permasog, которая служит на несколько лет дольше, чем обычная. Необходимо совершенствовать существующие методы борьбы, что бы продлить срок службы оборудования, а следовательно избежать серьезных дефектов, которые могут способствовать возникновению опасных ЧС угрожающие в первую очередь жизни людей, нанесения сильного вреда флоре и фауне.

					<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b>	<i>Лист</i>
						102
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Оленев Н. М. Хранение нефти и нефтепродуктов: издание третье переработанное и дополненное: Ленинградское отделение, 1964. – 425 с.
2. Коновалов Н. И., Мустафин Ф. М., Коробков Г. Е., Ахияров Р. Ж., Лукьянова И. Э. Оборудование резервуаров: Учебное пособие, 2005 – 212 с.
3. Резервуары и технологическое оборудование. URL: <http://gazovik-pgo.ru>. Дата обращения: 01.10.2016.
4. Дищенко Е. И., Новоселов В. Ф., Тугунов П. И., Юфин В. А. Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров: учеб. Пособие для студ. Вузов / Дищенко Е. И., Новоселов В. Ф., Тугунов П. И., Юфин В. А. – М: Недра, 1978. – 195 с.
5. Дищенко Е. И., Новоселов В. Ф., Тугунов П. И., Юфин В. А. Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров: учеб. Пособие для студ. Вузов / Дищенко Е. И., Новоселов В. Ф., Тугунов П. И., Юфин В. А. – М: Недра, 1978. – 195 с.
6. URL: <http://www.strategnk.ru/section/148/>. Дата обращения: 01.05.2017.
7. Абузова Ф. Ф., Бронштейн И. С., Новоселов В. Ф. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении: Недра, 1981. – 242 с.
8. Устранение дефектов резервуара без применения сварочных работ. URL: <http://studopedia.info/2-38608.html>. Дата обращения: 25.03.2017.
9. РД 05.00 - 45.21.30-КТН-005-1-05 «Правила антикоррозионной защиты резервуаров». – М., 2005. – 116 с.
10. Сощенко А. Е. Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов: г. Москва, Севастопольский проспект, д. 47 а. 2014, №4. –120 с.
11. РД 153-112-017-97. Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурсов вертикальных стальных резервуаров.- Уфа 1997
12. URL: <http://www.amvit.ru/information/articles/art8/>. Дата обращения: 10.09.2016.

13. URL: <http://sprav-constr.ru/html/tom1/pages/chapter1/ckm17.html>. Дата обращения: 10.10.2016.
14. URL: <http://r-stroitel.ru/catalog/rvs/rvs-20000>. Дата обращения: 10.02.2017.
15. URL: <http://r-stroitel.ru/catalog/rvs/rvs-20000>. Дата обращения: 13.02.2017.
16. [http://www.xnmlabbbfjh0bzc.xnplai/stress\\_npp/prop\\_npp.php?mat=09%C32%D1&get=1](http://www.xnmlabbbfjh0bzc.xnplai/stress_npp/prop_npp.php?mat=09%C32%D1&get=1). Дата обращения: 13.02.2017.
17. [http://metallichekiy-portal.ru/marki\\_metallov/stn/AISI304](http://metallichekiy-portal.ru/marki_metallov/stn/AISI304). Дата обращения: 13.02.2017.
18. РД 05.00 - 45.21.30-КТН-005-1-05 «Правила антикоррозионной защиты резервуаров». – М., 2005. – 116 с.
19. Видяев И. Г., Серикова Г. Н., Гаврикова Н. А. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И. Г. Видяев, Г. Н. Серикова, Н. А. Гаврикова, Н. В. Шаповалова, Л. Р. Тухватулина, З. В. Криницына; Томский политехнический университет. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.
20. URL: [https://ohranatruda.ru/ot\\_biblio/normativ/data\\_normativ/2/2090](https://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/2/2090). Дата обращения: 10.10.2016.
21. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введ. 1989.01.01. – М.: Стандартинформ, 2008. – 49 с.
22. СанПиН 2.2.4.1191-03 (99). Электромагнитные поля в производственных условиях. – Введ. 2003-05-01. – М.: 2003. – 13 с.
23. Инструкция по охране при выполнении работ на высоте с использованием специальных страховочных средств. – Введ. 2003-10-09.- М.: 2003. -10 с.
24. ГОСТ 12.3.003-86. ССБТ. Работы электросварочные. – Введ. 1986-12-19. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2003. – 7 с.
25. ГОСТ 17.2.3.02-78. Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями. – Введ. 1980.01.01. – М.: Стандартинформ, 11 с.

26. РД 153–39ТН–012–96. Инструкция по пожаровзрывобезопасной технологии очистки нефтяных резервуаров. – Утв. 1996.12.24.
27. РД 09-364-00. Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах.- Утв.2000.06.23. М., 2000, 9 с.
28. РД 05.00 - 45.21.30-КТН-005-1-05 «Правила антикоррозионной защиты резервуаров». – М., 2005. – 116 с.
29. ОТТ-04.00-27.22.00-КТН-006-1-03 «Технические требования на наружное антикоррозионное покрытие фасонных деталей и задвижек». – М., 2003. – 109 с.
30. URL: <http://www.amvit.ru/information/articles/art8/>. Дата обращения: 10.02.2017.