

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»,
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Методы борьбы с коррозионным разрушением резервуаров вертикальных стальных типа РВС 2000 м ³ »

УДК 622.692.23:620.197.001.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Деулина М. Ю.		23.05.2016 г.

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Богданова Ю.В	к. ф-м.н		23.05.2016 г.

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Белозерцева О.В.	к.э.н		04.05.2016 г.

По разделу «Расчетная часть»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В	к.п.н		10.05.2016 г.

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гуляев М.В.	доцент		16.05.2016 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		12.05.2016 г

Запланированные результаты обучения по программе бакалавриата 21.03.01 Нефтегазовое дело

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3и), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>(АВЕТ-3b)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль
«Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой

_____ Рудаченко А.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
з-2Б21Т	Деулиной М.Ю.

Тема работы:

«Методы борьбы с коррозионным разрушением резервуаров вертикальных стальных типа РВС 2000 м³»

Утверждена приказом директора (дата, номер)	20.04.2016 г. № 3075/с
---	------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	23.05.2016 г.
--	---------------

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.).

Объектом исследования является защита резервуара РВС – 2000 м³. В резервуаре в непрерываемом режиме хранятся нефть и нефтепродукты. Объект относится к технологическому сооружению повышенной опасности, требующему особых условий эксплуатации.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</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>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Классификация резервуаров; 2. Оборудование резервуаров; 3. Защита резервуаров от коррозии; 4. Техническая обслуживание резервуаров, нормативная документация по вопросу безопасной эксплуатации; 5. Расчет на прочность РВС – 2000 м³.
--	--

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

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Белозерцева О. В.
«Социальная ответственность»	Гуляев М.В.

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

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	27.10.2015 г.
--	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Богданова Ю.В.	доцент к.ф-м.н.		27.10.2015 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Б21Т	Деулина М. Ю.		27.10.2015 г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21Т	Деулиной Марине Юрьевне

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет затрат и экономическая оценка выполнения работ по сооружению резервуара РВС.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Единые государственные сметные нормы

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Затраты на ремонт РВС – 2000 м ³ в Томской области
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчет амортизационные отчисления, Расчет фонда заработной платы

Перечень графического материала: Таблицы

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Белозерцева Ольга Викторовна			04.04.2016 г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Деулина Марина Юрьевна		04.04.2016 г

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21Т	Деулина Марина Юрьевна

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Сооружение и ремонт систем трубопроводного транспорта»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Рабочее место расположено на открытом воздухе. Резервуар находится в Томской области. Климат резко - континентальный, с холодной продолжительной зимой и коротким жарким летом.</p> <p>При защите от коррозии резервуара могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека.</p> <p>Оказывает негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу).</p> <p>Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характер.</p>
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при защите резервуаров от коррозионного разрушения.</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повреждения в результате контакта с насекомыми; 2. Повышенный уровень шума; 3. Повышенный уровень вибрации; 4. Воздушная среда; 5. Недостаточное производственное освещение; 6. Неблагоприятные метеоусловия. <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; разрушающиеся
---	---

	<p>конструкции;</p> <p>2. Электрическая дуга и искры при сварке;</p> <p>3. Поражение электрическим током;</p> <p>4. Взрывоопасность и пожароопасность.</p>
2. Экологическая безопасность:	<p>Ремонт или эксплуатация РВС – 2000м³ сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> - загрязнением атмосферного воздуха; - повреждением почвенно-растительного покрова; - загрязнением водных объектов.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>В процессе эксплуатации резервуара возможны ЧС в результате разгерметизации, возгорания резервуара.</p>
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<p>РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»;</p> <p>ГОСТ 12.3.003-86 «Работы электросварочные. Требования безопасности»;</p> <p>ПОТ Р М 020-2001 «Межотраслевые правила по охране труда при электро- и газосварочных работах»;</p> <p>ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности»;</p> <p>ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы»;</p> <p>ПОТ Р О -112-001-95 «Правила по охране труда при эксплуатации нефтебаз и автозаправочных станций»;</p> <p>Правила технической эксплуатации резервуаров ОАО «НК «Роснефть» 28.01.2004г.</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	Доцент		16.04.2016 г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Деулина Марина Юрьевна		16.04.2016 г

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

Уровень образования бакалавриат

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	23.05.2016 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
08.04.2016	<i>Обзор литературы</i>	11
12.04.2016	<i>Общая часть</i>	9
15.04.2016	<i>Методы борьбы с внутренней коррозией</i>	8
18.04.2016	<i>Рекомендации по использованию методов борьбы с внутренней коррозией на Казанском месторождении</i>	12
25.04.2016	<i>Расчетная часть</i>	15
11.05.2016	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
16.05.2016	<i>Социальная ответственность</i>	15
18.05.2016	<i>Заключение</i>	13
19.05.2016	<i>Презентация</i>	7
	<i>Итого:</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Богданова Ю.В.	к.ф-м.н, доцент		27.10.2015 г.

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		27.10.2015 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 99 с., 11 рис., 17 табл., 59 источников, 0 прил.

Ключевые слова: РВС, эксплуатация резервуаров, антикоррозионная защита резервуаров, оборудование резервуара, нефть и нефтепродукты.

Объектом исследования являются: процесс эксплуатации резервуара РВС – 2000 м³.

Цель работы: выбор оптимальных способов защиты резервуаров от коррозии типа РВС.

В процессе исследования проводился: Анализ методов защиты от коррозионного разрушения РВС – 2000 м³, расчет РВС на прочность и устойчивость.

Результаты исследования: Рассмотрена законодательная база Российской Федерации, действующая в области эксплуатации резервуаров и резервуарных парков. На основе литературного материала проведен анализ методов защиты от коррозии резервуара типа РВС – 2000м³. Произведен расчет резервуара на прочность и устойчивость, протекторной защиты резервуаров. Предложенный комбинированный метод защиты от коррозии - перспективный метод повышения эксплуатационных свойств резервуаров.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация сооружения резервуаров, методы безопасной эксплуатации резервуара.

Степень внедрения: предложенный комбинированный способ защиты от коррозии резервуаров является перспективным по сравнению с другими способами защиты от коррозии. Способ характеризуется увеличением срока службы, меньшими затратами на ремонт и простотой технологического процесса получения покрытия.

Область применения: технология защиты от коррозионного разрушения комбинированным способом предназначена для РВС различного объема.

Экономическая эффективность/значимость работы: Использование комбинированного метода защиты резервуаров от коррозии позволяет получить экономический эффект за счет оптимизации затрат на нанесение защитных покрытий, а также за счет увеличения межремонтных циклов и уменьшения объемов ремонтных работ благодаря выбору наиболее оптимальных вариантов защиты.

В будущем планируется исследование комбинированного метода антикоррозионной защиты на резервуаре типа РВС – 5000 м³.

Abstract

Final qualifying work with 99 p. 11Fig., 17 Table 59 Sources, 0 Appendix.

Keywords: RVS, maintenance of tanks, anti-corrosion protection of tanks, tank equipment, oil and oil products.

The object of the study are: RVS reservoir operation process - 2000 m3.

Objective: range of the best ways to protect tanks from RVS type of corrosion.

The study was conducted: Analysis of methods of protection against corrosion damage PBC - 2000 m3, PBC calculation for strength and stability.

Results: We consider the legislative framework of the Russian Federation operating in the field of operation of tanks and tank farms. On the basis of literature data analysis methods to protect against corrosion of the tank type RVS - 2000m3. Produced reservoir of the strength and stability. The proposed combination of corrosion protection method - a promising method of improving the performance properties of reservoirs.

The basic constructive, technological and technical and operational characteristics: Technology and organization of construction of reservoirs, reservoir techniques for safe operation.

introduction degree: the proposed method of combined corrosion protection of tanks is promising as compared to other methods of corrosion protection. The method is characterized by increased service life, lower costs for repairs and prostate process poluche π niya cover.

Scope: the combined method of corrosion protection technology is intended for the destruction of the PBC various sizes.

Cost-effectiveness / value of the work: Using a combined method of protection against corrosion of tanks allows to obtain economic benefits by optimizing the costs of the application of protective coatings, as well as by increasing the reserve maintenance cycles and reducing the volume of repair work by choosing the most appropriate options for protection.

In the future we plan to study the combined method of corrosion protection on the tank type PBC - 5000 m3.

Определения, сокращения, обозначения

ЛКП – лакокрасочные покрытия

РВС – резервуар вертикальный стальной

ПФК – предельно-допустимая концентрация

СКЗ – станция катодной защиты

ВНИИСТ – всероссийский научно – исследовательский институт по строительству и эксплуатации трубопроводов

АП - Адгезионная прочность

НПС - нефтеперекачивающая станция

ЛПДС - линейная производственная диспетчерская станция

ПДВ – предельно допустимые выбросы

ЧС – чрезвычайная ситуация

Оглавление

Введение	
Обзор литературы.....	17
1. Общая часть	
1.1. Классификация резервуаров, технические требования к ним.....	21
1.2. Требования к территории резервуарных парков.....	25
1.3. Оборудование резервуаров.....	29
1.4. Техническое обслуживание резервуаров.....	30
2. Способы защиты резервуаров от коррозии	
2.1. Классификация коррозионных процессов.....	34
2.2. Особенности коррозии резервуаров.....	36
2.3. Требования к подготовке поверхности резервуара.....	38
2.4. Покрытия для наружной поверхности резервуаров.....	39
2.5. Покрытия для внутренней поверхности резервуаров.....	42
2.6. Нормативные требования к антикоррозионной защите резервуаров.....	50
2.7. Рекомендации по использованию комбинированного способа для защиты резервуаров типа РВС – 2000 м ³	52
3. Расчетная часть	
3.1. Характеристики рассчитываемого резервуара типа РВС–2000 м ³	56
3.2. Определение габаритов проектируемого резервуара.....	56
3.3. Расчет стенки резервуара на прочность.....	58
3.3.1. Предварительный выбор толщины поясов.....	58
3.3.2. Вычисление предварительной толщины стенки для каждого пояса резервуара.....	59
3.3.3. Выбор номинального (окончательного) размера толщины стенки.....	60
4.4. Расчет стенки резервуара на устойчивость.....	62

4.5. Расчет протекторной защиты резервуара.....	68
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	70
5. Социальная ответственность	
5.1. Производственная безопасность.....	79
6.1.1. Анализ выявленных вредных факторов при защите резервуаров от коррозионного разрушения.....	79
6.1.2. Анализ выявленных опасных факторов при защите резервуаров от коррозионного разрушения.....	85
5.2. Экологическая безопасность.....	89
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	91
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	93
Заключение.....	94
Список литературы.....	95

Введение

Непрерывный рост добычи и переработки нефти и газа сопровождается интенсивным строительством резервуарных парков, которые предназначены для хранения нефти и нефтепродуктов. Для изготовления резервуаров вертикальных стальных наиболее широко применяются металлические конструкции. Срок службы работы резервуара во многом определяется степенью защиты его от постепенного самопроизвольного разрушения при взаимодействии с жидкими и газообразными веществами, окружающими металлические конструкции в воздухе, воде и под землей. Основная причина выхода из строя нефтегазового оборудования на объектах добычи, подготовки, транспорта, переработки и хранения нефти является коррозия. Коррозия снижает срок службы резервуарного оборудования и напрямую оказывает влияние на промышленную безопасность при его эксплуатации. Поэтому борьба с коррозией является актуальной проблемой в нефтегазовой отрасли.

Целью данной работы является выбор оптимальных способов защиты резервуаров от коррозии типа РВС – 2000 м³.

Объектом данного исследования является резервуар вертикальный стальной типа РВС – 2000 м³, находится в Томской области. Климат на данной территории резко-континентальный, характерны резкие перепады температуры воздуха, особенно в переходные сезоны.

В процессе работы были изучены основные нормативные требования к антикоррозионному покрытию резервуаров, эксплуатации и обслуживанию.

На основе литературного материала в работе проанализированы методы борьбы с коррозионным разрушением резервуаров типа РВС,

					Методы борьбы с коррозионным разрушением резервуаров вертикальных стальных типа РВС 2000 м ³ »			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Деулина М.Ю.</i>			<i>Введение</i>			
<i>Руковод.</i>		<i>Богданова Ю.В.</i>					15	99
<i>Консульт.</i>		<i>Брусник О.В.</i>						
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						
						<i>ТПУ гр. 3 – 2Б21Т</i>		

выявлены характеристики существующих методов и представлен новейший комбинированный способ борьбы с коррозией резервуаров.

Проведен расчёт резервуара на устойчивость и прочность.

Направление работы соответствует направлениям развития нефтегазовой отрасли.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		16

1. Обзор литературы

При выполнении исследования были использованы следующие основные источники литературы и нормативно-правовая документация:

1. Нефтебазы и автозаправочные станции: учеб. пособие / А.А. Коршак. – Ростов н/Д : Феникс, 2015. – 494 с.;

2. Хижняков В.И. Противокоррозионная защита объектов трубопроводного транспорта нефти и газа: учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2005. – 188с.;

3. ГОСТ 31385-2008 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия М., 2007 – 51с;

4. ПБ 03-605-03 Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов, М. 2003 – 34 с.;

5. РД-05.00-45.21.30-КТН-005-1-05 Правила антикоррозионной защиты резервуаров;

6. РД 153-39.4-078-01 Правила технической эксплуатации резервуаров, магистральных нефтепроводов и нефтебаз. –М.: Минэнерго РФ, 2001. – 173с.;

7. РД 153-112-017-97. Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров;

Коррозионный износ представляет собой разрушение металла оборудования благодаря воздействию электрохимической или химической природы, при его контакте с коррозионно-агрессивной средой. Основной характеристикой процесса коррозии служит ее скорость, которая выражается в мм/год. Эту величину обычно принимают для расчета остаточного срока службы технических устройств, и она имеет очень большое значение для

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Методы борьбы с коррозионным разрушением резервуаров вертикальных стальных типа РВС 2000 м ³			
Разраб.		Деулина М.Ю.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Богданова Ю.В.					17	99
Консульт.		Брусник О.В.				ТПУ гр. 3 – 2Б21Т		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

обеспечения безопасной эксплуатации оборудования.

В большинстве своем, коррозия при добыче и транспортировке нефти возникает благодаря наличию трех основных веществ – сероводорода, углекислого газа и воды. Коррозионный износ наносит высокий вред нефтепроводам и оборудованию.

В нефтедобыче используют следующие меры защиты от коррозии:

- Использование ингибиторов коррозии. Использование ингибиторов позволяет существенно защитить металл от кислотной и сероводородной коррозии при работе с сырой нефтью;

- Нанесение металлических покрытий. Металлические покрытия обладают недостаточной эффективностью, но могут применяться для сплавов, обладающих меньшей коррозионной стойкостью, которые применяют для удешевления технологии добычи.

- Нанесение неметаллических покрытий. Неметаллические покрытия позволяют сильно повысить ресурс работы оборудования. Наибольшую эффективность показывают покрытия на основе тугоплавких соединений (карбид бора, карбид хрома, карбид титана, диборид хрома, карбид циркония и другие). Они позволяют повысить стойкость металла при воздействии агрессивных сред в совокупности с повышением износостойкости материала.

Износостойкость является очень важной характеристикой, когда агрессивная среда, с которой работает оборудование, содержит в себе дисперсные частицы, способствующие возникновению интенсивного абразивного износа.

Организация электрохимической защиты. Электрохимическая защита является действенной мерой по защите от коррозии.

Вышеперечисленные методы являются скорее техническими, в то время как существуют и организационные:

- Использование более тщательного технического контроля состояния оборудования. Данная мера может в большинстве своем помочь в обеспечении безопасной эксплуатации. Однако чаще всего эксплуатирующие

					<i>Обзор литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

организации повышают производительность добычи и проведение оценки технического состояния оставляют на второй план, именно поэтому существует необходимость в разработке новых нормативных требований, обязывающих эксплуатирующие организации более тщательно следить за техническим состоянием технических устройств;

- Внедрение системы мониторинга коррозионной обстановки. Система мониторинга должна анализировать состав химических сред, с которыми работает оборудование, и выполнять корректирующие мероприятия по использованию ингибиторов коррозии. К данной системе можно также отнести систему мониторинга возникновения дефектов и износа в оборудовании, которое снабжается системой датчиков, фиксирующих резкое снижение толщины стенки или образование осадка, налета на стенках оборудования, что может являться следствием возникновения коррозии. Стоит отметить, что данная система все-таки очень дорога и вряд ли будет применяться в ближайшее время. Однако можно привести аналогию с другими отраслями, в которых системы мониторинга промышленной безопасности активно внедряются в настоящее время.

- Систематизация данных о проведенных технических диагностировании и экспертизах промышленной безопасности, в совокупности с данными контроля состояния оборудования эксплуатирующими организациями. Такие данные являются, безусловно, незаменимыми в определении начала интенсивного коррозионного износа оборудования [3].

Можно выделить ряд проблем, которые будут возникать в будущем и представляют серьезную проблему, поскольку коррозионный износ оборудования будет увеличиваться:

- Рост количества серосодержащих соединений в технологических средах;
- Повышение рисков возникновения аварий по вине коррозионного износа оборудования;
- Повышение агрессивности технологических сред;

- Отсутствие готовности оборудования к работе при переработке тяжелых и сернистых нефтей.

Вышеперечисленные проблемы являются глобальными и требуют все больших усилий, как в организационном русле, так и в техническом.

Таким образом, коррозионный износ оборудования в нефтедобывающей промышленности является ключевой проблемой, и усиление контроля состояния такого оборудования является ключевой задачей. Разработка новых технических подходов противодействия коррозионному износу оборудования является важным аспектом, который в будущем способен значительно повысить уровень промышленной безопасности опасных производственных объектов.

2. Общая часть

2.1 Понятие резервуара. Классификация

Резервуар вертикальный стальной представляет собой сооружение, предназначенное для длительного или промежуточного хранения нефти и нефтепродуктов, приема и выдачи. Являются ответственными инженерными конструкциями.

Развитие нефтяной промышленности необратимо повлекло за собой потребность в хранении больших объемов нефти и продуктов на ее основе. Для России этот этап выпал на 17-й век, когда были построены первые нефтяные хранилища. Они представляли собой амбары или земляные ямы глубиной 4-5 метров. С целью уменьшения утечек нефти в почву ямы делались в глинистых грунтах или специально зацементированных подземных резервуарах, прикрытых каменными сводчатыми крышами.

Длительное время способ хранения нефти не менялся, но с увеличением потребностей в нефтепродуктах стали очевидны недостатки имеющихся методов хранения: потери содержимого в виде испарений, постепенное разрушение стенок и недостаточная их герметичность. От камня перешли к металлу. В России это привело к тому, что в 1878 по проекту инженеров Шухова В.Г. и А.В. Бари был построен первый металлический резервуар для хранения нефти, собранный из клепаных листов металла. К тому времени в мире уже существовали металлические резервуары, к примеру, в США такой был построен еще в 1864, но предложенный Шуховым и Бари вариант имел цилиндрическую форму, в отличие от прямоугольных резервуаров в США, что значительно снижало его металлоемкость. В дальнейшем от заклепок перешли к сварке, в 1935 впервые в России был сооружен металлический сварной резервуар емкостью 1000 м³. [26]

					Методы борьбы с коррозионным разрушением резервуаров вертикальных стальных типа РВС 2000 м ³ »			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Деулина М.Ю.			<i>Общая часть.</i>			
Руковод.		Богданова Ю.В.					21	99
Консульт.		Брусник О.В.						
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						
						<i>ТПУ гр. 3 – 2Б21Т</i>		

В настоящее время резервуарное оборудование для хранения нефти и нефтепродуктов распространено крайне широко и присутствует на всех этапах нефтедобычи и нефтепереработки. Резервуары устанавливаются непосредственно на месторождении нефти, промежуточных станциях по перекачиванию, предприятиях нефтепереработки и нефтехимических предприятиях, а также на местах аварийного разлива нефтепродуктов. Поскольку состав, химические и физические свойства нефтепродуктов могут меняться в зависимости от этапа, это требует применения резервуаров различной конструкции и назначения.

В зависимости от материала, из которого изготавливаются резервуары, они делятся на:

- металлические
- неметаллические.

Металлические резервуары сооружают из стали, иногда из алюминия. К неметаллическим относятся железобетонные и пластмассовые резервуары.

В зависимости от расположения резервуара на местности выделяют следующие типы:

- Наземные, у которых днище находится на уровне или выше планировочной отметки прилегающей площадки;
- Полуподземные - резервуар, который заглублен более чем на половину своей высоты, и при этом наивысший возможный уровень жидкости в резервуаре находится не выше 2 м над планировочной отметкой прилегающей территории.
- Подземные, когда наивысший уровень жидкости в резервуаре находится ниже планировочной отметки прилегающей площадки (в пределах 3 м) не менее чем на 0,2 м.

По способу изготовления:

- Рулонная сборка;
- Полистовая сборка.

					<i>Общая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		22

От того где расположены резервуары и от их объема резервуары подразделяются на три класса:

- Класс 1 – особо опасные резервуары, объем резервуара 10 000 м³ и более, а также резервуары объемом от 5000 м³ и более, располагаются по берегам рек, крупных водоемов и в черте городской застройки;

- Класс 2 – резервуары повышенной опасности, объем резервуара от 5000 до 10 000 м³;

- Класс 3 – опасные резервуары, объемом 100 до 5000 м³. [21]

По избыточному давлению выделяют:

- резервуары низкого давления (P_n меньше либо равно 0,002 МПа);

- резервуары высокого давления (P_n больше либо равно 0,002 МПа).

Резервуар атмосферного типа применяют в основном для хранения нефтепродуктов мало испаряющихся (керосина, дизельного топлива и др.)

По технологическим операциям:

- резервуары, в которых хранят маловязкие нефти и нефтепродукты;

- резервуары для хранения нефтепродуктов и высоковязкой нефти;

- резервуары–отстойники;

- резервуары специальных конструкций, которые предназначены для хранения нефти и нефтепродуктов с высоким содержанием насыщенных паров.

По форме оболочки (корпус) резервуары бывают:

- Коробчатые (прямоугольные);

- Вертикальные цилиндрические;

- Горизонтальные цилиндрические;

- Каплевидные и др.

Вертикальные, цилиндрические и стальные резервуары в свою очередь классифицируются:

- вместимостью — от 100 до 50 000 м³;

- расположением — подземные, наземные;

					<i>Общая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23

- по давлению в газовом пространстве — без давления, с избыточным давлением до 0,002 МПа и повышенным давлением до 0,07 МПа;
- по конструкции покрытия — со стационарным покрытием и плавающей крышей.

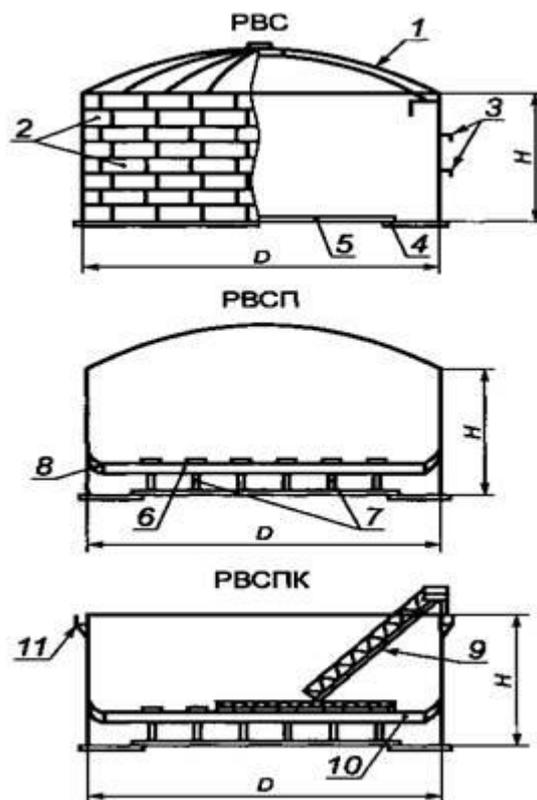


Рисунок 1 - Типы резервуаров

1 – каркас крыши; 2 – пояса стенки; 3 – промежуточные кольца жесткости; 4 – кольцо окраек; 5 – центральная часть днища; 6 – понтон; 7 – опорные стойки; 8 – уплотняющий затвор; 9 – катучая лестница; 10 – плавающая крыша; 11 – верхнее кольцо жесткости (площадка обслуживания).[9]

Горизонтальные цилиндрические стальные резервуары по вместимости бывают от 3 до 200м³, подземные и наземные, давление в газовом пространстве – избыточное.

Горизонтальные резервуары рассчитаны на внутреннее давление до 0,04 МПа.

У горизонтальных резервуаров днища бывают плоские, конические, сферические и в форме усеченного конуса.

Резервуар, который находится в эксплуатации обязательно должен иметь технический паспорт, полный комплект исправного оборудования, отвечающий соответствующим нормативным документам. На понтон оформляется отдельный паспорт, в составе паспорта на резервуар.

Выбор резервуара для хранения нефтепродукта должен соответствовать требованиям ГОСТ 1510-84* и быть обоснован технико-экономическими расчетами в зависимости от характеристик нефтепродукта, условий эксплуатации, с учетом максимального снижения потерь от испарения при хранении.

2.2. Требования к территории резервуарных парков

Устройство, расположение и расстояния между разными резервуарами и группами резервуаров должны отвечать требованиям СНиП 2.11.03 - 93 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы».

Главные составляющие вертикального стального резервуара:

- Корпус резервуара, изготавливается в виде поясов, толщина стенки изменяется по высоте резервуара, самый нижний пояс имеет максимальную толщину;
- Крыша резервуара собирается из крупнометаллических щитов
- Днище резервуара – сварное, из листов толщиной до 8 мм. Расположено на песчаной подушке и имеет уклон от центра периферии, равный 2%. (Рисунок 2)

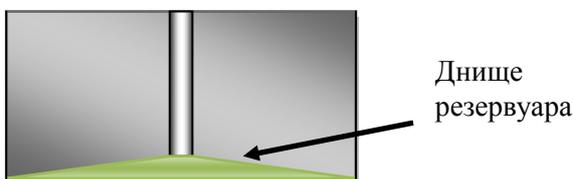


Рисунок 2 – Схема днища резервуара

Уклон днища необходим для стока и удаления жидкости при подготовке резервуара к ремонту. Вокруг резервуара имеется бетонная отмостка, имеющая уклон от резервуара (Рисунок 3).

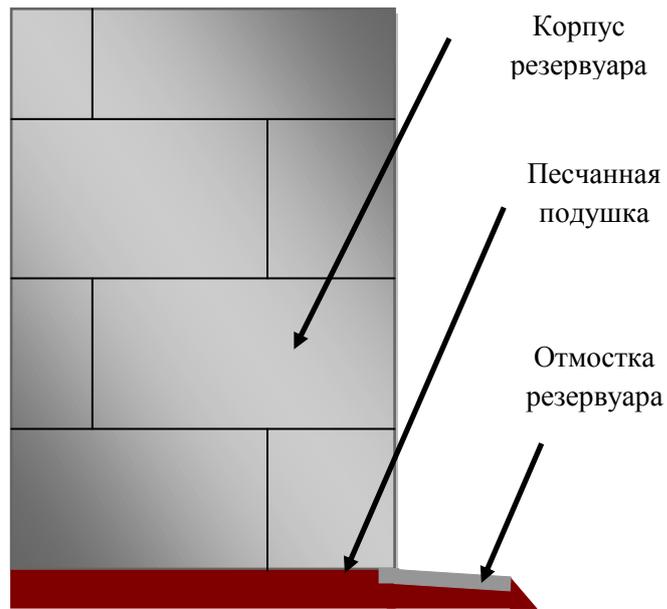


Рисунок 3 – Схема конструкции резервуара

Крыши вертикальных стальных резервуаров бывают:

- плоские;
- конические;
- сферические.

Резервуары с плоскими и коническими крышами рассчитаны на избыточное давление в газовом пространстве 2000 Па и вакуум 250 Па, а резервуары со сферической крышей рассчитаны на избыточное давление в газовом пространстве 0,02 МПа и вакуум 0,002 МПа.

Резервуары с плоскими крышами имеют наименьшее газовое пространство, поэтому в них меньше потери нефти от испарения, что обеспечило широкое их использование на нефтяных месторождениях.

Крыша резервуара собирается из крупноразмерных щитов заводского изготовления. Щиты – это каркас из двутавров и швеллеров, к которым приварен листовой настил толщиной 2,5-4,0 мм (Рисунок 4).

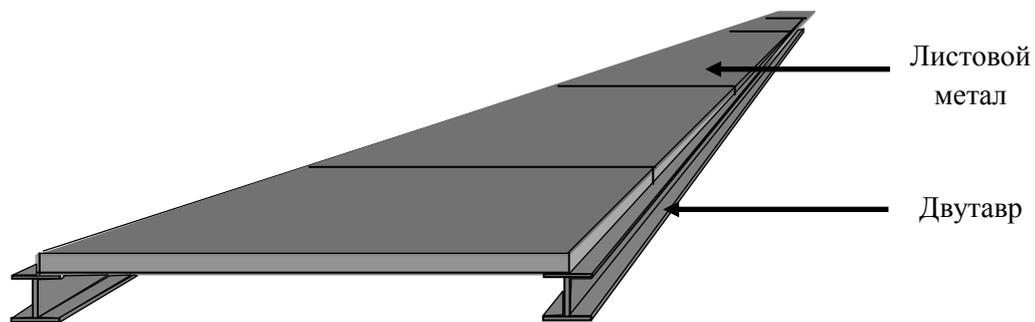


Рисунок 4 – Схема щита

В середине резервуара щиты опираются на центральную стойку (Рисунок 5). [4]

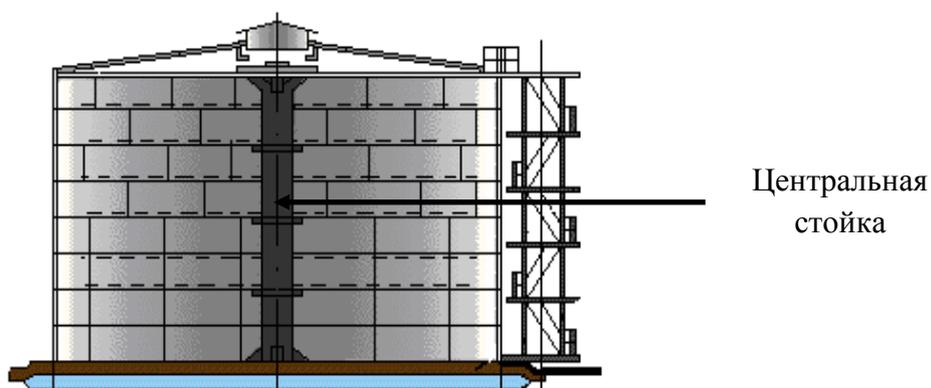


Рисунок 5 – Центральная стойка

Таблица 1 - Рекомендуемые размеры резервуаров [9]

Номинальный объем V , м ³	РВС	
	Внутренний диаметр D , м	Высота стенки H^* , м
100	4,73	6,0
200	6,63	
300	7,58	7,5
400	8,53	
700	10,43	9,0
1000		12,0
2000	15,18	
3000	18,98	
5000	22,8	15,0
	20,92	

10000	28,5	18,0
	34,2	12,0
20000	39,9	18,0
	47,4	12,0
30000	45,6	18,0
40000	56,9	
50000	60,7	
100000	-	-

Во избежание аварийного разлива нефти резервуары ограждаются земляным обвалованием, ширина которого должна быть по верху не менее 0,5 м. Либо резервуар ограждают стеной из негорючих материалов, рассчитанными на гидростатическое давление разлившейся жидкости.

Высота обвалования или ограждающей стены каждой группы резервуаров должна быть на 0,2 м выше уровня расчетного объема находящейся в резервуаре жидкости, но не менее 1 м для резервуаров номинальным объемом до 10 000 м³ и 1,5 м для резервуаров объемом 10000 м³ и более. [14]

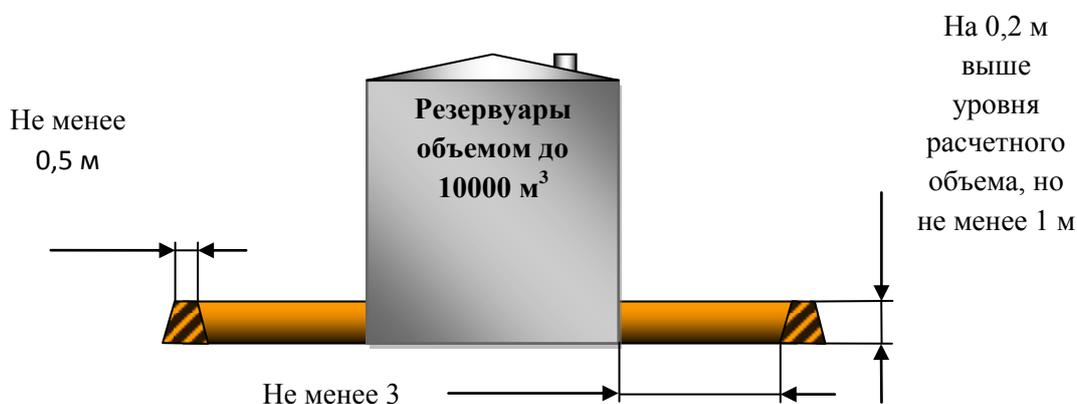


Рисунок 6 – Схема обвалования для резервуаров до 10 000 м³



Рисунок 7 – Схема обвалования для резервуаров более 10 000 м³

Размещение задвижек внутри обвалования резервуарного парка не допускается, за исключением коренных, которые устанавливаются на приемо-раздаточных устройствах резервуара, а также задвижек систем пожаротушения. [24]

2.3. Оборудование резервуаров

Для обеспечения правильной и безопасной эксплуатации резервуар оснащен следующим оборудованием:

1. **Дыхательный клапан** – предназначен для выпуска газовой смеси при наборе уровня в резервуаре и ввода воздуха в резервуар при снижении уровня жидкости. Уровень изменяется при наполнении и опорожнении резервуара – это, так называемые, «большие дыхания» резервуара. А также при температурных расширениях и сжатиях газовой смеси в процессе колебания температуры – это, так называемые, «малые дыхания» резервуара;

2. **Предохранительный клапан** – защищает резервуар от разрушения при не срабатывании дыхательного клапана;

3. **Вентиляционные патрубки** – предназначены для предотвращения попадания в резервуар осадков и загрязнений и для обеспечения вентиляции внутри резервуара при ремонте;

4. **Огневой предохранитель** – защищает внутреннее пространство резервуара от внешнего открытого огня. Устанавливается под предохранительным клапаном (при наступлении отрицательных температур огневой предохранитель снимают);

5. **Разделитель газовых фаз.** Диски – отражатели устанавливаются на резервуары, хранящие нефть и бензин и не оборудованы средствами сокращения потерь от испарения. Эффективность дисков-отражателей в резервуаре зависит от расстояния нижней кромки патрубка до верхней плоскости диска, и от диаметра диска. Диаметр диска выбирают исходя из

					<i>Общая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		29

условия свободного пропуска диска в сложенном виде через монтажный патрубок, диаметр которого соответствует диаметру клапана. При выпуске газа из резервуара газовый поток, содержащий капельную жидкость, поднимается вверх, при соприкосновении с отражательным диском капельки жидкости отделяются от газового потока и возвращаются обратно в резервуар. Газ через клапан выходит в атмосферу;

6. **Замерный люк** – нужен для измерения уровня нефтепродуктов в резервуаре и для забора проб;

7. **Люк световой** – через него проветривается и освещается внутренний объем резервуара во время ремонта и зачистки (не менее двух);

8. **Люк-лаз** – находится в нижнем поясе резервуара, через него осуществляется проникновение рабочего внутрь резервуара. Находятся в первом поясе стенки резервуара (не менее двух). Имеет условный проход не менее 600 мм;

9. **Сифонный кран** – предназначен для слива подтоварной воды со дна резервуара;

10. **Приемо-раздаточные патрубки** – служат для закачки и откачки нефтепродукта в резервуар;

11. **Уровнемеры** – служат для замера уровня жидкости в резервуаре;

12. **Лестница**;

13. **Оборудование противопожарное.** [22]

Для контроля давления в резервуарах устанавливают сигнализаторы предельных значений давления и вакуума. Непромерзающие дыхательные клапаны устанавливаются на резервуарах, которые в холодный период года заполняются нефтепродуктами с температурой выше 0 °С. [17]

2.4. Техническое обслуживание резервуаров

Техническое обслуживание заключается в периодическом осмотре и в своевременном проведении регламентных работ на самих резервуарах, их оборудовании для поддержания резервуара, резервуарного парка для поддержания непрерывной работы резервуаров между капитальными

					<i>Общая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		30

ремонтами. Техническое обслуживание и текущий ремонт резервуаров осуществляются собственными силами и средствами организации, которая эксплуатирует данные резервуары.

Обход и осмотр резервуаров осуществляется по графикам и инструкциям, которые должны быть утверждены главным инженером подразделения предприятия с записью в журнале осмотров и отметкой об устранении недостатков:

- Ежедневно обслуживающим персоналом в соответствии с должностными инструкциями;
- Еженедельно, лицом ответственным за безопасную эксплуатацию резервуарных парков;
- Ежемесячно руководством предприятия;
- Ежеквартально комиссией производственного контроля подразделения;
- Ежегодно комиссией производственного контроля предприятия.

По результатам комиссионных осмотров составляются акты с выявленными недостатками. [27]

Осмотр резервуаров и оборудования проводится по календарному графику и срокам, приведенным в таблице 1. [22]

Таблица 2 – Сроки текущего обслуживания оборудования резервуаров

Наименование оборудования	Сроки обслуживания
Световой люк и замерный	не реже одного раза в месяц (люки световые без вскрытия), а также при каждом пользовании
Клапан дыхательный	не реже двух раз в месяц в теплое время года и не реже одного раза в 10 дней при отрицательной температуре окружающего воздуха. Если температура окружающего воздуха ниже -30°C (особенно если хранятся нефтепродукты с положительными температурами) слой инея может достигать нескольких сантиметров, что приводит к заклиниванию тарелок и перекрытию сечения клапана. В этих случаях осмотр и очистка клапанов осуществляется через 3 - 4 дня, и чаще
Предохранительный	не реже двух раз в месяц в теплое время года и не реже одного раза в

(гидравлический) клапан	10 дней при отрицательной температуре окружающего воздуха.
Огневой предохранитель	один раз в месяц.
Диск-отражатель	один раз в квартал
Вентиляционный патрубок	раз в месяц
Пеногенераторы	раз в месяц
Прибор для измерения уровня	не реже одного раза в месяц.
Приемо-раздаточное устройство	Постоянно при приеме-отпуске, не реже двух раз в месяц
Задвижка (запорная)	при приеме-отпуске, не реже двух раз в месяц.
Сифонный кран	Каждый раз при приеме-отпуске, но не реже двух раз в месяц.
Устройства измерения массы	В соответствии с инструкцией завода-изготовителя.
Местные дистанционные измерители уровня	
Приборы измерения температуры	
Сигнализаторы максимального уровня	
Пожарные извещатели и средства включения системы пожаротушения	
Дистанционный сигнализатор загазованности	
Сигнализатор верхнего положения понтона	

При осмотрах резервуаров нужно обращать внимание на следующее: утечки нефти; образования трещин по сварным швам и основному металлу; появление хлопунков, вмятин, выпуклостей; неравномерная осадка резервуара. [27]

В резервуарах со стационарной крышей (без понтона) обязательно нужно контролировать избыточное давление, его соответствие установленному (допустимому). Для резервуаров, находящихся в эксплуатации длительное время – избыточное рабочее давление может быть уменьшено, максимальное давление и вакуум, по сравнению с проектными на величину, определяемую на основе результатов диагностирования состояния резервуаров.

Поверхность понтона визуально осматривается через световой люк в верхнем его положении. При осмотре проверяется наличие или отсутствие отпотин или нефти на ковре понтона и в открытых коробах, состояние затвора.

Плавающую крышу следует осматривать с верхней кольцевой площадки. При осмотре проверяется положение плавающей крыши, ее горизонтальность, отсутствие нефти в центральной части плавающей крыши, зимой – наличие снега на плавающей крыше, состояние защитных щитков кольцевого уплотняющего затвора, положение задвижки системы водоспуска.

При техническом обслуживании резервуара с плавающей крышей обязательно проверяется состояние катушек лестницы, отсутствие нефти в коробах и в отсеке между ними, погружение плавающей крыши, техническое состояние затвора и его элементов, ливнеприемника.

Текущий ремонт обязательно проводится в плановом порядке без очистки резервуара по заранее разработанному графику.

Текущий ремонт РВС включает следующие работы:

- ремонт кровли, верхних поясов стенки;
- ремонт сифонных кранов, ремонт отмостки, заземления;
- набивка сальниковых задвижек;
- окраска, подтяжка болтов;
- замена кассет на огневых предохранителях. [19]

3. Способы защиты резервуаров от коррозии

3.1. Классификация коррозионных процессов

Коррозия металлов — это процесс, вызывающий разрушение металла или изменение его свойств в результате химического либо электрохимического воздействия окружающей среды.

По характеру взаимодействия металла со средой существуют два типа коррозии: химическая и электрохимическая.

Химическая коррозия – самопроизвольное взаимодействие металла с коррозионной средой, где окисление металла и восстановление окислительного компонента протекают в одном акте. Химическая коррозия возникает при действии на металлы сухих газов и жидких неэлектролитов. Одним из видов химической коррозии является газовая коррозия – коррозия металлов в газах при высоких температурах. Поведение металлов при высоких температурах имеет большое значение и описывается двумя характеристиками – жаропрочность и жаростойкость. Металлы эксплуатируемые при высоких температурах совмещать хорошую жаростойкость с высокой жаропрочностью.

В резервуарах преобладает электрохимическая коррозия — окисление металлов в электропроводных средах, сопровождающееся образованием электрического тока. Разновидностями электрохимической коррозии являются коррозия в электролитах, почвенная, электрокоррозия, атмосферная, био и контактная коррозия. Электролитами называют жидкие среды, проводящие электрический ток (вода, растворы кислот, щелочей, солей). При контакте резервуаров с грунтом особо выделяют почвенный электролит — влагу, содержащуюся в почве.

Атмосферная коррозия протекает в среде влажного воздуха.

					Методы борьбы с коррозионным разрушением резервуаров вертикальных стальных типа РВС 2000 м ³ »		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Деулина М.Ю.</i>			<i>Способы защиты резервуаров от коррозии</i>		
<i>Руковод.</i>		<i>Богданова Ю.В.</i>					
<i>Консульт.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						34	99
					<i>ТПУ гр. 3 – 2Б21Т</i>		

Биокоррозия вызвана жизнедеятельностью микроорганизмов, вырабатывающих вещества, ускоряющие коррозионные процессы. Контактная коррозия протекает при непосредственном контакте двух различных металлов в присутствии воды.

По характеру коррозионного разрушения различают сплошную (общую) и местную коррозию. Общая коррозия охватывает всю поверхность металла, контактирующую с коррозионной средой. Равномерная сплошная коррозия — протекает с одинаковой скоростью по всей поверхности, а неравномерная — протекает с неодинаковой скоростью на различных участках поверхности металла.

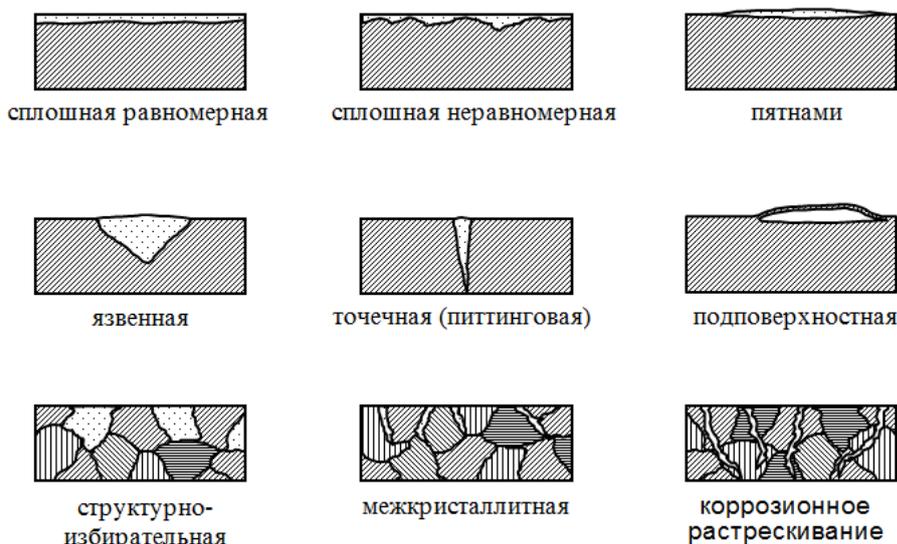


Рисунок 8 – основные виды коррозионного разрушения

Местная коррозия — охватывает отдельные участки металлической поверхности. Местная коррозия бывает:

- пятнами – в виде отдельных пятен;
- язвами – разрушение, имеющее вид раковины (глубина разрушения примерно равна его диаметру);
- точечная – в виде отдельных точечных поражений (глубина поражения много больше его диаметра);

- подповерхностная – начинается с поверхности, но распространяется под поверхностью металла так, что разрушение и продукты коррозии оказываются внутри металла. Подповерхностная коррозия вызывает расслоение и вспучивание металла (коррозионный процесс идет под слоем неповрежденного металла);
- структурно-избирательная – разрушается какой-то один компонент сплава;
- межкристаллитная – распространяется по границам кристаллов (зерен) металла;
- коррозионным растрескиванием – коррозия при одновременном воздействии коррозионной среды, внешних или внутренних механических напряжений растяжения трещин.

Местная коррозия наиболее опасна, чем сплошная. В зависимости от вида коррозии ее скорость оценивают по-разному. Так, скорость сплошной равномерной коррозии определяют по потере металла за единицу времени с единицы поверхности. Скорость язвенной, точечной, межкристаллитной коррозии характеризуют увеличением глубины коррозионного повреждения в единицу времени. Показателем скорости структурно-избирательной коррозии является изменение прочности металла (например, временного сопротивления) в единицу времени.

Язвенная коррозия и точечная наиболее опасны для резервуаров, так как быстро приводят к сквозному проржавлению стенок и к авариям, поскольку около каверн и питтингов происходит концентрация местных напряжений. [4]

3.2. Особенности коррозии резервуаров

Резервуары подвержены атмосферной, почвенной и внутренней коррозии, протекающей, в основном, по электрохимическому механизму. Замечено, что резервуары интенсивнее корродируют в промышленно развитых регионах, а также вблизи морского побережья, что связано с более коррозионно-активным составом атмосферы.

					<i>Способы защиты резервуаров от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

Защиту резервуаров от коррозии осуществляют пассивными и активными методами. К пассивным относится: применение всех видов защитных покрытий, которые изолируют агрессивную среду от поверхности резервуара и применение ингибиторов. Активными методами борьбы с коррозией резервуаров является их катодная и протекторная защита.

По характеру коррозионных повреждений внутренней поверхности и степени воздействия коррозионно-активных компонентов нефтепродуктов резервуар разделяют на следующие характерные зоны:

- внутренняя поверхность кровли и верхняя часть корпуса, находящаяся в контакте с паровоздушной смесью;
- часть корпуса, находящаяся в области переменного смачивания (зона ватерлинии);
- часть корпуса, находящаяся в области постоянного смачивания нефтепродуктами;
- днище и нижний (первый) пояс, находящиеся в контакте с подтоварной водой.

Скорость коррозионного разрушения кровли определяется составом подсосываемого в резервуары воздуха и его влажностью. При уменьшении температуры кровли и обечайки резервуара (например, ночью) на их внутренней поверхности, контактирующей с газовым пространством, происходит обильная конденсация паров воды и насыщение образовавшегося конденсата кислородом. В условиях наличия электролита (вода) и активного деполяризатора (кислород) происходит электрохимическое разрушение металла. В области попеременного смачивания коррозия протекает достаточно интенсивно. Здесь не только присутствуют необходимые для этого компоненты (вода, кислород), но также сказывается эффект дифференциальной аэрации. В результате образуется гальванический элемент, в котором анодом является несмоchenная поверхность, а катодом — смоченная, разделенные ватерлинией. В области постоянного смачивания нефтепродуктами также происходит коррозионное разрушение металла. При повышении температуры обечайки

пристенные слои нефтепродукта также нагреваются и из них выделяется растворенный кислород. Одновременно с этим нагретый нефтепродукт поднимается вверх, увлекая за собой подтоварную воду. В результате слои нефтепродукта, примыкающие к обечайке, обогащаются не только кислородом, но и водой, что создает благоприятные условия для коррозии металла. Ночью, при охлаждении слоев продукта, прилегающих к стенке, конвективные токи направлены вниз. При этом нефтепродукт захватывает кислород из газового пространства и капельки воды, осаждающиеся на холодной стенке из паровоздушной смеси, что также способствует коррозии обечайки резервуаров. Более высокая скорость коррозии смоченной поверхности резервуаров с бензином (до 0,5 мм/год), чем резервуаров с дизельным топливом (до 0,25 мм/год) или мазутом (не более 0,025 мм/год) объясняется тем, что в углеводородах с меньшей плотностью растворимость кислорода больше. Коррозия днища и первого пояса резервуаров происходит из-за наличия в них подтоварной воды. В резервуарах для нефтепродуктов эта вода содержит соли и кислоты. Наиболее интенсивно разрушается днище в области приемо-раздаточного патрубка, где на процесс электрохимической коррозии накладывается механическое разрушение металла твердыми частицами, перемещающимися с трением по днищу во время операций приема – отпуска продукта. [4]

3.3. Требования к подготовке поверхности резервуара

Поверхности металлоконструкций, подготовленные к выполнению антикоррозионных работ не должны иметь:

- Остатки шлака, сварочные брызги, наплавы, неровности сварных швов, возникающие при сварке;
- Следов обрезки и газовой резки;
- Острых кромок до радиуса менее 3,0 мм на внутренней поверхности, и 1,5 мм на наружной поверхности корпуса резервуара и плавающей крыши;

					<i>Способы защиты резервуаров от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		38

- Вспомогательных элементов, использованные при сборке, установке резервуара, транспортировке, подъемных работах и следы, оставшиеся от приварки этих элементов;
- Химических загрязнений (остатки флюса, составов, использовавшихся при дефектоскопии сварных швов), которые находятся на поверхности сварных швов и рядом с ними;
- Жировых, механических загрязнений;

Сварные швы должны иметь плавный переход к основному металлу без подрезов и наплывов.

Все элементы металлоконструкций внутри резервуара, привариваемые к стенке, днищу или крыше, должны быть обварены для исключения образования зазоров и щелей.

Для исключения образования зазоров и щелей – все элементы металлоконструкций, находящиеся на открытом воздухе, при среднеагрессивном воздействии окружающей среды обвариваются по контуру. Перед окраской резервуаров все поверхности обезжирены, обеспылены и очищаются от окислов под металлизационно-лакокрасочные покрытия. [21]

3.4. Покрyтия для наружной поверхности резервуаров

Внешняя коррозия вызывается действием агрессивных компонентов атмосферы и почвы. Корпус и крышка резервуара подвергаются атмосферной коррозии. 3

Методы защиты металлоконструкций от внешней коррозии основаны на целенаправленном воздействии, приводящем к полному или частичному снижению активности факторов, способствующих развитию коррозионных процессов, и условно подразделяются на методы воздействия на металл, окружающую среду, а также комбинированные методы. Среди первых наибольшее распространение получили методы нанесения покрытий постоянного действия, консервационных покрытий, легирование, среди вторых – методы полной или частичной герметизации с использованием поглотителей влаги (статическая осушка воздуха, очистка окружающей атмосферы от

					<i>Способы защиты резервуаров от коррозии</i>	<i>Лист</i>
						39
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

загрязнений, поддержание определенных температурных режимов). При отсутствии желаемого эффекта от отдельного применения методов воздействия на металл и среду прибегают к комбинированным методам, основанным на комплексном воздействии на металл с помощью защитных покрытий и окружающую среду.

Наиболее распространенный и эффективный метод защиты от атмосферной коррозии является метод нанесения защитных лакокрасочных покрытий.

Все разновидности ЛКП относятся к группе органических покрытий и представляют собой твердую пленку органических веществ с пигментами и наполнителями, получаемую при высыхании лакокрасочного состава, нанесенного на защищаемую поверхность. Защитные свойства ЛКП зависят от сплошности и плотности пленки, изолирующей поверхность металла от окружающей среды, а также характера взаимодействия покрытия с поверхностью металла. Толщина покрытий может изменяться от десятков до сотен микрометров в зависимости от их назначения.

Достоинства лакокрасочных покрытий:

- возможность применения для защиты любых конструкций, независимо от размера, непосредственно на монтажных и строительных площадках;
- простоту и возможность механизации технологического процесса нанесения покрытий;
- покрытия на большинстве металлоконструкций, трубопроводах и оборудовании могут ремонтироваться и восстанавливаться непосредственно в процессе эксплуатации;
- малый расход материала на единицу площади и низкая стоимость по сравнению с другими видами защитных покрытий. 40

Данный способ наиболее доступный и экономически оправданный при защите металлоконструкций от атмосферной коррозии.

					<i>Способы защиты резервуаров от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		40

Почвенной коррозии обычно подвергается днище резервуара. Почвенная коррозия зависит от химического состава грунтов и их влажности. Наименее агрессивными грунтами являются чистые сухие пески. Засыпка под резервуар песка является одним из способов защиты от коррозии. Против агрессивного действия грунтов и влажного грунта применяют катодную и протекторную защиту. [3] Простой способ защиты днища резервуара является нанесение на внешнюю поверхность резервуара битумной изоляции, но битумные покрытия с течением времени теряют свои изоляционные свойства (стареют, трескаются, становятся пористыми) и почвенные электролиты проникают к поверхности металла днища. В связи с этим в дополнение к битуминозной изоляции применяется эффективный и дешевый способ защиты от почвенной коррозии – **катодная защита**. Сущность заключается в том, что вся соприкасающаяся с грунтом поверхности защищаемого резервуара искусственно делается катодом путем включения в цепь источника постоянного тока. Анодом в этой электрической цепи является специальное заземление, уложенное в грунт вокруг резервуара. Постоянный ток от положительного полюса источника течет к заземлению, от него—через почву, являющуюся в данном случае электролитом, и через поврежденные места изоляции переходит на резервуар, а затем к отрицательному полюсу источника.

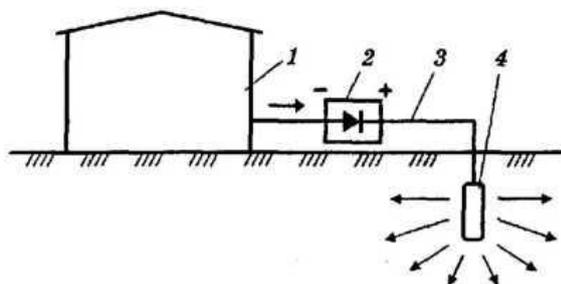


Рисунок 9 – Принципиальная схема катодной защиты резервуаров от почвенной коррозии: 1 — резервуар; 2 — станция катодной защиты; 3 — дренажный кабель; 4 — анодное заземление

Протекторная защита резервуаров от почвенной коррозии осуществляется одиночными, групповыми сосредоточенными и групповыми

рассредоточенными протекторами. Более сложная схема защиты применяется в грунтах с большим удельным электросопротивлением.

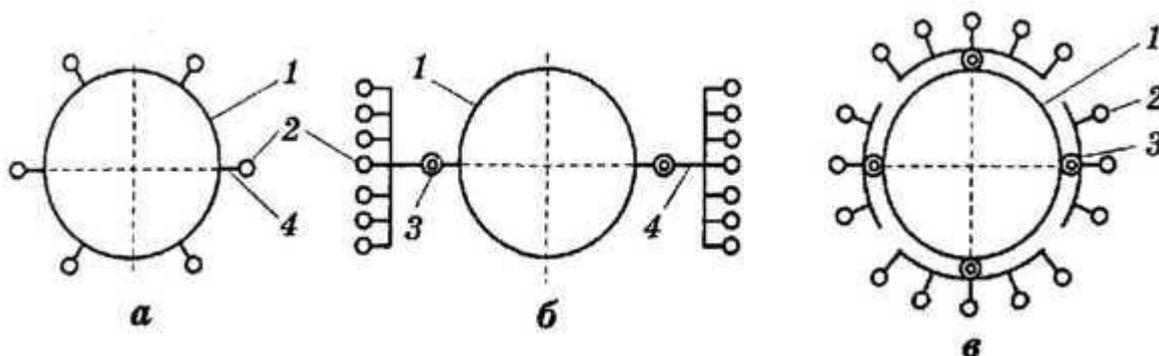


Рисунок 10 – Принципиальная схема протекторной защиты от почвенной коррозии:

а) одиночными протекторами; б) групповыми сосредоточенными протекторами; в) групповыми рассредоточенными протекторами; 1 — резервуар; 2 — протекторы; 3 — контрольно-измерительные колонки; 4 — дренажный провод

Сущность **протекторной защиты** заключается в создании такой электрической цепи, в которой катодом является днище резервуара, а анодом — протекторы, т. е. металлические стержни, имеющие более высокие отрицательный потенциал и электрохимический эквивалент, чем стальные. В связи с этим разрушению подвергаются протекторы вместо днища резервуара.

Протекторы помещаются в грунт ниже поверхности на 10—15 см и соединяются с днищем резервуара проводниками. Пространство между грунтом и протектором заполняют специальной засыпкой, состоящей из гипса и бетонитовой глины, которая обеспечивает лучший контакт анода с грунтом, уменьшает сопротивление при выходе тока, стабилизирует потенциал анода, устраняет поляризацию и уменьшает собственную коррозию.

Применение протекторной защиты рекомендуется для резервуаров, предназначенных для длительной эксплуатации на срок более 10 лет. [37]

3.5. Покрытия для внутренней поверхности резервуаров

Внутренняя коррозия резервуаров является более интенсивной, чем внешняя. [3] Скорость коррозии резервуаров находится в пределах от 0,08

					Способы защиты резервуаров от коррозии	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

мм/год до 1,1 мм/год. Коррозионный износ резервуара при толщине днища 6 – 8 мм, без антикоррозионной защиты, не выдерживает нормативный срок эксплуатации. Поэтому – необходимость защиты внутренней поверхности резервуаров от коррозии бесспорна. [5]

Пассивную защиту внутренней поверхности резервуаров осуществляют покрытиями на основе лакокрасочных и полимерных материалов.

1. Новым типом покровного слоя является асмольно-эпоксидная эмаль ЭП-АС-6/2-1. Она представляет собой композицию, содержащую нефтеполимер «Асмол», технический углерод, эпоксидную смолу и другие компоненты. Выпускается эмаль комплектно в виде двух компонентов: полуфабриката эмали и отвердителя. Их смешивают непосредственно перед употреблением в соотношении 50:3. Нанесение этого типа покрытий требует тщательной подготовки поверхности, включающий пескоструйную очистку, обеспыливание и обезжиривание поверхности, наносить грунтовочный слой нужно на чистую, сухую поверхность металла. Нанесение осуществляется вручную кистью, валиком или с помощью пневматического распыления в два слоя. [4]

В связи с остаточной пористостью покрытия, необходимую коррозионную стойкость обеспечивает многослойное покрытие (до 7 слоев). Полное отверждение эмали при 18-22 °С происходит в течение 7 суток. **Достоинством** является химическая инертность эпоксидных смол, высокая твердость, простота нанесения. **Недостатком** таких покрытий является высокая жесткость эпоксидных смол, различие в коэффициенте расширения смол и металлов, низкая адгезия к металлу, ограниченная термостойкость эпоксидных смол. В результате этого может произойти отслоение покрытия от металла и его растрескивание.

Рабочий диапазон температур – от минус 45 °С до 50 °С.

Прогнозируемый срок службы составляет 7-8 лет, после требуется частичный ремонт дефектов покрытия и очистка поверхности от старого покрытия. [5]

					<i>Способы защиты резервуаров от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		43

1. Для защиты внутренней поверхности резервуаров от коррозии применяются токопроводящие полиуретановые покрытия. Например, покрытие ПУ-1 (ТУ 2226-011-16802026-97) получено на основании полиэфира Лапрол 5003-2Б-10 и представляет собой однокомпонентную систему, отверждаемую влагой воздуха. Время отверждения составляет 12...24 ч при температуре от -20 до +50 °С, толщина наносимого покрытия до 300 мкм. Покрытие ПУ-1 на металлической поверхности представляет собой прозрачную тонкую, блестящую, очень эластичную пленку с высокой адгезией к металлу. Для придания специальных свойств в состав покрытия могут быть введены пигменты, порошки металла (например, алюминия или цинка), технический углерод, сажа, графит. Покрытие ПУ-1 наносится на поверхность кистью или валиком, либо с помощью аппарата безвоздушного распыления. Перед нанесением покрытия металлические поверхности зачищаются до образования поверхности с развитой шероховатостью. Покрытие формируется путем последовательного нанесения трех слоев материала. Перед нанесением каждого последующего слоя предыдущий просушивают. Для снятия статического электричества в покрытие ПУ-1 вводят технический углерод или металлический наполнитель. Импортным аналогом покрытия ПУ-1 является покрытие NORCO (Франция). Сравнительные испытания этих покрытий показали, что ПУ-1 не уступает ему по качеству.

Рекомендуемая конструкция покрытия для резервуаров такова: антикоррозионный праймер (1 слой), ПУ-1 (2 слоя). Последний может быть выполнен с добавкой сажи для снятия статического электричества.

2. Эффективным средством защиты внутренней поверхности резервуаров от коррозии являются металлизационные покрытия (например цинковые), которые на сегодняшний день в России пока не нашли столь широкого применения, как за рубежом. Они обладают хорошей стойкостью к нефтепродуктам, атмосферному воздуху, пресной и морской воде. Они защищают стальную поверхность не только изолируя ее от контакта с

					<i>Способы защиты резервуаров от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

3. коррозионной средой, но и электрохимически, действуя на протектор. Оптимальная толщина металлизационного цинкового покрытия составляет 120...150 мкм. При меньшей его толщине снижаются защитные свойства, а при большей ухудшается адгезия покрытия к стальной поверхности вследствие высоких внутренних напряжений, происходит отслаивание и вспучивание покрытия. Процесс металлизации включает в себя две последовательно проводимые операции: термоабразивная подготовка поверхности и газотермическое нанесение металлизационного антикоррозионного покрытия. Термоабразивную подготовку поверхности проводят высокотемпературной газовой струей с введенным в нее абразивом (песок фракций $\leq 1,5$ мм). Конструкция рабочего аппарата представляет собой компактную жидкостную горелку, работающую на авиационном топливе или осветительном керосине. Топливо распыляется в камере сгорания и смешивается с воздухом, поступающим от компрессоров. В процессе сгорания газовой смеси образуется высокотемпературная газовая струя, в которую вводится абразив (технологический песок). На выходе из сопла аппарата скорость истечения рабочей струи составляет более 1200 м/с, что превосходит показатели обычного струйного аппарата более чем в три раза. Сочетание термического и механического способов воздействия на обрабатываемую поверхность позволяет не только удалить ржавчину, старые покрытия, приобретенные наросты и отложения, но и обезжирить поверхность, сделать ее химически активной. При последующем нанесении антикоррозионного покрытия это способствует улучшенной адгезии материала покрытия к материалу основы. Металлизация поверхности резервуара осуществляется методом газотермического напыления расплавленного алюминия или цинка не позднее 6 ч после очистки поверхности резервуара. Газотермическое напыление осуществляют с помощью того же аппарата, что и термоабразивную подготовку, но на нем дополнительно устанавливают механизм пневмоподачи алюминиевой или цинковой проволоки, а в камере сгорания монтируют специальную насадку для подачи проволоки в зону

					<i>Способы защиты резервуаров от коррозии</i>	<i>Лист</i>
						45
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

плавления. Напыляемый металл в виде мелких расплавленных частиц вылетает из сопла аппарата со сверхзвуковой скоростью, которая обеспечивает значительную силу соударения частиц с покрываемой поверхностью. При соударении происходит расплющивание частицы наплавляемого металла, и ее отвердевание с одновременным диффузионным проникновением части напыляемого металла в стенку резервуара. Этим достигается высокая адгезионная прочность покрытия. Последующие слои за счет высокой кинетической энергии частиц плотно ложатся на ранее напыленный металл. Толщину покрытия устанавливают в зависимости от его назначения и требуемого срока антикоррозионной защиты. При толщине покрытия 120...250 мкм срок его службы составляет 10...15 лет. Некоторые технические характеристики системы по нанесению металлизационного покрытия таковы:

- давление подводимого сжатого воздуха 0,9 МПа;
- производительность по подготовке поверхности до 25 м²/ч; производительность по металлизации поверхности до 20 м² /ч;
- расход топлива на 1 м² обрабатываемой поверхности до 2,3 л.

Преимуществами процесса металлизации резервуаров по сравнению с другими способами нанесения антикоррозионных покрытий (лакокрасочные материалы, эпоксидные и фенольные смолы, полимеры) являются его высокая технологичность, длительный срок службы покрытия и возможность проведения работ даже в зимнее время года. [4]

4. В последнее время все большее применение для защиты металлических конструкций получают комбинированные металлизационно-полимерные покрытия, которые представляют собой сочетание двух отдельно наносимых слоев: металлизационного и полимерного.

Металлизация заключается в расплавлении металла, распылении его струей сжатого воздуха на мельчайшие частицы и нанесении на подготовленную поверхность изделия. В качестве источника теплоты обычно используются электрическая дуга, ацетилен – кислородное или пропан – бутановое пламя, а в последнее время — токи высокой частоты. Процесс

					<i>Способы защиты резервуаров от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		46

плавления и распыления происходит непрерывно с заданной скоростью. После металлизации наносится полимерный слой кистью, краскораспылителем, газопламенным или другим способом.

Надежность и длительность защиты стали комбинированным покрытием основаны на том, что первым слоем является металл, имеющий отрицательный по отношению к стали электродный потенциал — цинк, алюминий и их сплавы. Пористость и шероховатость металлизационного слоя способствуют лучшей адгезии его к лакокрасочному покрытию.

Комбинированные металлизационно – полимерные покрытия обладают следующими преимуществами по сравнению с отдельно наносимыми лакокрасочными и металлизационными покрытиями:

- При повреждении верхнего лакокрасочного слоя функции изолирующего покрытия начинает выполнять напыленный металлизационный слой;
- При сквозном повреждении обоих слоев металлизационный слой начинает выполнять функцию катодной защиты, предотвращая коррозию основного металла. При этом в случае мелких дефектов металлизационный слой самовосстанавливается;
- увеличение долговечности покрытия, что позволяет а) в 2—8 раз удлинить срок службы деталей и б) в 2—2,5 раз уменьшить стоимость покрытия, отнесенную к реальному сроку службы;
- сравнительная простота технологического процесса получения покрытия и применяемого при этом оборудования;
- возможность получения покрытий любой заданной толщины и на требуемые участки поверхности;
- легкость механизации процесса нанесения на листовую и профильный прокат, а также на однотипные изделия массового производства;
- относительно небольшие размеры площади, необходимой для организации цехов и участков.

					<i>Способы защиты резервуаров от коррозии</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

Металлизация должна проводиться на хорошо подготовленной поверхности, тщательно очищенной от жировых и других загрязнений, а также обладающей шероховатостью для надежного сцепления с металлизационным слоем. В зависимости от толщины металлизационного слоя шероховатость поверхности может составлять от 6 до 25 мкм. Лучшим способом придания поверхности необходимой шероховатости является обработка ее металлическим песком. Между операциями подготовки поверхности и металлизацией должен соблюдаться определенный интервал во времени, который не должен превышать 6 ч при работе в закрытых помещениях, 3 ч при работе на открытом воздухе в сухую погоду и 0,5 ч при работе в закрытых помещениях в сырую погоду.

После металлизации следует по возможности сразу нанести первый слой лакокрасочного материала, который должен обладать высокой смачивающей способностью и иметь достаточно жидкую консистенцию, чтобы заполнить поры металлизационного покрытия. Для последующих слоев применяется лакокрасочный материал с обычной вязкостью.

Для нанесения металлизационных слоев применяются аппараты (металлизаторы), которые по способу плавления металла делятся на газопламенные и электродуговые. [35]

К пассивным методам также относится защита от коррозии внутренней поверхности кровли, днища и обечайки, контактирующим с газовым пространством резервуара и подтоварной водой, с помощью ингибиторов — веществ, добавление которых в малом количестве в коррозионную среду тормозит или значительно подавляет коррозионный процесс. В газовое пространство вводятся летучие ингибиторы, а в подтоварную воду — водорастворимые. Применение ингибиторов не дает большого эффекта в связи с регулярным дренированием подтоварной воды и постоянными «дыханиями» резервуаров.

Активная защита резервуаров от коррозии является их катодная и протекторная защита.

					<i>Способы защиты резервуаров от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48

Катодную защиту применяют для предотвращения коррозионного разрушения внутренней поверхности дна резервуаров. Это делается в случаях, если:

- высок уровень подтоварной воды;
- удельное сопротивление подтоварной воды более $1 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ или концентрация солей менее 6 г/л ;
- подтоварная вода содержит сероводород.

Принципиальная схема катодной защиты в этом случае предусматривает установку точечных, радиальных или компактных кольцевых анодов непосредственно внутри резервуаров. Следует отметить, что применение катодной защиты резервуаров с нефтепродуктами опасно в пожарном отношении. Искра, появившаяся при разрыве электрической цепи, может привести к пожару и взрыву.

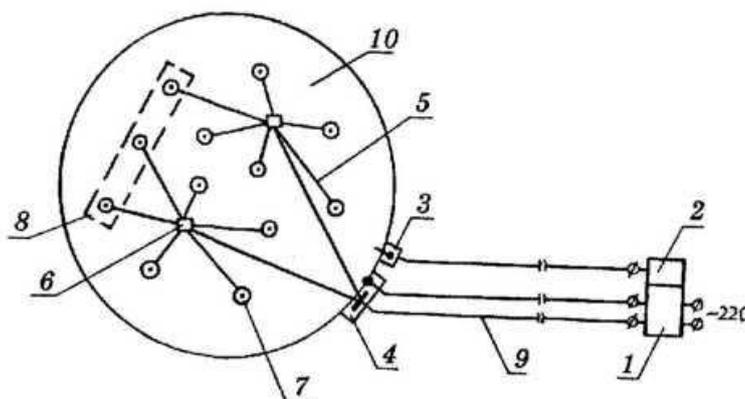


Рисунок 11 – Принципиальная схема катодной защиты резервуара от внутренней коррозии:

1 — станция катодной защиты (СКЗ); 2 — блок безопасности; 3 — датчик блока безопасности; 4 — вводная коробка; 5 — питающая сеть; 6 — разветвительная муфта; 7 — узел подключения анода; 8 — анод; 9 — кабельная линия; 10 — резервуар

В случае применения протекторной защиты возможность образования искры исключается, так как разность потенциалов между протектором и защищаемой конструкцией невелика.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Широкое распространение получила протекторная защита днища и первого пояса резервуаров от внутренней коррозии. Для этих целей используются магниевые протекторы типа ПМР, разработанные ВНИИСТ и Березняковским титаномагниевым комбинатом. Протектор типа ПМР представляет собой цилиндр с отношением высоты к диаметру 0,2...0,4, имеющий углубление в верхней части в виде опрокинутого усеченного конуса. Это сделано для того, чтобы увеличить поверхность протектора и соответственно силу тока в начальный период его работы. В центре протектора впрессована стальная втулка для обеспечения контакта протектора с днищем. Серийно выпускаемые протекторы ПМР-5, ПМР-10, ПМР-20 различаются геометрическими размерами и весом (величина последнего в килограммах указывается в марке протектора). Протекторы типа ПМР рекомендуется располагать на днище по концентрическим окружностям, расстояние между которыми принимается равным удвоенному радиусу действия одного протектора. При установке протекторов сначала зачищается площадка в форме круга диаметром 1,4...1,5 м, затем в ее центре приваривается стальной стержень диаметром 8 мм и высотой 35...60 мм, а зачищенное место изолируется. Далее протектор нанизывается на указанный стержень и приваривается к нему (посредством впрессованной стальной втулки), после чего место крепления покрывают эпоксидной смолой. В настоящее время более распространено применение протекторов в виде длинномерных стержней из алюминиевого сплава до 6 м. протекторы марки АКЦМ имеют круглое сечение диаметром 40 и 60, АП и АЦБМ – трапециевидное. По центру каждого из них проходит стальной пруток диаметром 5-8мм. На днище резервуара длинномерные протекторы размещают концентрическими кольцами, соединенными между собой последовательно. От прямого контакта с днищем их изолируют с помощью полиэтиленовых колец и полос. [4]

3.6. Нормативные требования к антикоррозионной защите резервуаров

					<i>Способы защиты резервуаров от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50

Защитные покрытия выбирают, учитывая степень агрессивного воздействия среды на внутренние элементы металлоконструкций и на его наружные поверхности. Степень агрессивного воздействия окружающей среды на элементы металлоконструкций резервуара, находящиеся на открытом воздухе, определяется температурно-влажностными характеристиками окружающего воздуха и концентрацией содержащихся в атмосфере воздуха коррозионно-активных газов в соответствии со строительными нормами и правилами (СниП 2.03.11-85).

Таблица 3 – степень агрессивного воздействия среды на стальные конструкции внутри РВС [21]

Элементы конструкций резервуаров	Степень агрессивного воздействия на стальные конструкции резервуаров		
	сырой нефти	нефтепродуктов	
		Мазута, дизельного топлива, керосина	бензина
нижний пояс и внутренняя поверхность днища	Среднеагрессивная	Среднеагрессивная	Слабоагрессивная
Средние пояса и нижние части понтонов и плавающих крыш	Слабоагрессивная	Слабоагрессивная	Слабоагрессивная
Верхний пояс (зона периодического смачивания)	Среднеагрессивная	Слабоагрессивная	Среднеагрессивная
Кровля и верх понтонов и плавающих крыш	Среднеагрессивная	Среднеагрессивная	Слабоагрессивная

Примечания: 1. Степень агрессивного воздействия мазута принимается для температуры хранения до 90 °С.
2. При содержании в сырой нефти сероводорода в концентрации свыше 10 мг/л или сероводорода и углекислого газа в любых соотношениях степень агрессивного воздействия на внутреннюю поверхность днища, нижний пояс, кровлю и верх понтонов и плавающих крыш повышается на одну ступень.

Сохранение толщины, обеспечивающей безопасную работу резервуара, достигается на металлоконструкциях, подвергающихся слабоагрессивному воздействию среды только за счет припусков на коррозию. На РВС, подвергающихся средне- и сильноагрессивному воздействию среды, безопасная работа достигается, помимо припусков на коррозию, покраской резервуара специальными защитными покрытиями. Таким образом повышается

					<i>Способы защиты резервуаров от коррозии</i>	<i>Лист</i>
						51
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

надежность металлоконструкций в случае локального разрушения защитного покрытия до планового освидетельствования коррозионного состояния резервуара.

Значение припуска на коррозию устанавливается исходя из скорости коррозионного повреждения металлоконструкций, которая обусловлена степенью агрессивности среды:

- Слабоагрессивная среда: повреждение не более 0,05 мм в год;
- Среднеагрессивная среда: повреждение от 0,05 до 0,5 мм в год;
- Сильноагрессивная среда: повреждение более 0,5 мм в год. [41]

3.7 Рекомендации по использованию комбинированного способа для защиты резервуаров типа РВС – 2000 м³

Резервуары в эксплуатации испытывают значительные быстроменяющиеся температурные режимы, повышенное давление, вакуум, вибрацию, неравномерные осадки, коррозию.

Безопасная работа резервуаров обеспечивается:

- При правильном выборе исходных данных при проектировании, принятых для расчета прочностных характеристик конструкций, обеспечения оптимального технологического режима эксплуатации, защиты металлоконструкций от коррозии и так далее;
- При выполнении монтажа с учетом строгого соблюдения требований проекта производства работ, и допусков, которые устанавливаются соответствующими нормативными документами или проектами;
- При испытании резервуара в целом на герметичность и прочность согласно рекомендациям проекта, нормативным документам.

Сравнительный анализ способов защиты от коррозии резервуаров типа РВС представлен в таблице 5

					<i>Способы защиты резервуаров от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		52

Таблица 4 – анализ способов защиты от коррозии РВС

Способ защиты	Преимущества	Недостатки
ЛКП	<ul style="list-style-type: none"> • Невысокая стоимость, низкие материальные затраты на их нанесения; • Простота нанесения покрытий; • Не зависит размер конструкции. 	<ul style="list-style-type: none"> • низкая стойкость к механическим повреждениям; • склонность к подпленочной коррозии при механическом повреждении ЛКП; • длительный срок высыхания; • токсичность при нанесении.
Металлизационные покрытия	<ul style="list-style-type: none"> • более высокая адгезия, прочность и стойкость к механическим воздействиям; • более длительный срок службы; • исключение подпленочной коррозии; • может производиться в полевых условиях, в зимнее время. 	<ul style="list-style-type: none"> • Точность толщины покрытия; • Сложность установки оборудования • Тщательная подготовка поверхности.
Катодная и протекторная защита	<ul style="list-style-type: none"> • Невысокие затраты на монтаж жертвенных анодов; • Отсутствие необходимости подготовки всей поверхности резервуара под нанесение покрытия 	<ul style="list-style-type: none"> • При отсутствии или перерыве в подаче тока защита не действует, даже усиливает разрушение; • Разрушение протекторов во время чистки днищ резервуаров.
Ингибиторы	Применение ингибиторов не дает большого эффекта в связи с регулярным дренированием подтоварной воды и постоянными «дыханиями» резервуаров.	
Комбинированный способ	<ul style="list-style-type: none"> • Комбинированные покрытия сочетают в себе положительные свойства изолирующих покрытий и катодной защиты: при повреждении всех слоев — лакокрасочных и металлизационного, металлизационный слой выполняет функцию жертвенного анода, предотвращая коррозию основного металла; 	<ul style="list-style-type: none"> • Тщательная подготовка поверхности

	<ul style="list-style-type: none"> • Более высокая надежность покрытий при эксплуатации в высокоагрессивных средах и жестких условиях по сравнению с лакокрасочными и металлизационными покрытиями, высокая адгезия лакокрасочных материалов с металлизационным покрытием; • увеличение долговечности покрытия, что позволяет а) в 2—8 раза удлинить срок службы деталей и б) в 2—2,5 раза уменьшить стоимость покрытия, отнесенную к реальному сроку службы 	
--	--	--

На сегодняшний день основным способом повышения срока службы нефтегазового и нефтехимического оборудования, емкостей хранения и трубопроводов является использование высокоэффективных изолирующих защитных покрытий. Изолирующее покрытие — это покрытие, отделяющее основной металл, из которого изготовлен резервуар от агрессивной среды, и тем самым предотвращающее процесс коррозии основного металла. Изолирующие покрытия для защиты резервуаров представляют собой либо слои органических материалов, либо металлизационные слои, наносимые газотермическими методами напыления.

Наиболее распространенные на территории России являются лакокрасочные покрытия. [59]

Эффективным средством защиты от коррозии являются металлизационные покрытия, которые на сегодняшний день в России пока не нашли столь широкого применения.

Объединить достоинства и минимизировать недостатки обоих этих методов позволяет комбинированный способ.

Таблица 5 – Сравнение стоимостей работ по нанесению некоторых защитных систем

Наименование покрытия	Стоимость работ и материала	Срок службы покрытия	Затраты на 1 м ²
Эпобен	673 руб./1 м ²	5 лет	134,6 руб./год
Немрадур 15130	705 руб./1 м ²	10 лет	70,5 руб./год
Инерта 160	7552 руб./1 м ²	15 лет	503,0 руб./год
СПРАМЕТ-140	1875 руб./1 м ²	50 лет	37,5 руб./год

Таким образом, комбинированный способ представляет собой наиболее эффективную защиту от коррозии резервуаров. Применение этого способа позволит владельцам резервуаров повысить безопасность эксплуатации, продлить срок службы, увеличить межремонтный срок, а также существенно сэкономить ремонтный фонд. [38]

4. Расчетная часть

4.1. Характеристики рассчитываемого резервуара типа РВС – 2000 м³

Объектом исследования в работе взят резервуар РВС – 5000 м³, находящийся в Томской области.

Характеристики, изучаемого резервуара представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристики резервуара

Ёмкость резервуара (общая), м ³	2000
Внутренний диаметр резервуара, мм	15 180
Высота цилиндрической части резервуара, мм	11920
Количество поясов	8
Марка стали	09Г2С ГОСТ 5058-65
Технология изготовления	Рулонная сборка
Минимальный уровень заполнения, мм	500
Максимальный уровень заполнения, мм	10 500

4.2. Определение габаритов проектируемого резервуара

Габаритными размерами вертикального цилиндрического резервуара являются высота и диаметр. Для объёма 2000 м³ расход металла на днище, покрытие и стенку зависит, в основном, от соотношения габаритных размеров. Существует оптимальная высота резервуара, при которой расход металла будет минимальным.

Размеры листа. В соответствии с ПБ 03-605-03 для изготовления стенки выбираем стальной лист с размерами в поставке 1500×6000 мм. С учетом обработки кромок листа с целью получения правильной прямоугольной формы при дальнейших расчетах принимаются следующие его размеры 1490×5990 мм.

Высота резервуара. Для резервуара объемом $V = 2000 \text{ м}^3$ принимаем номинальную высоту резервуара $H_n = 12 \text{ м}$ [41]. Соответственно количество поясов в резервуаре будет равно восьми ($N_n = 8$). Точная высота резервуара

					Методы борьбы с коррозионным разрушением резервуаров вертикальных стальных типа РВС 2000 м ³ »			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Деулина М.Ю.			<i>Расчетная часть</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Богданова Ю.В.					56	99
<i>Консульт.</i>		Брусник О.В.				<i>ТПУ гр. 3 – 2Б21Т</i>		
<i>Зав. Каф.</i>		Рудаченко А.В.						

определяется умножением высоты листа на количество поясов:

$$H = 1490 \cdot 8 = 11920 \text{ мм} \quad (1)$$

Предварительный радиус резервуара. Радиус резервуара определяется из формулы, предназначенной для расчета объема цилиндра:

$$V = \pi \cdot R^2 \cdot H \quad (2)$$

$$R = \sqrt{\frac{V}{\pi H}} = \sqrt{\frac{2000}{\pi \cdot 11.920}} = 7,3 \text{ м.} \quad (3)$$

Далее определяем периметр резервуара L_n и число листов в поясе N_n

$$L_n = 2 \cdot \pi \cdot R = 2 \cdot \pi \cdot 7.3 = 45.84 \text{ м.} \quad (4)$$

$$N_n = \frac{L_n}{L} = \frac{45.84}{5.990} = 7.6 \quad (5)$$

Предпочтительней округлять число листов в поясе до целого или выбирать последний лист равным половине длины листа.

Принимаем число листов в поясе 7,5 . Тогда периметр резервуара будет равен:

$$L_n = 7,5 \cdot 5.990 = 44,92 \text{ м,} \quad (6)$$

а окончательный радиус

$$R = \frac{L_n}{2 \cdot \pi} = \frac{44,92}{2 \cdot \pi} = 7,15 \text{ м} \quad (7)$$

Уточняем объём резервуара на пересчитанные данные:

$$V = \pi \cdot R^2 \cdot H = \pi \cdot 7,15^2 \cdot 11.920 \approx 1913 \text{ м}^3 \quad (8)$$

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

4.3. Расчет стенки резервуара на прочность

4.3.1. Предварительный выбор толщины поясов

Определение методики и параметров, необходимых для расчета

Минимальная толщина листов стенки резервуара РВС для условий эксплуатации рассчитывается по формуле [18]:

$$\delta_i = \frac{[n_1 \cdot \rho_n \cdot g \cdot (H_{max} - x_i) + n_2 \cdot p_{изб}] \cdot R}{\gamma_c \cdot R_y} \quad (9)$$

где $n_1 = 1,1$ – коэффициент надежности по нагрузке гидростатического давления [43];

$n_2 = 1,2$ – коэффициент надежности по нагрузке от избыточного давления и вакуума [43];

ρ_n – плотность бензина, $кг/м^3$;

R – радиус стенки резервуара, $м$;

H_{max} – максимальный уровень разлива бензина в резервуаре, $м$;

x_i – расстояние от днища до расчетного уровня, $м$;

$p_{изб} = 2,0 \text{ кПа}$ – нормативная величина избыточного давления [21];

γ_c – коэффициент условий работы, $\gamma_c = 0,7$ для нижнего пояса, $\gamma_c = 0,8$ для остальных поясов [41];

R_y – расчетное сопротивление материала пояса стенки по пределу текучести, $Па$.

Расчетное сопротивление материала стенки резервуаров по пределу текучести рассчитываем по формуле шесть из документа [21]:

$$R_y = \frac{R_y^H}{\gamma_m \cdot \gamma_n} \quad (10)$$

где R_y^H – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла стенки равно минимальному значению предела текучести и принимается по государственным стандартам и техническим условиям на листовую прокат;

$\gamma_m = 1,025$ – коэффициенты надежности по материалу [21];

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

$\gamma_n = 1,1$ - коэффициент надежности по назначению [21], т.к. объем меньше 10000 м^3 .

Стенка резервуара относится к основным конструкциям подгруппы «А», сталь класса А используется 17Г1С с нормативным расчетным сопротивлением $R_y^H = 345 \text{ МПа}$ [44].

Определяем расчетное сопротивление:

$$R_y = \frac{345}{1,025 \cdot 1,1} \approx 305,99 \text{ МПа} \quad (11)$$

4.3.2 Вычисление предварительной толщины стенки для каждого пояса резервуара

Для определения толщины стенки используется формула, в которой, координата нижней точки каждого пояса, начиная со второго пояса, изменяется при переходе от нижнего пояса к верхнему

$$x_i = B(i - 1), \quad (12)$$

где i – номер пояса снизу вверх;

B – ширина листа.

Основные геометрические размеры резервуара при проведении прочностных расчетов округляются в большую сторону до номинальных размеров, чтобы погрешность шла в запас прочности:
 $H = 12 \text{ м}; B = 1,5 \text{ м}; R = 7,3 \text{ м}.$

Толщина первого пояса определяется при $\gamma_c = 0,7$; $H_{max} = H$;

$x_1 = 0$:

$$\begin{aligned} \delta_1 &= \frac{[n_1 \cdot \rho_n \cdot g \cdot (H_{max} - x_1) + n_2 \cdot p_{изб}] \cdot R}{\gamma_c \cdot R_y} = \\ &= \frac{[1,05 \cdot 720 \cdot 9,81 \cdot (12,0 - 0) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 7,3}{0,7 \cdot 305,99 \cdot 10^6} \approx 0,00311 \text{ м} \approx 3,0 \text{ мм}. \end{aligned} \quad (13)$$

Для второго пояса при $\gamma_c = 0,8$, $x_2 = 1,5$

$$\delta_2 = \frac{[1,05 \cdot 720 \cdot 9,81 \cdot (12,0 - 1,5) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 7,3}{0,8 \cdot 305,99 \cdot 10^6} \approx 0,00239 \text{ м} \approx 2,3 \text{ мм.} \quad (14)$$

Для третьего пояса при $\gamma_c = 0,8$, $x_2 = 3$

$$\delta_3 = \frac{[1,05 \cdot 720 \cdot 9,81 \cdot (12,0 - 3) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 7,3}{0,8 \cdot 305,99 \cdot 10^6} \approx 0,00206 \text{ м} \approx 2 \text{ мм.} \quad (15)$$

Для остальных поясов резервуара толщина рассчитывается по формулам 14, 15 и полученные значения для толщины стенки приведены в таблице 6.

Таблица 7 – Толщина стенки поясов резервуара

Номер пояса	Толщина стенки, мм
1	3
2	2,3
3	2
4	1,73
5	1,39
6	1,06
7	0,73
8	0,4

4.3.3 Выбор номинального (окончательного) размера толщины стенки

Значение минимальной толщины стенки для условий эксплуатации увеличивается на величину минусового допуска на прокат и округляется до ближайшего значения из сортаментного ряда листового проката. Полученное значение сравнивается с минимальной конструктивной толщиной стенки $\delta_{кс}$.

В качестве номинальной толщины $\delta_{ном}$ каждого пояса стенки выбирается значение большей из двух величин, округленное до ближайшего

--	--	--	--	--

значения из сортаментного ряда листового проката по формуле семь из документа [21]:

$$\delta_{ном} \geq \max(\delta_i + C_i + \Delta; \delta_{кс}), \quad (16)$$

где C_i – припуск на коррозию, мм;

Δ – значение минусового допуска на толщину листа, мм;

$\delta_{кс}$ – минимальная конструктивная толщина стенки выбирается по табл.3.3 [43]

Величину минусового допуска определяют по предельным отклонениям на изготовление листа [17].

Припуск на коррозию элементов резервуара представляется заказчиком (в курсовом проекте припуск на коррозию необходимо выбирать 2–3 мм).

В таблице 7 приведены все данные для выбора номинального размера толщины стенки.

Таблица 8 – Номинальная толщина стенки

Номер пояса	δ_i , мм	C_i , мм	Δ_i , мм	$\delta_i + C_i + \Delta_i$	$\delta_{кс}$	δ_n
1	3	2,0	0,45	5,45	4,0	7,0
2	2,3			4,75		6,0
3	2			4,45		5,0
4	1,73			4,18		5,0
5	1,39			3,84		5,0
6	1,06			3,51		5,0
7	0,73			3,18		5,0
8	0,4			2,85		5,0

4.4. Расчет стенки резервуара на устойчивость

Проверка устойчивости стенки резервуара производится по формуле [21,26]:

$$\frac{\sigma_{i1}}{\sigma_{i01}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{02}} \leq 1,0 \quad (17)$$

где σ_{i1} – расчетные осевые напряжения в стенке резервуара, МПа;

σ_2 – расчетные кольцевые напряжения в стенке резервуара, МПа;

σ_{i01} – критические осевые напряжения в стенке резервуара, МПа;

σ_{02} – критические кольцевые напряжения в стенке резервуара, МПа.

Осевые напряжения определяются по минимальной толщине стенки пояса, кольцевые напряжения – по средней толщине стенки.

Расчетные осевые напряжения для резервуаров РВС определяются по формуле 10 из документа [21]:

$$\sigma_{li} = \frac{n_3 \cdot (G_{кр} + G_{см,i}) + \psi \cdot (n_{сн} \cdot G_{сн} + n_2 \cdot G_{бак})}{2 \cdot \pi \cdot R \cdot \delta_i} \quad (18)$$

где $n_3 = 1,05$ – коэффициент надежности по нагрузке от собственного веса по табл.2.1 документа [42];

$n_{сн} = 1,4$ – коэффициент надежности по снеговой нагрузке [42];

$G_{кр}$ – вес покрытия резервуара, Н;

$G_{см,i}$ – вес вышележащих поясов стенки, Н;

$G_{сн}$ – полное расчетное значение снеговой нагрузки на горизонтальную проекцию покрытия, Н;

$G_{бак}$ – вес покрытия резервуара, Н;

δ_i – расчетная толщина стенки i -го пояса резервуара, м.

Определение веса крыши

Вес покрытия резервуара рассчитывается по нормативному давлению крыши $p_{кр} = 0,3 \frac{кН}{м^2}$ [41].

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

$$G_{кр} = p_{кр} \cdot \pi \cdot R^2 \quad (19)$$

$$G_{кр} = 0,3 \cdot \pi \cdot 7,3^2 = 50,19 \text{ кН} \quad (20)$$

Определение веса стенки резервуара

Вес вышележащих поясов стенки резервуара определяется из условия, что высота всех поясов одинакова и равна ширине листа B [21]:

$$G_{см,i} = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot B \cdot \gamma_{см} \cdot \sum_{k=i}^a \delta_k \quad (21)$$

где a – номер последнего пояса, если начало отсчета снизу;

$$\gamma_{см} = 78,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3} \text{ – удельный вес стали [45].}$$

Вес стенки при расчете первого пояса

$$G_{ст,1} = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot B \cdot \gamma_{ст} \cdot \sum_{k=1}^8 \delta_k = 2 \cdot \pi \cdot 7,3 \cdot 1,5 \cdot 78,5 \cdot 43 \cdot 10^{-3} \approx 232 \text{ кН} \quad (22)$$

Вес стенки при расчете второго пояса

$$G_{ст,2} = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot B \cdot \gamma_{ст} \cdot \sum_{k=2}^8 \delta_k = 2 \cdot \pi \cdot 7,3 \cdot 1,5 \cdot 78,5 \cdot 36 \cdot 10^{-3} \approx 194 \text{ кН} \quad (23)$$

Вес стенки при расчете третьего пояса

$$G_{ст,3} = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot B \cdot \gamma_{ст} \cdot \sum_{k=3}^8 \delta_k = 2 \cdot \pi \cdot 7,3 \cdot 1,5 \cdot 78,5 \cdot 30 \cdot 10^{-3} \approx 161 \text{ кН} \quad (24)$$

Результаты расчетов веса стенки для всех поясов приведены в таблице 8.

Таблица 9 – Вес стенки резервуара

Номер пояса	Вес стенки $G_{см}$, кН
1	232
2	194
3	161
4	134
5	107
6	80

7	53
8	26

Определение снеговой нагрузки

Нормативная снеговая нагрузка на горизонтальную проекцию резервуара [42]:

$$p_{сн} = \mu \cdot S_g, \quad (25)$$

где μ – коэффициент перехода от веса снегового покрытия горизонтальной поверхности земли к снеговой нагрузке на трубопровод;

S_g – нормативное значение веса снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности земли, которое выбирается по СНиП 2.01.07-85 для соответствующего снегового района Российской Федерации.

Город Томск находится в четвертом снеговом районе, для которого $S_g = 1,8$ кН по рис.1. Коэффициент $\mu = 1$ [42].

Вес снегового покрова на всю крышу

$$G_{сн} = p_{сн} \cdot \pi \cdot R^2 = \mu \cdot S_g \cdot \pi \cdot R^2 = 1 \cdot 1,8 \cdot \pi \cdot 7,3^2 \approx 301 \text{ кН} \quad (26)$$

Определение нагрузки от вакуума

Нормативная нагрузка от вакуума на покрытие определяется как

$$G_{\text{вак}} = \pi \cdot R^2 \cdot p_{\text{вак}} = \pi \cdot 7,3^2 \cdot 0,25 = 4 \quad (27)$$

Определение осевых напряжений в каждом поясе стенки резервуара от вертикальной нагрузки

Определение напряжений [21]:

$$\sigma_{11} = \frac{n_3 \cdot (G_{кр} + G_{стj}) + \psi \cdot (n_{сн} \cdot G_{сн} + n_2 \cdot G_{\text{вак}})}{2 \cdot \pi \cdot R \cdot \delta_1} =$$

$$= \frac{1,05 \cdot (50,19 + 232) + 0,9 \cdot (1,4 \cdot 301 + 1,2 \cdot 41)}{2 \cdot \pi \cdot 7,3 \cdot 7 \cdot 10^{-3}} \approx 2,24 \text{ МПа} \quad (28)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

$$\sigma_{12} = \frac{1,05 \cdot (50,19 + 194) + 0,9 \cdot (1,4 \cdot 301 + 1,2 \cdot 41)}{2 \cdot \pi \cdot 7,3 \cdot 6 \cdot 10^{-3}} \approx 2,47 \text{ МПа} \quad (29)$$

$$\sigma_{13} = \frac{1,05 \cdot (50,19 + 161) + 0,9 \cdot (1,4 \cdot 301 + 1,2 \cdot 41)}{2 \cdot \pi \cdot 7,3 \cdot 5 \cdot 10^{-3}} \approx 2,81 \text{ МПа} \quad (30)$$

$$\sigma_{14} = 2,69 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{15} = 2,55 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{16} = 2,44 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{17} = 2,32 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{18} = 2,19 \text{ МПа}$$

Определение осевых критических напряжений

Осевые критические напряжения определяются по формуле [21]:

$$\sigma_{0I} = C \cdot E \cdot \frac{\delta_i}{R} \quad (31)$$

где $E = 2,1 \cdot 10^5 \text{ МПа}$ – модуль упругости стали [44];

Для определения коэффициента C необходимо вычислить среднюю толщину стенки

$$\delta_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^{n_n} \delta_i}{n_n} = 5,375 \text{ мм} \quad (32)$$

Вычисляем отношение радиуса резервуара к средней толщине стенки:

$$\frac{R}{\delta_{cp}} = \frac{7,3}{5,375 \cdot 10^{-3}} \approx 1358. \quad (33)$$

Тогда $C = 0,074$ по табл.Б2 документа [21].

Вычисляем осевые критические напряжения:

– для первого пояса

$$\sigma_{0I} = C \cdot E \cdot \frac{\delta_i}{R} = 0,074 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{7 \cdot 10^{-3}}{7,3} \approx 14,1 \quad (34)$$

					<i>Расчетная часть</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Остальные значения критической силы приведены в таблице 9.

Таблица 10 – Осевые критические напряжения

Номер пояса	Осевые критические напряжения σ_{0i} , МПа
1	14,9
2	12,77
3	10,64
4	10,64
5	10,64
6	10,64
7	10,64
8	10,64

Определение кольцевых напряжений

Расчетные кольцевые напряжения в стенке при расчете на устойчивость резервуара определяются по формуле [21]:

$$\sigma_2 = \frac{p_v \cdot n_v + p_{\text{вак}} \cdot n_2}{\delta_{\text{ср}}} \cdot R \quad (35)$$

где p_v – нормативное значение ветровой нагрузки на резервуар, Па;

$n_v = 1,4$ – коэффициент надежности по ветровой нагрузке [42];

$\delta_{\text{ср}}$ – средняя арифметическая толщина стенки резервуара, м.

Нормативное значение ветровой нагрузки определяется по формуле:

$$p_v = W_0 \cdot k_2 \cdot C_i \quad (36)$$

где W_0 – нормативное значение ветрового давления, для рассматриваемого района, Па;

k_2 – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте;

C_i – аэродинамический коэффициент.

Томск относится к третьему району по давлению ветра, по СНиП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия», из таблицы выбираем $W_0 = 0,42 \text{ кПа}$.

Коэффициент $k_2 = 1,0$ для резервуаров высотой от 10 до 20 метров.

Аэродинамический коэффициент C_i выбирается по СНиП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия»

Вычисляем отношение

$$\frac{H}{2R} = \frac{12,0}{2 \cdot 7,3} \approx 0,82 \quad (37)$$

Выбираем $C_i = 0,76$ [42].

Вычисляем ветровую нагрузку (давление) [21]:

$$p_v = W_0 \cdot k_2 \cdot C_i = 0,42 \cdot 1,0 \cdot 0,76 \approx 0,31 \text{ кПа} \quad (38)$$

Вычисляем кольцевые напряжения:

$$\sigma_2 = \frac{p_v \cdot n_v + p_{\text{вак}} \cdot n_2}{\delta_{\text{ср}}} \cdot R = \frac{0,31 \cdot 1,4 + 0,25 \cdot 1,2}{5,375 \cdot 10^{-3}} \cdot 7,3 \approx 0,996 \text{ МПа} \quad (39)$$

Критические кольцевые напряжения определяются по формуле [42]:

$$\sigma_{02} = 0,55 \cdot E \cdot \frac{R}{H} \cdot \left(\frac{\delta_{\text{ср}}}{R} \right)^{\frac{3}{2}} \quad (40)$$

где H – геометрическая высота стенки резервуара, м.

$$\sigma_{02} = 0,55 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{7,3}{12,0} \cdot \left(\frac{5,375 \cdot 10^{-3}}{7,3} \right)^{\frac{3}{2}} \approx 1,4 \quad (41)$$

Таблица 11 – Напряжения для расчета стенки резервуара на устойчивость

Номер пояса	σ_1 , МПа	σ_{01} , МПа	$\frac{\sigma_1}{\sigma_{01}}$	σ_2 , МПа	σ_{02} , МПа	$\frac{\sigma_2}{\sigma_{02}}$	$\frac{\sigma_1}{\sigma_{01}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{02}}$
1	2,24	14,9	0,15				0,86
2	2,47	12,77	0,19				0,90

3	2,81	10,64	0,26	0,996	1,40	0,71	0,97
4	2,69	10,64	0,25				0,96
5	2,55	10,64	0,23				0,94
6	2,44	10,64	0,22				0,93
7	2,32	10,64	0,21				0,92
8	2,19	10,64	0,20				0,91

4.5. Расчет протекторной защиты резервуара

Определяем тип, количество и срок службы одиночных протекторов для защиты резервуара РВС – 2000 м³ (D = 15,18 м), резервуар установлен на увлажненном песке с дельным сопротивлением $\rho = 20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. расстояние от резервуара до протекторов $b = 5\text{ м}$.

Количество протекторов N должно обеспечивать минимально допустимую плотность защитного тока i , которая зависит от удельного сопротивления грунта ρ и переходного сопротивления изоляции R_0 .

$$R_0 = R \cdot \left[\frac{\pi}{4} \cdot D^2 \right] = 0,2 \cdot (0,785 \cdot 15,18^2) = 36,2 \quad (42)$$

Где R – сопротивление на границе «резервуар – грунт», рассчитываемое по формуле:

$$R = \frac{3\rho}{D(D + b)} = \frac{3 \cdot 20}{15,18(15,18 + 5)} = 0,2 \quad (43)$$

Необходимая величина защитного тока составляет:

$$I = i \cdot \left[\frac{\pi}{4} \cdot D^2 \right] = 3,5 \cdot 10^{-3} \cdot 0,785 \cdot 15,18^2 = 0,63 \quad (44)$$

Где $i = 3,5 \cdot 10^{-3} \text{ А/м}^2$.

Условие полной защиты резервуаров от коррозии ($I \cdot R \leq 1,0$) при применении магниевых протекторов выполняется:

$$0,63 \cdot 0,2 \leq 1,0 \quad (45)$$

Ориентировочное число протекторов определяется по формуле:

$$N = \frac{R_{\text{рас}}}{\frac{E_n - E_{\text{ест}}}{I} - R} = \frac{9,58}{\frac{1,55 - 0,55}{0,63}} = 6,9 \rightarrow 7 \quad (46)$$

Окончательное число протекторов:

$$N = \frac{N}{\eta} = \frac{7}{0,82} = 8,54 \rightarrow 9 \quad (47)$$

Коэффициент $\eta = 0,82$ учитывает взаимное экранирование протекторов.

Сила тока, возникающая в цепи «протектор – резервуар»:

$$I = \frac{E_n - E_{\text{ест}}}{R + R_n} = \frac{1,55 - 0,55}{0,2 + 9,58} = 0,11 \quad (48)$$

Где R_n - сопротивление растеканию тока протектора как заземлителя.

Сопротивление растеканию тока с одиночного магниевого протектора при их установке на глубине до 2,5 м можно рассчитать по формуле:

$$\text{ПМ} - 10\text{У} \rightarrow R_n = 0,18 + 0,47\rho = 0,18 + 0,47 \cdot 20 = 9,58 \text{ Ом.}$$

Срок службы протекторов [3]:

$$T = \frac{M^* \cdot \eta_{\text{П}} \cdot \eta_{\text{И}} \cdot \eta_{\text{Э}}}{I \cdot q} = \frac{10 \cdot 0,58 \cdot 0,95 \cdot 0,45}{0,11 \cdot 3,95} = 5,7 \text{ год.} \quad (49)$$

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Материальный ущерб, наносимый коррозией резервуарного парка, достигает огромных размеров. Использование резервуаров без внутренней противокоррозионной защиты в 3...4 раза уменьшает срок их службы, приводит к излишнему расходу металла и удорожанию стоимости резервуаров.

Как показывает практика эксплуатации резервуаров с внутренней противокоррозионной защитой, затраты на нее окупаются в течение 4...5 лет за счет увеличения срока службы.

По назначению лакокрасочные материалы делятся на грунты, шпатлевки и покровные слои.

Противокоррозионные грунты — предназначены для непосредственного нанесения на предварительно подготовленную поверхность с целью обеспечения хорошего сцепления покрытия с металлом.

Шпатлевку — промежуточный слой — наносят на уже загрунтованную поверхность. Ее назначение — увеличение непроницаемости и толщины покрытия.

Покровные слои (краски и эмали) предназначены для заключительного окрашивания поверхности с целью обеспечения стойкости и непроницаемости покрытия в процессе эксплуатации.

В данном разделе произведен расчет по определению стоимости материалов для антикоррозионного покрытия РВС – 2000 м³ с использованием материалов фирмы «Steelpaint» (Германия).

					Методы борьбы с коррозионным разрушением резервуаров вертикальных стальных типа РВС 2000 м ³				
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>					
<i>Разраб.</i>		Деулина М.Ю.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.				
<i>Руковод.</i>		Богданова Ю.В.		<i>Лит.</i>				<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Консульт.</i>		Белозерцева О.В.						70	99
<i>Зав. Каф.</i>		Рудаченко А.В.		<i>ТПУ гр. 3 – 2Б21Т</i>					

5.1. Расчет стоимости материалов

Наружная поверхность резервуара.

Система покрытия:

- преобразователь ржавчины Pu-Repair;
- цинкосодержащая грунтовка Pu-Zink;
- промежуточный слой Pu-Mica;
- защитный слой для наружного покрытия Pu-Cover.

Расходы материалов:

$$\text{Pu-Zink}q_1 = 327 \text{ г/м}^2;$$

$$\text{Pu-Mica}q_2 = 200 \text{ г/м}^2;$$

$$\text{Pu-Cover}q_3 = 115 \text{ г/м}^2;$$

$$\text{Pu-Repair}q_4 = 70 \text{ г/м}^2.$$

С учетом того, что резервуар был длительное время в эксплуатации, необходимо учесть, что 40% площади покрытия должны быть обработаны пропиткой - преобразователем ржавчины Pu-Repair.

Расчет стоимости ЛКМ для резервуара объемом 2000м^3 .

Диаметр резервуара $D=15,18 \text{ м}$;

Высота резервуара $H=12 \text{ м}$.

Площадь покрытия:

$$S = \frac{\pi D^2}{4} + 2\pi RH = \frac{3,14 \cdot 39,9^2}{4} + 2 \cdot 3,14 \cdot \frac{39,9}{2} \cdot 17,9 = 3493 \text{ м}^2 \quad (50)$$

Количество расходуемых материалов:

$$\text{Pu-Zink}M_1 = q_1 S = 0,327 \cdot 3493 = 1142 \text{ кг};$$

$$\text{Pu-Mica} \quad M_2 = q_2 S = 0,200 \cdot 3493 = 698,5 \text{ кг};$$

$$\text{Pu-Cover} \quad M_3 = q_3 S = 0,115 \cdot 3493 = 401,7 \text{ кг};$$

$$\text{Pu-Repair} \quad M_4 = q_4 \cdot 0,4 \cdot S = 0,07 \cdot 0,4 \cdot 3493 = 97,8 \text{ кг}.$$

Растворитель Pu-Thinner используется в количестве 5% от объема.

$$M_5 = 0,05 \cdot (M_1 + M_2 + M_3 + M_4) = 0,05 \cdot (1142 + 698,5 + 401,7 + 97,8) = 117 \text{ кг} \quad (51)$$

.В таблице 12 представлены цены на материалы.

Таблица 12 – Цены на материалы.

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

Наименование материала	Pu-Zink	Pu-Mica	Pu-Cover	Pu-Repair	Pu-Thinner (растворитель)
Цена материала, руб/кг	325	380	527	261	169

Стоимости материалов, используемых для антикоррозионного покрытия:

Pu-Zink

$$C_1 = M_1 \cdot \Pi_1 = 1142 \cdot 325 = 371149,2 \text{ руб.}$$

Pu-Mica

$$C_2 = M_2 \cdot \Pi_2 = 698,5 \cdot 380 = 265418,4 \text{ руб.}$$

Pu-Cover

$$C_3 = M_3 \cdot \Pi_3 = 401,7 \cdot 527 = 211653,7 \text{ руб.}$$

Pu-Repair

$$C_4 = M_4 \cdot \Pi_4 = 97,8 \cdot 261 = 25522 \text{ руб.}$$

Pu-Thinner

$$C_5 = M_5 \cdot \Pi_5 = 117 \cdot 169 = 19772 \text{ руб.}$$

Отсюда стоимость материалов:

$$C_{\text{н}} = \sum C_i = C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5 = 324613,7 + 265418,4 + 211653,7 + 25522 + 19772 = 893515,3 \text{ руб.} \quad (52)$$

Внутренняя поверхность резервуара

Система покрытия:

- цинкосодержащая грунтовка Pu-Zink;
- защитный слой для внутреннего покрытия PU-Combi-NATION 100.

Расход материалов:

$$\text{Pu-Zink } q_1 = 327 \text{ г/м}^2;$$

$$\text{PU-Combi-NATION 100 } q_2 = 300 \text{ г/м}^2;$$

$$\text{Pu-Repair } q_3 = 70 \text{ г/м}^2.$$

С учетом того, что резервуар был длительное время в эксплуатации, необходимо учесть, что 40% площади покрытия должны быть обработаны пропиткой - преобразователем ржавчины Pu-Repair.

Расчет стоимости материалов для резервуара объемом 2000м³.

Диаметр резервуара D=15,18 м;

Высота защищаемой поверхности резервуара Н=1,5м.

Площадь покрытия :

$$S = \frac{\pi D^2}{4} + 2\pi R H = \frac{3,14 \cdot 39,9^2}{4} + 2 \cdot 3,14 \cdot \frac{39,9}{2} \cdot 1,5 = 1437,7 \text{ м}^2 \quad (53)$$

Количество расходуемых материалов:

Pu-Zink $M_1 = q_1 S = 0,327 \cdot 1437,7 = 470,2$ кг;

PU-Combi-NATION 100 $M_2 = q_2 \cdot S = 0,3 \cdot 1437,7 = 431,3$ кг;

Pu-Repair $M_3 = q_3 \cdot 0,4 \cdot S = 0,07 \cdot 0,4 \cdot 1437,7 = 40,3$ кг.

Растворитель Pu-Thinner используется в количестве 5% от объема.

$M_4 = 0,05 \cdot (M_1 + M_2 + M_3) = 0,05 \cdot (470,2 + 431,3 + 40,3) = 47$ кг.

В таблице 13 представлены цены на материалы.

Таблица 13 – Цены на материалы

Наименование материала	Pu-Zink	PU-Combi-NATION 100	Pu-Repair	Pu-Thinner
Цена материала, руб/кг	325	398	261	169

Стоимости материалов, используемых для антикоррозионного покрытия.

Pu-Zink

$C_1 = M_1 \cdot C_1 = 470,2 \cdot 325 = 152787$ руб.

Pu-Tar

$C_2 = M_2 \cdot C_2 = 431,3 \cdot 398 = 171656,2$ руб.

Pu-Repair

$C_3 = M_3 \cdot C_3 = 40,3 \cdot 261 = 10506,4$ руб.

Pu-Thinner

$C_4 = M_4 \cdot C_4 = 47 \cdot 169 = 7957$ руб.

Отсюда стоимость материалов:

$C_{\text{вн}} = \sum C_i = C_1 + C_2 + C_3 + C_4 = 152787 + 171656,2 + 10506,4 + 7957 = 342906,7$ руб.

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

Таким образом, стоимость материалов на обработку наружной поверхности и внутренней составит:

$$C = C_{\text{вн}} + C_{\text{н}} = 342906,7 + 893515,3 = 1\,236\,422 \text{ руб.} \quad (54)$$

5.2. Средства, потраченные на выплаты за трудовую деятельность

Средствами, потраченными на выплату за трудовую деятельность принято относить:

- количество денежных вознаграждений, начисленных по должностным окладам, тарифным ставкам, расценкам в процентах от вырученных средств от реализации продукции (услуг, работ) согласно с принятыми в организации (предприятии) формой и системой выплат за трудовую деятельность:

- премии за повышенные производственные результаты, вознаграждения за профессионализм, надбавки к тарифным ставкам прочее;

- надбавки компенсирующего или стимулирующего характера – начисления за выполнение работ в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в праздничные и выходные дни и прочее;

- выплаты за выполнение работ в районах крайнего Севера и по районным коэффициентам;

- платежи (взносы) руководителей по договорам добровольного и обязательного страхования.

Заработная плата с учетом надбавок включает в себя:

- оплата по тарифной ставке;
- доплата за классность – 25% - 1 класс; 10% - 2 класс.
- премия – в зависимости от предприятия
- премия – 40%;
- ставка северного коэффициента – 50%;
- размер районного коэффициента – 1,30%.

Расчет заработной платы сведен в таблицу 14

Таблица 14 – Расчет заработной платы

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

Должность	Количество	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Доплата за классность, %	Ставка северного коэффициента, %	Размер районного коэффициента, %	Заработная плата с учетом надбавок, тыс.руб
Мастер участка	1 чел.	9	80	920	25	50	1,30	119,6
монтажник	2 чел.	5	50,0	662	25	50	1,30	53,8
монтажник	2 чел.	4	45,0	662		50	1,30	193,7
дефектоскопист	2 чел.		55,0	110		50	1,30	39,4
Маляр	3 чел.		46,0	440		50	1,30	131,5
ИТОГО								538

5.3. Отчисления на социальные нужды

Определяются как сумма отчислений во внебюджетные фонды по установленным законодательством нормам в процентах от фонда оплаты труда(30 %).

Списания на социальные нужды: $30\% * 538\ 000 = 161\ 400$ тыс. руб.

5.4. Сумма амортизационных отчислений

Определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части.

Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 15

Таблица 15 – Амортизационные отчисления

№ пп	Наименование	Цена за ед., руб	срок экспл., лет	Годовая норма амортизации, %	Ежемесячная сумма амортизационных отчислений, руб	Сумма амортизационных отчислений на всем сроке строительства,

					Финансовый менеджмент		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			75

						руб
1	Экскаватор	4 050 000	5	20	675 000	1350000
2	Бульдозер	6 507 000	5	20	108450	216900
3	Кран автомобильный	15400000	5	20	256667	513334
4	Кран трубоукладчик	7 000 000	5	20	116666,7	233333,4
5	Вахтовый автобус	2 310 000	5	20	38500	77000
6	Топливоза- правщик	2 240 000	5	20	37 333,3	74666,6

Сумма амортизационных отчислений за период ремонта резервуара РВС – 2000 м³ составила 2 465 234,00 рублей.

5.5. Прочие затраты

В состав прочих затрат включаются:

- налоги, сборы, отчисления в социальные внебюджетные фонды в порядке, установленном законодательством (земельный налог, экономические платежи, плата за недра и др.);
- платежи по обязательному и добровольному страхованию имущества, учитываемого в составе ОПФ;
- расходы по обслуживанию объектов жилищной и коммунальной сферы (жилой фонд, общежития, детские сады и лагеря, базы отдыха и др.);
- оплата услуг связи, банков, юридических и аудиторских фирм, сторожевой и пожарной охраны, авиационных услуг и др.;
- плата за аренду помещений (площадей) и основных производственных фондов (лизинг);
- уплата процентов за банковский кредит;
- затраты на гарантийный ремонт и обслуживание;
- командировочные расходы;
- расходы по подготовке и переподготовке кадров и др.;

Кроме перечисленных затрат в составе затрат на проведение организационно-технического мероприятия учитываются *накладные расходы*,

						Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

связанные с организацией, управлением и обслуживанием производства. Прочие затраты составляют 10% от ФОТ. Накладные затраты составляют 40% от основных.

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия по форме таблицы.

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат.

Таблица 16 – Затраты на ремонт РВС

Состав затрат	Сумма затрат, руб.	Структурная форма, %
1. Материальные затраты	1 236 422	19,9
2. Затраты на оплату труда	538 000	8,7
3. Отчисления на социальные нужды	161 400	2,5
4. Амортизационные отчисления	2 465 234	39,6
5. Прочие затраты	53 800	0,8
Итого основные расходы	4 454 856	71,5
Накладные расходы	1 781 942,4	28,5
Всего затраты на мероприятие	6 236 798,4	100

Таблица. Затраты на проведение организационно-технических мероприятий.

5.6. Оценка экономической эффективности мероприятия

Экономический эффект от проведения конкретных мероприятий определен в стоимостном выражении. Сравним затраты на антикоррозионную

защиту РВСП-2000 м³ с затратами на замену днища и первого пояса резервуара можно определить экономическую эффективность.

$$\Delta = (C_0 - C_1) = 30\,000\,000 - 10\,075\,809 = 19\,924 \text{ руб.} \quad (55)$$

где C_0 – затраты на замену днища и первого пояса резервуара РВС-20000м³, составляет порядка 30 млн. руб.;

C_1 – затраты на антикоррозионную защиту резервуара РВС - 2000м³ за 15 лет составит 10 075 809 руб.

Как показывает практика эксплуатации РВС с противокоррозионной защитой, затраты на нее окупаются в течении 4...5 лет за счет увеличения срока службы. Соответственно предприятиям выгодно своевременно защитить резервуар, чтобы потом не переплачивать за ремонт.

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

6. Социальная ответственность

6.1. Производственная безопасность

Согласно теме выпускной квалификационной работы «Методы борьбы с коррозионным разрушением резервуара типа РВС – 2000 м³» рабочее место расположено на открытом воздухе. Резервуар находится в Томской области. Климат на данной территории резко-континентальный с холодной продолжительной зимой и коротким теплым летом, поздними весенними и ранними осенними заморозками. Для указанного участка характерны резкие перепады температуры воздуха, особенно в переходные сезоны.

Резервуарный парк является объектом повышенной взрыво- и пожароопасности. Поэтому необходимо обеспечить охрану труда, промышленную безопасность, экологичность при производстве работ в резервуарном парке.

6.1.1. Анализ выявленных вредных факторов при защите резервуаров от коррозионного разрушения

Повреждения в результате контакта с насекомыми.

Профилактика клещевого энцефалита имеет особое значение в полевых условиях, особенно на территории Томской области. Основное профилактическое мероприятие - противэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу на весь год. Также при проведении маршрутов в местах распространения энцефалитных клещей необходимо плотно застегнуть противэнцефалитную одежду и 3-4 раза в день осматривать одежду и тело.

Повышенный уровень шума.

Источником шума при работе в резервуарном парке является работа насосов, вентиляционное оборудование, техника и транспорт при ремонтных работах на резервуаре.

					Методы борьбы с коррозионным разрушением резервуаров вертикальных стальных типа РВС 2000 м ³ »			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Деулина М.Ю.</i>			<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Богданова Ю.В.</i>					79	99
<i>Консульт.</i>		<i>Гуляев М.В.</i>				<i>ТПУ гр. 3 – 2Б21Т</i>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

Для того чтобы уменьшить влияние шума на работоспособность и организм человека проводят следующие основные мероприятия [46]:

- снижение уровня шума в источнике возникновения;
- звукопоглощение и звукоизоляция;
- установка глушителей шума;
- рациональное размещение оборудования;
- применение средств индивидуальной защиты (наушники, шлемы, “беруши”).

Рабочие зоны с уровнем шума выше 80 дБА должны обозначаться знаками безопасности по ГОСТ 12.4.026.

Повышенный уровень вибрации.

Источниками вибраций являются: движущийся транспорт, ручной механизированный инструмент, электрические ручные машины, которые применяются при ремонте и обслуживании резервуара.

По характеру воздействия различают общую и локальную вибрации.[46]. При общей вибрации происходит сотрясение всего организма. Общая вибрация с учетом свойств источника ее возникновения подразделяется на:

- транспортную (для транспортных рабочих, водителей и т.д.);
- транспортно - технологическую (для операторов прокатных станов, сборочных конвейеров);
- технологическую, которая возникает при работе стационарного технологического оборудования и передается на рабочие места, не имеющие источников вибрации (сюда можно отнести категорию лиц, занимающихся умственным трудом).

Для уменьшения вибрации необходимо:

1. Уменьшить уровень вибрации в её источнике.
2. Уменьшить и изменить параметры вибрации при ее распространении от источника.

Для снижения уровня вибрации в источнике возникновения, необходимо уменьшить действующие в системе переменные силы. Это удаётся достичь с помощью:

- использования статических процессов;
- оптимального выбора режима работы оборудования;
- балансировки движущихся механизмов.

Для уменьшения вибрации при ее распространении используются следующие методы:

- преобразование в тепловую энергию всех механических колебаний;
- использование виброгасящих фундаментов при установке оборудования порождающего вибрацию;
- установка виброизоляции;
- средства индивидуальной защиты.

Средствами индивидуальной защиты от вибраций являются рукавицы, перчатки, виброзащитная обувь и прокладки из пластмасс, резины. Крайне необходимой мерой для уменьшения опасного действия вибрации на организм является медицинское наблюдение, лечебно-профилактические мероприятия, и конечно, правильная организация труда и отдыха [47].

Воздушная среда.

При проведении ремонтных работ на резервуарах возможна утечка вредных веществ в рабочую зону. К таким веществам относятся метанол, природный газ, фтористые соединения, окиси углерода, кальция, магния, углекислый газ. Источником выделения вредных веществ таких как пары нефти, является преднамеренная или аварийная разгерметизация резервуара, источник выделения углекислого газа, фтористых соединений и различных окисей – проведение сварочных работ.

Работники нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности контактируют как с сырой нефтью, так и с продуктами ее переработки, а также с применяемыми реагентами: кислотами, щелочами, растворителями, катализаторами.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		81

Воздушная среда промышленных предприятий, перерабатывающих сернистую нефть, содержит разнообразные углеводороды, наиболее опасными из которых являются бензол, сероводород, сераорганические соединения, серный и сернистый ангидриды, окись углерода. Комбинированное воздействие на организм рабочего комплекса различных углеводородов и сероводорода способствует усилению токсического эффекта.

Воздействие нефтепродуктов на организм возможно путем вдыхания их паров, а также через кожу. Нефть и получаемые из нее продукты могут вызывать острые и хронические отравления, а также поражения кожных покровов. Острые отравления могут вызываться как сернистыми соединениями нефти, так и высокими концентрациями углеводородов. Длительное воздействие многосернистой нефти может вызвать хроническое отравление.

Фтористые соединения в составе сварочного аэрозоля включают в себя фтористый водород, а также четырёхфтористый кремний.

Предельно допустимая концентрация (ПДК) фтористого водорода в воздухе населенных пунктов: среднесуточная $0,005 \text{ мг/м}^3$, максимальная разовая $0,02 \text{ мг/м}^3$, в воздухе рабочей зоны производственных помещений $0,5 \text{ мг/м}^3$, что в 2 раза меньше (ПДК) хлора в воздухе. Порог восприятия запаха фтористого водорода $0,03 \text{ мг/м}^3$, порог раздражающего действия 8 мг/м^3 , при этом появляется кашель и приступы удушья. При концентрации 50 мг/м^3 возникает раздражение слизистых оболочек, слезо-слюноотечение, насморк, иногда рвота. Очень высокие концентрации в 1500 мг/м^3 приводят к спазмам дыхательных органов, и при воздействии в течение 5 минут наступает смерть [48].

Четырёхфтористый кремний (тетрафторид кремния) - неорганическое соединение кремния и фтора, бесцветный газ, легко гидролизуется водой, растворяется в органических растворителях [49]. Тетрафторид кремния относится ко 2 классу опасности, оказывает сильно раздражающее действие на организм человека. Его воздействие на человека схоже с воздействием

фтористого водорода. Максимально разовая ПДК по фтору 0,5 мг/м³, среднесуточная ПДК по фтору 0,1 мг/м³ [50].

Углекислый газ - бесцветный газ, без запаха, со слегка кисловатым вкусом. Углекислый газ нетоксичен, но по воздействию его повышенных концентраций в воздухе на живые организмы его относят к удушающим газам. Незначительные повышения концентрации до 2—4 % в помещениях приводят к развитию у людей сонливости и слабости. Опасными концентрациями считаются уровни около 7—10 %, при которых развивается удушье, проявляющее себя в головной боли, головокружении, расстройстве слуха и в потере сознания (симптомы, сходные с симптомами высотной болезни), в зависимости от концентрации, в течение времени от нескольких минут до одного часа. При вдыхании воздуха с высокими концентрациями газа смерть наступает очень быстро от удушья [51].

Недостаточное производственное освещение.

При недостаточности естественного освещения применяют искусственное или совмещенное.

Для освещения резервуарных парков следует применять прожекторы, установленные на мачтах, расположенных за пределами внешнего обвалования и оборудованных помостками и лестницами для обслуживания.

Для местного освещения следует применять аккумуляторные фонари напряжением не более 12В во взрывобезопасном исполнении, включение и выключение которых должно проводиться вне обвалования.

Согласно требованиям ПУЭ и СНиП 23-05-95 [54] минимальная освещенность на территории резервуарного парка должна быть:

- для парка в целом - не менее 5 лампочек;
- в местах измерений уровня нефти в резервуаре и управления задвижками в резервуарном парке – 10 лампочек;
- на лестницах и обслуживающих площадках – 10 лампочек;
- в местах установки контрольно-измерительных приборов (комбинированное освещение с переносными светильниками) – 30 лампочек;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		83

- на вспомогательных проездах – 0,5 лампочек;
- на главных проездах 1-3 лампочек.

Неблагоприятные метеоусловия.

Неблагоприятные метеорологические условия приводят к быстрой утомляемости, повышают заболеваемость и снижают производительность труда.

В летний период при проведении полевых работ велика вероятность получения персоналом повышенной дозы ультрафиолетового излучения, солнечного удара с последующей потерей сознания и пребывания в шоковом состоянии. При высокой температуре организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга солнечными лучами предусматривают головные уборы.

Также необходимо иметь индивидуальную фляжку с питьевой водой и полевую аптечку с необходимыми для этих случаев медикаментами.

В зимнее время температура воздуха понижается до -30 °С, при проведении работ может произойти обмораживание конечностей и открытых частей тела. Профилактика охлаждения и переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время года предусматривает следующие меры: обеспечение работников тёплой спецодеждой, сокращение продолжительности рабочей смены, прекращение работ в зависимости от погодных условий.

Работы на открытом воздухе приостанавливаются при следующих погодных условиях, указанных в таблице 17.

Таблица 17 – Погодные условия, ограничивающие работы на открытом воздухе

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25

10,0-15	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

6.1.2. Анализ выявленных опасных факторов при защите резервуаров от коррозионного разрушения

Механические опасности.

Под механическими опасностями понимаются такие воздействия на человека, которые возникают в результате случайного контакта человека с источником или частью источника опасности.

Источниками механической опасности могут быть любые устройства, машины, механизмы, установки и сооружения, а именно их передвигающиеся или не изолированные подвижные элементы [55].

При ремонтных работах на резервуарах источниками механической опасности являются:

- движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; разрушающиеся конструкции;
- повышенная загазованность воздуха рабочей зоны;
- пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенная подвижность воздуха;
- острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях инструментов и оборудования;
- недостаточная освещённость рабочей зоны;
- повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека[56].

К средствам защиты от механических опасностей можно отнести:

- ограждения источника опасности;
- звуковую или световую сигнализацию;
- предупреждающие знаки и таблички;

- использование средств индивидуальной защиты: защитные очки и маски, каски, термостойкие перчатки, противогазы и респираторы, защитная одежда.

Термические опасности.

Опасность, возникающая в условиях загорания, повышенной температуре поверхности, а так же повышенной температуре вдыхаемых веществ называется термической опасностью [57].

Источником термических опасностей при работе с резервуарами могут служить огневые работы, при которых используется открытый огонь, высокие температуры приводящие к самовоспламенению рабочего материала, а так же возможно искрообразование.

Для предотвращения возможности возникновения термических опасностей необходимо:

- применять теплоизолирующих термоустойчивых материалов;
- использование средств индивидуальной защиты;
- постоянно контролировать температуру в рабочей зоне [19].

Электробезопасность.

Молниезащита резервуарного парка.

Резервуарный парк защищается от ударов молний, электромагнитной и электростатической индукции, заноса высоких потенциалов устройствами молниезащиты, которые выполняются согласно требованиям действующих нормативно-технических документаций.

Устройства молниезащиты вводятся в эксплуатацию до момента заполнения резервуара используемой жидкостью.

В случае когда общая вместимость резервуаров в парке менее 100 тыс.м³ защита от прямых ударов молний выполняется с определенным минимальным количеством молниеотводов.

Система защиты резервуарных конструкций от статического электричества.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		86

Согласно ГОСТ Р 12.1.018 выполняются требования по электростатической искробезопасности и применяются средства защиты от статического электричества согласно ГОСТ 12.4.124, требования и мероприятия согласно «Правил защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности»[58].

Электростатическая искробезопасность резервуаров обеспечивается при помощи:

- заземления всех электропроводных узлов и деталей резервуара;
- исключения процесса распыления и разбрызгивания нефтепродукта;
- ограничения скорости истечения нефтепродукта при процессе заполнения резервуара и размыве донных осадков допустимыми значениями.

Все заземляющие устройства для защиты от статического электричества объединяются с заземляющими устройствами для молниезащиты или электрооборудования.

Для защиты от статического электричества допускается величина сопротивления заземляющего устройства не более 100 Ом.

Также заземлению подлежат оборудование и технологические трубопроводы, которые располагаются на резервуарах и в резервуарном парке, и представляют собой на всем протяжении непрерывную электрическую цепь, присоединенную к контуру заземления не меньше чем в двух местах.

При отборе проб из резервуара и измерении уровня, во избежание опасности возникновения искровых разрядов, приборы заземляются и операции проводятся только после двух часового отстоя резервуара.

Взрывоопасность и пожароопасность.

Источниками являются: статическое электричество, атмосферное электричество.

При перекачке нефти образуются и накапливаются электрические заряды. Это может быть причиной разряда статического электричества, что может привести к взрывам и пожарам.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		87

Электризация нефти обуславливается высоким электрическим сопротивлением (диэлектрическими свойствами). Заряды статического электричества возникают при трении частиц нефти между собой, также о стенки емкостей и трубопроводов, о воздух, величина которых составляет несколько десятков киловольт. Воспламенение нефти может произойти при разряде с энергией от 4 до 8 кВт.

Разряды атмосферного электричества имеют силу тока до 250 кА и температуру от 30000 °С и способны вызвать взрывы, загорания и разрушения наземных объектов.

Вторичные проявления молнии - электростатическая и электромагнитная индукция. Первая может быть причиной взрыва или взрывоопасной концентрации, так как на заземленных предметах находится электростатические заряды, которые вызывают искрение между оборудованием и металлическими элементами емкости.

По данным статистических источников из-за переливов резервуаров произошло 15 % всех пожаров в резервуарных парках. Как правило, сценарий аварийной ситуации следующий: нефть разливается в пределах обвалования резервуара, безветренная погода способствует повышению концентрации паров нефти в воздухе и при появлении источника огня происходит вспышка с последующим пожаром разлива.

Серьезную опасность представляют взрывы в газовом пространстве резервуаров, приводящие к возникновению пожара внутри резервуара или его разрушению.

Согласно ГОСТ 12.1.004 предотвращение взрывов и пожаров в резервуарном парке обеспечивается за счет:

- предотвращения растекания и разлива используемой жидкости;
- предотвращение возникновения на территории резервуарного парка горючей паровоздушной среды и принятие мер для недопустимости возникновения источников зажигания для этой среды;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		88

- наличия противоаварийной защиты, которая способна предотвратить аварийный выход нефти;

- обучения персонала по предупреждению, локализации и ликвидации аварийных ситуаций.

Нормативные документы используемые на нефтеперекачивающих предприятиях для предотвращения пожаров:

Для ликвидации пожара на резервуары монтируются системы водяного охлаждения и пенного пожаротушения в соответствии с СНиП 2.11.03[24].

Все оборудование входящее в систему пожаротушения должно быть всегда исправным и готовым к работе в случае возникновения экстремальной ситуации.

Территория резервуарного парка должна быть обеспечена знаками пожарной безопасности для обозначения места нахождения пожарного оборудования, колодцев, гидратов, а также есть знаки обозначающие запрет на действия, которые нарушают пожарную безопасность.

6.2. Экологическая безопасность

Загрязнение атмосферного воздуха.

Основным источником загрязнения атмосферы в резервуарных парках являются углеводороды, которые выходят из-за испарения нефти в емкости.

Источники загрязнений атмосферу на НПС и ЛПДС:

- «большие» и «малые» дыхания резервуаров;
- неплотности в оборудовании;
- оборудование теплоснабжения;
- транспорт.

Загрязняющий вещества, поступающие в слои атмосферы:

- все виды топлива;
- пары нефти и нефтепродуктов;
- углеводородный газ.

Существуют нормы предельно допустимых выбросов в атмосферу.

Основными документами по разработке этих норм являются:

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		89

- ✓ Закон РФ «Об охране окружающей природной среды»;
- ✓ ГОСТ 17.2.3.02. «Нормами естественной убыли нефти при приеме, отпуске и хранении»;
- ✓ «Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий» ОНД-86;
- ✓ «Рекомендациями по оформлению и содержанию проекта нормативов предельно допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для предприятия».

Контроль за соблюдением этих норм обеспечивается либо силами самого предприятия, либо специализированными организациями.

Для сокращения уровня загрязнений атмосферы выбросами паров нефти осуществляют специальные мероприятия по снижению потерь нефти из резервуаров, а также данным проектом мероприятий предусматриваются следующие способы:

- использование герметичного оборудования;
- утилизация УВГ;
- применение очистных сооружений;
- лабораторный контроль за соблюдением норм предельно допустимых выбросов.

Повреждение почвенно - растительного покрова.

Источники загрязнений почвы на нефтеперекачивающих станциях



Для того чтобы предотвратить загрязнения земляного покрова при отборе проб нефти из емкости, разливах или ремонте устраиваются дренажи в заглубленные резервуарные конструкции.

Постоянный надзор осуществляется за герметичностью сальниковых и фланцевых соединений, люков, технологического оборудования и др.

Перелив из резервуара следует предотвращать при помощи предохранительных устройств, которые автоматически предотвращают подачу нефти в емкость.

Загрязнение водных объектов.

Сточные воды станций перед сбросом их в водотоки и водоемы очищаются от загрязняющих веществ. Степень очистки сбрасываемой воды определяется согласно необходимых нормативных документов и с учетом расположения сброса сточных вод.

Предельно допустимое значение сброса загрязняющих веществ установлено в «Инструкции о порядке согласования и выдачи разрешений на спецводопользование» НВН 33.5.1.02.

6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие, широко распространённую инфекционную болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, а также применение современных средств поражения, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация (ГОСТ Р 22.0.02 - 94).

Чрезвычайные ситуации могут возникнуть в процессе эксплуатации резервуаров по различным причинам:

- по причине техногенного характера;
- попадание в резервуар молнии;
- лесные пожары.

Аварии в резервуарном парке могут привести к возникновению

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						91
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

чрезвычайных ситуаций. Основными причинами возникновения аварий являются: коррозионные разрушения, малые и большие дыхания, перепады температур, вакуум, неверное техническое обслуживание, отказ приборов контроля и сигнализирования, факторы внешнего воздействия (молнии, ураганы и прочее).

Одними из примеров чрезвычайных ситуаций может служить прямое попадание молнии в резервуар с нефтью. Такое происшествие имеет разрушительный характер и весьма опасно. Для предупреждения попадания молний в резервуар с нефтью необходимо устанавливать молниеотводы, корпус резервуара должен быть заземлён. По периметру резервуара необходимо устанавливать заземлители через каждые 50 м по периметру. Также, заземляют все коммуникации, находящиеся на объекте.

Для защиты резервуарных парков от лесных пожаров необходимо выкорчёвывать деревья и кусты на 25 м от территории резервуарного парка.

При переливе нефтепродукта из резервуара ответственному смены следует остановить заполнение резервуара, вызвать пожарную охрану, известить своего или вышестоящего руководителя, соблюдая меры безопасности, приступить к ликвидации аварии.

При вакуумном смятии (деформации резервуара) ответственному смены необходимо остановить откачку нефтепродукта из этого резервуара, сообщить о случившемся своему непосредственному или вышестоящему руководителю и действовать согласно плану ликвидации аварий.

При появлении трещин в сварных швах или корпусе резервуар необходимо освободить от нефтепродукта полностью или частично в зависимости от способа его предстоящего ремонта.

В случае возгорания и взрывов на территории резервуарного парка старшему по смене необходимо остановить все виды перекачки, вызвать пожарную охрану, при необходимости, скорую медицинскую помощь, известить своего или вышестоящего руководителя, действовать согласно плану ликвидации аварий. [Инструкция по охране труда для работников, занятых

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		92

эксплуатацией резервуарного парка].

Руководство организации, согласно законодательства о труде, обозначает порядок работ по обслуживанию резервуаров и резервуарных парков при недопустимых значениях температуры окружающей среды, скорости ветра в зависимости от места расположения предприятия, т.е. по климатическим условиям.

Работы на высоте при экстремальных условиях разрешаются только при выполнении необходимых дополнительных мер безопасности.

Запрещается во время грозы нахождение вблизи резервуаров и молниеотводов, не менее 4 м от конструкций.

Для каждого НПС, ЛПДС составляется план ликвидаций возможных аварий. В плане должны быть прописаны обязанности и действия ответственных должностных лиц и обслуживающего персонала станции, которые позволяют принять быстрые решения по ликвидации аварии.

6.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

ГОСТ 12.3.003-86 «Работы электросварочные. Требования безопасности»;
ПОТ Р М 020-2001 «Межотраслевые правила по охране труда при электро- и газосварочных работах»;

ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности»;

ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы».

ПОТ Р О -112-001-95 «Правила по охране труда при эксплуатации нефтебаз и автозаправочных станций»;

Правила технической эксплуатации резервуаров ОАО «НК «Роснефть» 28.01.2004г;

РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах».

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		93

Заключение

Рассмотрена законодательная база Российской Федерации, действующая в области эксплуатации, защиты от коррозии резервуаров и резервуарных парков.

На основе литературного материала проанализированы способы защиты от коррозии резервуаров типа РВС – 2000 м³.

Произведен расчет резервуара на прочность и устойчивость, протекторной защиты резервуаров.

Описаны преимущества и недостатки существующих наиболее распространенных способов защиты от коррозии резервуаров.

Предложенный комбинированный метод защиты от коррозии - перспективный метод повышения эксплуатационных свойств резервуаров.

Список литературы

8. Жук Н.П. Курс теории коррозии и защиты металлов: Учебн. пособие для вузов. – Стереотипное издание. Перепечатка с издания 1976г. – М.: Альянс, 2014. – 472с.;

9. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды: Учебник для вузов. – Стереотипное издание. Перепечатка со второго издания 1979г. – М.: Альянс, 2014. – 320с.;

10. Ишмурзин А.А. Нефтегазопромысловое оборудование: учебник. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2008. – 565 с.;

11. А.А. Коршак. Нефтебазы и автозаправочные станции: учеб. пособие /– Ростов н/Д : Феникс, 2015. – 494 с.;

12. Хижняков В.И. Противокоррозионная защита объектов трубопроводного транспорта нефти и газа: учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2005. – 188с.;

13. Ю.Д. Земенков. учебное пособие для студентов нефтегазового профиля «Хранение нефти и нефтепродуктов». 2001г. 543 стр.

14. Антонова Е. О., Крылов Г. В., Прохоров А. Д., Степанов О. А «Основы нефтегазового дела»: Учеб. для вузов. — М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. - 307 с (5 мая 2016г);

15. Н.П. Жук. Курс коррозии и защиты металлов. Москва, «Металлургия», 1968 г.

Нормативная литература

16. ГОСТ 31385-2008 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия М., 2007 – 51с;

17. ГОСТ 1510-84. Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение. М., Стандартиформ, 2006 – 34с;

					Методы борьбы с коррозионным разрушением резервуаров вертикальных стальных типа РВС 2000 м ³			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Деулина М.Ю.			Список литературы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Богданова Ю.В.					95	99
<i>Консульт.</i>		Брусник О.В.				ТПУ гр. з – 2Б21Т		
<i>Зав. Каф.</i>		Рудаченко А.В.						

1. ГОСТ 9.401-91 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрyтия лакокрасочные. Общие требования и методы ускоренных испытаний на стойкость к воздействию климатических факторов;
2. ГОСТ 5272-68 Коррозия металлов. Термины;
3. ГОСТ 8.570-2000*. ГСИ. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методики поверки. Разр. Государственным научным метрологическим центром - Всероссийским научно-исследовательским институтом расходомерии (ГНМЦ-ВНИИР) Госстандарта России Минск, 2002. – 65с.;
4. ГОСТ 53324-2009 ОГРАЖДЕНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ
5. ГОСТ 12.1.003 – 83* ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. СССР, 1983 – 20 с.;
6. ГОСТ 12.1.012 – 90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. М., Стандартинформ, 2006 – 31с.;
7. ПБ 03-605-03 Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов, М. 2003 – 34 с.;
8. РД 16.01-60.30-КТН-026-1-04 Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для нефти объёмом 1000-50000м³;
9. РД 153-39.4-078-01 Правила технической эксплуатации резервуаров, магистральных нефтепроводов и нефтебаз. –М.: Минэнерго РФ, 2001. – 173с.;
10. РД 153-112-017-97. Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров;
11. РД-05.00-45.21.30-КТН-005-1-05 «Правила антикоррозионной защиты резервуаров»;
12. ОАО «НК «Роснефть» 28.01.2004 г.
введено приказом № 9 от 28.01.2004 г. ПРАВИЛА ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

1. ТОИ Р-112-12-95 ТИПОВАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО ОХРАНЕ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕПРОДУКТООБЕСПЕЧЕНИЯ 54 с.;
2. СНиП 2.11.03-93. Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы;
3. СНиП 2.03.11-85 «Строительные нормы и правила. Защита строительных конструкций от коррозии»;
4. СНиП II-23-81* Нормы проектирования. Стальные конструкции;
5. РМГ 116— 2011 Государственная система обеспечения единства измерений РЕЗЕРВУАРЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ И НЕФТЕБАЗ

Электронный ресурс

6. http://www.intech-gmbh.ru/oil_and_oil_products_storage_tanks.php Дата обращения 6 мая 2016г.
7. Горная энциклопедия [Электронный ресурс]. – Режим доступа к сайту: <http://www.mining – enc.ru>
8. <http://www.gazovik-neft.ru/directory/article/tank-story.html> Дата обращения 6 мая 2016г
9. <http://neftepererabotka-info.ru/stalnye-rezervuary.php>
Дата обращения 6 мая 2016г
10. http://gost.stroysss.ru/gost/19360_9.908-85.html Дата обращения 6 мая 2016г
(это ГОСТ 9.908-85)
11. <http://vzrto.com/catalog/rezervuary-vertikalnye-stalnye/>
Дата обращения 7 мая 2016г
12. http://www.kolorit-ind.ru/stati/tanks_kor/ Дата обращения 9 мая 2016г
13. <http://chem21.info/page/248043223157164211204069067242190222147007250081/> Дата обращения 9 мая 2016г
14. <http://altsi.ru/publ/corrosion-protection.htm> Дата обращения 11.05.2016г;

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		97

18. <http://neftepererabotka-info.ru/zaschita-reservuarov-ot-korrozii.php> Дата обращения 11.05.2016г;
19. <http://www.rusnanonet.ru/articles/76172/> Дата обращения 14 мая 2016г;
20. <http://www.myshared.ru/slide/662641/> Дата обращения 16 мая 2016г;
21. http://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=398&p=1 Дата обращения 5 мая 2016г
22. ГОСТ Р 52910-2008. РЕЗЕРВУАРЫ ВЕРТИКАЛЬНЫЕ ЦИЛИНДРИЧЕСКИЕ СТАЛЬНЫЕ ДЛЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ
23. СНиП 2.01.07 – 85 Нагрузки и воздействия
24. Проектирование и расчет стальных цилиндрических резервуаров и газгольдеров низкого давления /Г.А.Нехаев – Издательство АСВ, 2005. – 213с.
25. ГОСТ 5520-79 Прокат листовой из углеродистой, низколегированной и легированной стали для котлов и сосудов, работающих под давлением. Технические условия
26. Гост 19903 – 74 прокат листовой горячекатаный. Сортамент
27. Роздин И. А. Безопасность производства и труда на предприятиях / И.А. Роздин, Е.А. Хабарова, О.Н. Вареник. – М.: Химия, КолосС, 2005. – 254 с.
28. Производственная вибрация , вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы 2.2.4/2.1.8.566-96. Минздрав России. Москва 1997.
29. 26. Фтористый водород.[Электронный ресурс]: <http://umc.kirov.ru>. Режим доступа – общий
30. Тетрафторид кремния. [Электронный ресурс]: <https://ru.wikipedia.org>. Режим доступа – общий.
31. Кремний.[Электронный ресурс]: <http://toxi.dyndns.org>. Режим доступа – общий.
32. Диоксид углерода. [Электронный ресурс]: <https://ru.wikipedia.org>. Режим доступа – общий.

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		98

1. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
2. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы. Минздрав России, 1998
3. СНиП 23-05-95
4. Русак О.Н., Малаян К.Р., Занько Н.Г. Безопасность жизнедеятельности – Спб.: Изд-во «Лань», 2001.
5. ИОТП-058-2014
6. ГОСТ Р 52423-2005
7. ГОСТ 12.4.124-83. Средства защиты от статического электричества.

					<i>Список литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		99