

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
«Анализ причин возникновения дефектов при эксплуатации резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000м ² »

УДК 621.642.3:620.193.001.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Б	Букин Н.А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Богданов А.Л.	к.т.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т.С.	к.х.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭБЖ	Алексеев Н. А.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>
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
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>	
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>	
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>	
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий
<i>в области проектной деятельности</i>	
P11	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

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

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

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2Б	Букин Николай Александрович

Тема работы:

«Математическое моделирование гильотинного разрыва трубопровода под водой»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

30.04.2016, N 3076/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

25.05.2016

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.).

1) Резервуар вертикальный стальной типа РВС 20000м³;

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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>	1)Анализ причин возникновения дефектов в резервуаре; 2)Методы их устранения.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Глызина Т.С., старший преподаватель кафедры ЭПР
Социальная ответственность	Алексеев Н.А., старший преподаватель кафедры ЭБЖ

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	14.12.2015 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Богданов А.Л.	к.т.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Б	Букин Николай Александрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
252Б	Букин Николай Александрович

Институт	ИПР	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
Перечень графического материала	
1. Оценка конкурентоспособности технических решений 2. Матрица SWOT 3. График проведения и бюджет НТИ 4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т.С.	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
252Б	Букин Н.А		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2Б	Букин Николай Александрович

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	<i>1. Выявление факторов рабочей зоны, характеризующих процесс взаимодействия трудящихся с окружающей, производственной средой:</i> - вредных проявлений (вредные вещества, шумы); - опасных проявлений (механической природы, термического характера, пожарной и взрывной природы).
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке	<i>1. Характеристика факторов изучаемой производственной среды, описывающих процесс взаимодействия человека с окружающей производственной средой в следующей последовательности:</i> – физико – химическая природа фактора, его связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека ; – рекомендуемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <i>2. Анализ опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности:</i> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). <i>3. Охрана окружающей среды:</i> - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); <i>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</i> - перечень возможных ЧС на объекте; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
Перечень расчетного и графического материала	<i>Расчет предполагаемого ущерба окружающей среде при потере нефти от «больших дыханий» на примере РВС-20000.</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	14.12.2015 г.
---	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭБЖ	Алексеев Н. А.	—		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Б	Букин Николай Александрович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит с., рис., табл., источников, приложений.

Объект исследования: Резервуар вертикальный стальной объемом 20000м³. Местонахождение: Иркутская область, г. Ангарск, АО «АНХК», ТСП, цех №2, парк 12/2, резервуар №711.

Ключевые слова: резервуар, анализ, причины, дефекты, технологическое оборудование, металлоконструкции, устранение.

Цель работы – проанализировать причины возникновения дефектов и методы их устранения резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000м³.

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы были проведены следующие расчеты: 1) определение геометрических параметров резервуара 2)определение толщины всех поясов стенках резервуара 3)расчет стенки на устойчивость 4)расчет сопряжения стенки с днищем.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: выявление дефектных мест, технология и организация выполнения ремонтных работ, подготовительные работы, монтаж резервуара, сварочно-монтажные работы резервуара, эксплуатационные работы

Экономическая эффективность при реконструкции резервуара составляют 3639000 руб.

Прогнозируемые предположения о развитии объекта исследования: резервуар №711 введен в эксплуатацию в 1972 году (44 года назад) и требует значительных затрат на поддержание его работоспособности. По проектной документации организации строительства 125/7700/335-710,711,712-ПОС в 2017 году предстоит техническое перевооружение резервуара.

					Анализ причин возникновения дефектов при эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС 20000м ³		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Букин Н.А.				Реферат	Лит.	Лист
Руковод.	Богданов А.Л.						7
Консульт.	Брусник О.В.					ТПУ гр. 2Б2Б	
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.						

Abstract

Final qualifying work contains a., Fig., Tab., Sources, applications.

The object of study: vertical steel tank volume 20000m³. Location: Irkutsk region, Angarsk, JSC "Angarsk petrochemical company", TSP, shop №2, 12/2 Park, the tank # 711.

Keywords: reservoir, analysis, reason, defects, process equipment, steel structures, elimination.

The purpose of work - to analyze the causes of defects and remedies vertical steel tanks type VST 20000m³.

During execution of final qualifying work following calculations were made:
1) determining the geometric parameters of the reservoir 2) determining the thickness of the walls of the reservoir zones 3) the calculation of the stability of the wall 4) Calculation of mating with the bottom wall.

The basic constructive, technological and technical and operational characteristics: the identification of defects, the technology and organization of repair work, the preparatory work, the tank assembly, welding and assembly works of the tank, maintenance work

Economic efficiency at the reservoir reconstruction constitute 3,639,000 rubles.

Projected assumptions about the development of the object of study: the tank №711 put into operation in 1972 (44 years ago) and is costly to maintain its efficiency. According to the project documentation construction organization 125/7700 / 335-710,711,712 PIC-2017 to be a technical re-equipment of the tank.

					Анализ причин возникновения дефектов при эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС 20000м ³		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Букин Н.А.				Abstract	Лит.	Лист
Руковод.	Богданов А.Л.						8
Консульт.	Брусник О.В.					ТПУ гр. 2Б2Б	
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.						

Оглавление

Реферат	7
Abstract	8
Сокращения	11
Введение.....	12
Обзор литературы	14
1. Общая часть	14
1.1 Объект исследования	14
1.2 Краткая физико-географическая характеристика района рассматриваемого объекта	15
1.3 Климатическая характеристика района рассматриваемого объекта	15
1.4 Экономическая характеристика района рассматриваемого объекта.....	16
2. Общие представления о резервуарах	18
2.1 Полный цикл монтажа резервуаров типа РВС	18
2.2 Резервуарные парки. Виды резервуаров	20
2.3 Оборудование резервуаров и их предназначение	23
3. Классификация дефектов	26
3.1 Эксплуатационные повреждения.....	27
3.2 Коррозионные повреждения	27
3.2.1 Коррозионные повреждения металлоконструкций резервуара	29
3.2.2 Коррозия арматуры в бетоне.....	30
3.2.3 Подземная коррозия.....	30
3.2.4 Атмосферная коррозия	31
3.3 Дефекты трещин.....	32
3.4 Нарушение геометрической формы резервуара.....	32
3.4.1 Потеря устойчивости резервуара.....	33
4. Анализ возникновения дефектов	34
4.1 Анализ причин возникновения осадок основания	35
4.2 Анализ причин появления дефектов сварных соединений	36
4.3 Анализ причин возникновения трещин	39
5. Технологическая часть. Ремонт резервуара типа РВС 20000	40
5.1 Подготовка РВС к ремонту	42
5.2 Зачистка резервуара	42
5.2.1 Техника пожарной безопасности при зачистке резервуара	44
5.3 Удаление дефектов с применением сварочных работ	45
5.3.1 Удаление дефектов основного металла.....	47
5.4 Выбор режима сварки	47

5.5 Ремонт элементов конструкций резервуара	48
5.5.1 Ремонт первого пояса стенки РВС	48
5.5.2 Устранение неравномерной осадки.....	49
5.5.3 Ремонт днища резервуара.....	50
5.5.3.1 Устранение хлопунгов.....	51
5.5.4 Устранение дефектов сварного шва	52
5.5.4.1 Устранение трещины сварных соединений и основного металла окрайки.	52
5.5.4.2 Устранение непроваров, кратеров и внутренних газовых пор	53
5.5.4.3 Устранение подрезов, задиров.	54
5.5.5 Ремонт кровли	55
5.5.6 Ремонт обвалования.....	56
6. Расчет строительных конструкций вертикального стального резервуара объемом 20000м ³	58
Задание	58
6.1 Определение геометрических параметров резервуара	58
6.2 Определение толщины стенки резервуара.....	60
6.3 Расчет стенки резервуара на устойчивость.....	64
6.4 Расчет сопряжения стенки резервуара с днищем.....	72
7. Социальная ответственность.....	79
7.1 Производственная безопасность.....	80
7.2 Микроклимат	81
7.3 Освещенность	83
7.4 Шум	84
7.5 Экологическая безопасность.....	85
7.6 Защита в чрезвычайных ситуациях	87
7.7 Пожарная безопасность	90
7.8 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	91
7.9 Расчет потерь нефти от «больших дыханий» на примере РВС-20000	91
8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	96
8.1 Оценка готовности проекта к коммерциализации	97
8.2 Календарный план проекта	99
8.3 SWOT-анализ.....	100
8.4 Расчет суммы затрат на капитальный ремонт	102
Заключение	112
Список использованной литературы.....	113

Сокращения

РВС – резервуар вертикальный стальной

РВСП – резервуар вертикальный стальной с понтоном

РВСПК – резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей

ТСП – транспортно-сырьевое производство

АНХК – Ангарская нефтехимическая компания

АО – акционерное общество

ОАО – открытое акционерное общество

НК – нефтяная компания

РНУ – районное нефтепроводное управление

СИЗ – средства индивидуальной защиты

НУ – нефтепроводное управление

ТБ – техника безопасности

ПБ – пожарная безопасность

НПС – нефтеперекачивающая станция

ПТЭ – правила технической эксплуатации

ТОР – техническое обслуживание и ремонт

					Анализ причин возникновения дефектов при эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС 20000м ³		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Букин Н.А.				Сокращения	Лит.	Лист
Руковод.	Богданов А.Л.						11
Консульт.	Брусник О.В.					ТПУ гр. 2Б2Б	
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.						

Введение

Резервуар вертикальный стальной (РВС) является основным сооружением по приему, хранению, учету и отпуску нефтепродуктов. Увеличение добычи и переработки требует расширения резервуарных парков путем создания новых и поддержания работоспособности резервуаров, находящихся в эксплуатации. Резервуары в процессе эксплуатации, подвергаются воздействию многих факторов, которые отрицательно сказываются на состоянии и его работоспособности. При несоблюдении норм безопасности и требуемых регламентов проверки могут произойти катастрофические последствия, наносящие значительный вред окружающей среде, персоналу и соседним сооружениям. Из-за больших размеров и высокой вероятностью возникновения взрывов и пожаров, резервуары являются особо опасными объектами. Надежность нефтепроводной системы напрямую связано с надежностью резервуара, что не может обходиться без контроля состояния, выявления, анализа и устранения различных видов дефектов.

Объект исследования: Резервуар вертикальный стальной объемом 20000м³.

Предметом данной работы являются дефекты, виды дефектов, и непосредственно причины их возникновения и методы их устранения. Основные причины возникновения: дефекты, появившиеся в процессе монтажа и эксплуатации. Так же существуют и другие причины: металлургические, заводские и дефекты, образованные в процессе транспортировки частей резервуара к месту назначения. На эксплуатационную надежность резервуара

					Анализ причин возникновения дефектов при эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС 20000м ³		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Букин Н.А.				Введение	Лит.	Лист
Руковод.	Богданов А.П.						12
Консульт.	Брусник О.В.					ТПУ гр. 2Б2Б	
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.						

влияют дефекты сварных швов, дефекты геометрии резервуара, основного металла и дефекты приварных элементов на различных конструкциях резервуара (на кровле, стенке, днище и фундаменте).

Целью работы является рассмотрение, изучение и анализирование причин возникновения дефектов. В каких частях резервуара, при каких обстоятельствах наиболее часто встречаются те или иные дефекты. Найти методы их устранения, а так же выяснить, какие работы нужно проводить для их дальнейшего предотвращения.

Обзор литературы

1. Общая часть

1.1 Объект исследования

Объектом исследования является резервуар вертикальный стальной объемом 20000м³, расположенный в Иркутской области, г. Ангарск, ТСП, цех №2, парк 12/2 резервуар №711 введенный в эксплуатацию в 1972 году (в данном парке так же располагаются резервуары вертикальные стальные объемом 20000м³ под номерами №710 год ввода в эксплуатацию в 1978 году; №712 в 1972 году) (Приложение А). В 2017 году будет проходить полное техническое перевооружение резервуаров №710,711,712 в соответствии с предписанием федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору №163-рп/П от 30,09,2011 г (п. 195) и предписанием ГУ МЧС России по Иркутской области № 30 от 17,09,2004 и включает в себя:

- вынос быстродействующей запорной арматуры с дистанционным управлением за обвалование парка;
- вынос из обвалования резервуаров участков технологических трубопроводов DN 600 и DN 300;
- монтаж площадок обслуживания и навесов для каждой запорной арматуры;
- замена дефектных участков днища, кровли, поясов стенки резервуара;
- оборудование резервуаров стационарными установками орошения водой при пожаре.

					Анализ причин возникновения дефектов при эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС 20000м ³			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Букин Н.А.				Общая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Богданов А.Л.						14	
Консульт.	Брусник О.В.					ТПУ гр. 2Б2Б		
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.							

1.2 Краткая физико-географическая характеристика района рассматриваемого объекта

Город Ангарск располагается в южной части Иркутской области на расстоянии 50 км от областного центра города Иркутска. Численность населения на 2016 год составляет 227 тысяч человек. Город находится на территории южного Приангарья, с юго-запада располагаются Восточные саяны (отметки абсолютных высот 2000-2600), с юга – озеро Байкал на расстоянии 120 км до ближайшей точки. Наиболее точное месторасположение – территория между реками Китой и Ангара.

Ангарск находится на высоте 425 м над уровнем моря и имеет пологий рельеф, присущий для Иркутско-Черемховской долины. Некоторая часть города находится на возвышенности правом берегу Ангары.

1.3 Климатическая характеристика района рассматриваемого объекта

Ангарск находится в поясе умеренных широт, климат относится к умеренному или резко континентальному. Длинная зима и жаркое лето характерны для данной местности. Зима начинается в октябре, и продолжительность ее составляет более пяти месяцев. По данным метеорологических служб, температура выше нуля градусов Цельсия сохраняется в среднем 100 дней.

- Средне январская температура составляет -23°C (минимально фиксированная -51°C).
- Средне июльская температура $+19^{\circ}\text{C}$ (максимально фиксированная $+41^{\circ}\text{C}$).
- Средне годовая температура $-1,4^{\circ}\text{C}$.

					Общая часть	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Среднее количество осадков – 475 мм. В период с мая по сентябрь выпадает 65% годовых осадков.

Нормативная глубина промерзания:

- Суглинистые грунты – 1,9м.
- Песчаные грунты – 2,4м.
- Супеси, пески мелкие – 2,3м.
- Крупнообломочные грунты – 2,7м .

Средне месячная и годовая скорость ветра:

- Среднегодовая 1,7м/с
- В зимней период 1,2 м/с
- В весенний период 2,1 м/с
- В летний период 1,8 м/с
- В осенний период 1,6 м/с
- Максимально фиксированная 24 м/с

1.4 Экономическая характеристика района рассматриваемого объекта

Ангарск является ведущим промышленным и деловым центром Иркутской области. Доля производства промышленной продукции по Восточной Сибири составляет 10%. Ангарск является городом нефтехимиков и АНХК входит в десятку лучших нефтеперерабатывающих предприятий России. Так же АНХК входит состав ОАО «НК «РОСНЕФТЬ» которая считается одной из крупнейших корпораций в мире нефтегазовой промышленности.

					Общая часть	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На базе АЭХК работает Международный центр по обогащению урана, так же в недавнее время была построена станция дозирования гипохлорита натрия и ультрафиолетового обеззараживания воды. Построен завод по изготовлению автоклавного газобетона и запущено производство полиэтиленовых труб для систем водо- и газоснабжения.

					Общая часть	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Общие представления о резервуарах

2.1 Полный цикл монтажа резервуаров типа РВС

Подготовка к монтажу начинается с котлована. Сваи забиваются под всем днищем в виде сплошного свайного поля. Верхняя часть фундамента выполняется в виде сплошного железобетонного покрытия. Сверху на фундамент накладывается и уплотняется гидрофобный слой. Доставка резервуара осуществляется автотранспортом. Сварка элементов днища и стенки производится в заводских условиях, далее они в виде рулонных заготовок доставляются на площадку строительства, где производится разворачивание рулонов их соединения и монтаж кровли. Днище резервуара полностью сваривают на заводе и сворачивают в рулон, который перекачивают на основание. Проводят разметку фундамента по которой укладывают окрайки и сваривают между собой. На втором этапе рулон располагают на днище и производят разворачивание трактором или лебедкой. Перед монтажом стенки к днищу резервуара по периметру приваривают ограничительные уголки и устанавливают рулон в вертикальное положение краном. Развертывание рулона производят трактором с помощью каната[1]. По мере развертывания, полотнища приваривают к днищу резервуара. Крыша типа коническая оболочка поставляется заводом в виде полотна, намотанного на рулон. Аналогично днищу и стенке. Полотно представляет собой круг с вырезанным сектором и при поднятии краном за центр принимает форму конуса, стык проваривается и крыша устанавливается на опорный уголок. Сферические оболочки состоят из сваренных на заводе лепестков двоякой кривизны. Каркасные крыши рекомендуются для РВС диаметром от 10 до 25 м, а сферические диаметром 25 и более метров. В центре резервуара на днище устанавливается вертикальная стойка с центральным кольцом и монтажным патрубком для установки

					Анализ причин возникновения дефектов при эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС 20000м ³				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Букин Н.А.			Общие представления о резервуарах	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Богданов А.Л.					18		
Консульт.		Брусник О.В.				ТПУ гр. 2Б2Б			
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.							

оборудования. Между стенкой резервуара и центральным кольцом монтируются несущие элементы. Для сферических крыш радиальные балки выполняют вальцованными. На них укладываются полотнища настила. Полотнища свариваются между собой радиальными швами и привариваются по периметру к стенке. В щитовом исполнении крыша резервуара состоит из отдельных щитов. Каждый щит представляет собой каркас покрытый листовой сталью. В состав щитовой крыши входит один щит начальный, промежуточные щиты и один щит замыкающий. Щиты монтируются последовательно. Перед установкой замыкающего щита из резервуара извлекают леса и шахтную лестницу. Внутри каркаса смонтированы лестничные пролеты, перила и площадки. Другой тип лестниц - винтовые. Не требуют устройства отдельного фундамента и доставляются в виде отдельных маршей и площадок. Монтируются непосредственно на стенку резервуара. Далее приступают к установке ограждений и кольцевой площадки для обслуживания оборудования. Для обслуживания системы пожаротушения в верхней части резервуара на стенке монтируются площадки и ограждения с выходом на кольцевую площадку на крыше[14]. Резервуарные парки или отдельно стоящие резервуары для товарной нефти или нефтепродуктов, должны быть защищены от прямых ударов молний путем оборудования резервуаров молниеприемниками. В крыше и стенке резервуара вырезаются отверстия, накладываются усилительные пластины и ввариваются монтажные патрубки для установки оборудования и других. После сборки резервуара проводятся гидро испытания, резервуар наполняется водой до проектной отметки и через 24 часа проверяется на наличие признаков нарушения герметичности. По завершению испытания производится слив воды и очистка резервуара. Внутреннюю и наружную поверхность резервуара подвергают пескоструйной обработке, обеспыливают, обезжиривают, грунтуют и наносят защитное покрытие в соответствии с видом продукта. Понтон собирается из каркаса, цилиндрических поплавков, настила и уплотнительного кольца. После установки понтона необходимо провести повторный цикл гидроиспытаний. Для выхода на настил понтона в третьем

					Общие представления о резервуарах	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

поясе резервуара врезается люк и устанавливается площадка с лестницей для доступа. Резервуары для хранения воды нуждаются в дополнительной теплоизоляции и обогреве. Трубчатые подогреватели представляют собой систему сварных труб уложенных на днище резервуара или закрепленных в первом поясе. Теплоноситель проходящий по системе труб отдает свое тепло нефтепродукту не соприкасаясь с ним. На стенку и крышу резервуара с помощью кронштейнов крепят базальтовые минеральные плиты в шахматном порядке и обшивают профилированным листом. Внешняя система орошения РВС предназначена для охлаждения как горящего резервуара, так и соседних резервуаров находящихся с ним в группе[1]. Стационарная система охлаждения резервуара состоит из горизонтального секционного кольца орошения, оросительного трубопровода с устройствами для распыления воды размещаемого в верхнем поясе стенки резервуара, сухих стояков и горизонтальных трубопроводов, соединяющих секционное кольцо орошения с сетью противопожарного водопровода. На завершающем этапе с помощью болтовых соединений производят установку оборудования на монтажные патрубки. Резервуар готов к вводу в эксплуатацию.

2.2 Резервуарные парки. Виды резервуаров

Резервуарные парки для хранения нефти и нефтепродуктов представляют собой сложные инженерно-технические сооружения и состоят из резервуаров, как правило, объединенных в группы, систем трубопроводов и других сооружений. От конструкции и размера резервуара зависит обстановка пожара и соответственно технология и средство тушения. Не внимание к конструкции приводит к тому, что на резервуарах всех конструкций и размеров происходит один и тот же плановый пожар – горение по всей площади. На НПЗ располагают четыре типа резервуаров.

					Общие представления о резервуарах	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Резервуар с понтоном. Понтон представляет собой тонкостенный диск лежащий на цилиндрических поплавках, плавающих на поверхности продукта. Т.к поплавки погружаются в продукт только на 50% от своего диаметра, то между поверхностью продукта и поверхностью понтона образуется свободное пространство, которое заполняется парами хранимой жидкости. Понтон является простым и наиболее эффективным средством сокращения потерь от испарения из резервуаров до 98% и отличается практической непотопляемостью[12]. Пожарная опасность резервуара с понтоном главным образом обусловлено образованием взрывоопасных концентраций паров продукта над понтонном пространстве. Для предотвращения разрушения резервуара при взрыве продукта предусматривают защитный слабый шов между крышей и стенкой резервуара. Также предусматривают вентиляционные отверстия из периферии крыши или на стенке резервуара.

Резервуар с плавающей крышей – вертикальный стальной резервуар, внутри которого на поверхности нефтепродукта находится плавающая крыша (понтон). По окружности между стенками резервуара и понтоном имеется уплотняющий затвор, доводящий площадь испарения нефтепродуктов до самых минимальных размеров. Применение плавающей крыши в резервуарах является самым распространенным решением для сведения к минимуму потерь при хранении особо летучих нефтепродуктов. Пожарная опасность резервуара обусловлена несколькими факторами: образование воспламенения от молнии взрывоопасной паровоздушной смеси в зоне кольцевого уплотнения крыши резервуара, выход нефтепродуктов через кольцевой уплотнитель и его растекание по поверхности крыши, заклинивание и последующее обрушение плавающей крыши. Для предотвращения пожара нужно постоянно контролировать состояние кольцевого уплотнения, контролировать дренирование дождевой воды и разлива нефтепродукта с поверхности плавающей крыши, контролировать нормальную подвижность плавающей крыши[5].

					Общие представления о резервуарах	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Отличительными особенностями конструкции резервуаров для хранения вязких нефтепродуктов является наличие подогревателя, смонтированного внутри резервуара и наличие термоизоляции. В резервуарах для хранения вязких нефтепродуктов в качестве теплоносителя для подогрева чаще всего используется пар, пропускаемый по системе трубопроводов, смонтированных внутри резервуара в нижней его части. Резервуары с паровым обогревом имеют преимущества: мягкая термообработка битума, пожарная безопасность[5]. В связи с тем, что в резервуарах с подогревом хранятся продукты типа битума, мазута с высокой температурой воспламенения, пожарная опасность таких резервуаров ниже по сравнению с другими видами .

Резервуары с двойной стенкой применяются для защиты от разлива нефти и нефтепродуктов при разрушении обычного одностенного корпуса резервуара. Двустенные резервуары имеют дополнительную защитную стенку вокруг основной. Таким образом, достигается увеличение пожарной безопасности резервуара, так же отпадает необходимость в обваловании. Такие резервуары необходимо устанавливать для повышения безопасности людей и окружающей среды в условиях стесненных производственных площадок при отсутствии обвалований групп резервуаров, а так же при условии расположения резервуаров вблизи морей и рек. В соответствии с требованиями пожарной безопасности, все резервуары снабжены следующим набором объектов: пеногенераторами, дыхательными клапанами, молниеотводами, система охлаждения, вентиляционные патрубки, замерные люки, люк-лазы[5]. Вокруг резервуаров выстроены обвалования. У резервуаров с плавающей крышей предусмотрена система стока ливневых вод с крыши.

					Общие представления о резервуарах	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.3 Оборудование резервуаров и их предназначение

Стальной вертикальный цилиндрический резервуар состоит из следующих основных элементов:

Корпус резервуара изготавливается в виде поясов. Толщина стенки изменяется по высоте резервуара. Самый нижний пояс имеет максимальную толщину[13].

Крыша резервуара собирается из крупноразмерных металлических щитов. Центральные части кровли резервуара щиты опираются на центральную стойку[13].

Днище резервуара сварное из листов толщиной до 8 мм расположено на песчаной подушке и имеет уклон от центра к периферии равный 2 процентам. Уклон днища необходим для стока жидкости для подготовки резервуара к ремонту. Вокруг резервуара имеется бетонная обмотка, имеющая уклон от резервуара.

Для обеспечения правильной и надежной эксплуатации резервуар оснащен следующим оборудованием:

Световой люк - предназначен для проветривания и освещения внутреннего объема резервуара во время ремонта и зачистки.

Вентиляционный патрубок - предназначен для обеспечения вентиляции внутри резервуара при ремонтных работах.

Дыхательный клапан - предназначен для выпуска газа воздушной смеси при наборе уровня в резервуаре и ввода воздуха внутрь резервуара. При снижении уровня жидкости, изменение уровня происходит при наполнении и опорожнении резервуара. Это так называемые «большие дыхания» резервуара. При температурных расширения и сжатиях газа воздушной смеси в процессе колебания температуры - это «малые дыхания» резервуаров.

					Общие представления о резервуарах	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Принцип работы клапана таков: При понижении уровня в резервуаре, в полости корпуса клапана создается вакуум, равный вакууму в газовом пространстве резервуара. При достижении расчетного значения вакуума боковые тарелки затворов открываются, сообщая газовое пространство резервуара с атмосферой обеспечивая пропуск воздуха в резервуар, при снижении вакуума ниже расчетного значения затвор закрывается и резервуар герметизируется.

При повышении уровня в резервуаре повышается избыточное давление в корпусе клапана. Достигая величины давления срабатывания, тарелка клапана открывается и происходит выпуск газа из резервуара в атмосферу. После снижения давления ниже расчетного значения тарелка возвращается в исходное положение.

Под дыхательным клапаном устанавливается огневой предохранитель. Данное оборудование предохраняет пространство резервуара от попадания в него пламени через дыхательный клапан.

Принцип действия заключается в том, что пламя или искры, проходящие через систему 2 х каналов малого сечения в кассете предохранителя гаснут, тем самым, не давая пройти огню внутрь резервуара. Далее идет разделитель газовых фаз[13].

При выпуске газа из резервуара газовый поток содержащий капельную жидкость поднимается вверх, при соприкосновении с отражающим диском капли жидкости отделяются от газового потока и возвращаются обратно в резервуар. Газ через клапан выходит в атмосферу.

Замерный люк - расположен на крыше резервуара. Через него производится ручной замер уровня в резервуаре, а также забор проб.

Люк-лаз - находится на нижнем поясе корпуса резервуара и служит для проникновения рабочего в резервуар при зачистке или ремонте и обеспечения вентилизации.

					Общие представления о резервуарах	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Уровнемер УДУ-5 - служит для замера уровня жидкости в резервуаре. Внутри резервуара на поверхности жидкости располагается поплавков из нержавеющей стали, который перемещается по двум натянутым вертикально струнам. К поплавку прикреплена перфорированная лента, которая приводит в действие мерный шкив десятичного счетчика с тремя цифровыми барабанами с которых снимаются показания.

Лестница - предназначена для подъема на площадку обслуживания оборудования находящегося на крыше резервуара. Площадка и переходы оборудуются ограждением.

В обязательном порядке все резервуары оборудуются средствами пожаротушения. Система орошения применяется для тушения горящего резервуара, а так же его охлаждения при горении соседнего резервуара.

В состав системы орошения входит: подводящий трубопровод для подвода воды и перфорированное кольцо для равномерного распределения воды по стенкам резервуара.

Генератор пены предназначен для пенного пожаротушения нефтепродуктов внутри резервуара. Раствор пенообразователей под давлением подается в генератор. Создаваемая пена направляется в газовоздушное пространство для тушения горячей нефти.

Для защиты от попадания молний и предотвращения образования зарядов статического электричества резервуары оснащаются молниеотводами и заземлением.

Во избежание аварийного разлива нефти резервуары должны быть ограждения земляным обвалованием

Территория между обвалованием и резервуаром называется каре.

Высота обвалования должна быть на 0,2м выше уровня расчетного объема, находящийся в резервуаре жидкости.

					Общие представления о резервуарах	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Классификация дефектов

Дефект – это различные виды несоответствий требованиям нормативной документации.

На эксплуатационную надежность резервуара влияют дефекты сварных швов, дефекты геометрии резервуара, основного металла и дефекты приварных элементов[2].

Виды дефектов:

Металлургические – это дефект проката, вызванный неправильным режимом охлаждения, качеством инструмента (закаты, флокены, микротрещины, расслоения, нарушение геометрии).

Заводские – это дефекты сварки и закручивания в рулон элементов днища и стенки, перед дальнейшей транспортировкой.

Транспортные – это дефекты, появившиеся при транспортировке до места назначения.

Монтажные – это дефекты, появившиеся в процессе монтажа (смещение конструкции, повреждение при монтаже и неправильное соединение элементов).

Эксплуатационные – это дефекты, появившиеся в процессе эксплуатации резервуара (изменение физико-механических свойств материала, механические и коррозионные повреждения, изменение геометрии).

					Анализ причин возникновения дефектов при эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС 20000м ³		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Букин Н.А.			Классификация дефектов	Лит.	Лист
Руковод.		Богданов А.Л.					26
Консульт.		Брусник О.В.				ТПУ ар. 2Б2Б	
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.					

3.1 Эксплуатационные повреждения

Резервуар вертикальный стальной на протяжении всего срока эксплуатации находится под воздействием многих факторов вызывающие дефекты. Это и малоцикловая нагруженность, связанная с заполнением и опорожнением резервуара; изменение условий эксплуатации связанных с внешними и внутренними нагрузками; коррозия незащищенных частей металлоконструкции под воздействием агрессивных примесей, а так же из-за ошибок проектирования и монтажа. В основном, из-за не устранения повреждений монтажа приводят к разрушениям либо сразу после ввода в эксплуатацию, либо через 15-20 лет в связи с физическим износом[3].

Зоны дефектов, где наиболее активно проходят процессы накопления усталостных повреждений, являются концентраторы напряжений, поэтому, технический осмотр и своевременное устранение повреждений является неотъемлемой частью бесперебойной работой резервуара[10].

Порядок проведения осмотров и их периодичность описывается в РД Ростехнадзора России[14]:

- РД 08-95-95 «Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов»;
- РД 153-112-017-97 «Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров».

3.2 Коррозионные повреждения

Коррозия металла — окислительно-восстановительный процесс разрушения металла, в результате электрохимического или химического взаимодействия с окружающей средой.

					Классификация дефектов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

Коррозионные разрушения металла считаются одной из существенных причин снижения долговечности конструкций металла. Металлы, употребляемые в резервуаростроение способны вступать во взаимодействие с окружающей средой (нефть, бензин, вода, газы), которые содержат коррозионно-агрессивные примеси, в результате их взаимодействия происходят коррозионные разрушения металла, начинающиеся с поверхности и продвигающимися вглубь металла. Изменяется цвет и вид металла, образуются язвы преимущественно красно-рыжего цвета[16].

Формы коррозионных разрушений:

Общая – охватывает всю или практически всю поверхность, находящуюся во взаимодействии с агрессивной средой.

- Сплошная равномерная коррозия по всей поверхности протекает примерно с одинаковой скоростью.
- Сплошная неравномерная коррозия на различных участках поверхности протекает с неодинаковой скоростью.

Местная – охватывает некоторые части поверхности участка.

Структурно-избирательную – один из элементов сплава разрушается, а другие остаются практически в неизменном виде.

- Пятнами – диаметр пятна меньше глубины коррозии.
- Язвами - диаметр пятна соответствует глубине коррозии.
- Точечная (питтинговая) – отдельные точки диаметром 0,1-2 мм распространяющиеся вглубь металла.
- Подповерхностная – распространяется под поверхность металла, когда защитное покрытие разрушено на отдельных участках металла и продукт коррозии сосредоточен внутри металла под покрытием.

					Классификация дефектов	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Межкристаллитная – распространяется по границам кристаллов металла приводящий к избирательному разрушению. Сопровождается потерей прочности в основном без изменения внешнего вида.
- Сквозная – сквозное разрушение металла.

Рисунок 3.2



Рис3.2. Виды местных коррозий.

3.2.1 Коррозионные повреждения металлоконструкций резервуара

В настоящее время, как на стадии строительства, так и в процессе эксплуатации недостаточно внимания уделяется коррозионной защите оборудования и металлоконструкций резервуара[8].

Одна из основных причин выхода из строя резервуара является коррозия металлических конструкций. Больше всего подвергается коррозии внутренняя поверхность, имеющая непосредственный контакт с нефтью, а именно днище резервуара; первый пояс, который имеет непосредственное соприкосновение с подтоварной водой; область уторного шва; сварные швы[9].

Кровля, крыша резервуара и верхние пояса стенки так же подвержены коррозионным повреждениям, находясь в непосредственном взаимодействии с газами, испаряющимися из нефти.

3.2.2 Коррозия арматуры в бетоне

Бетонный слой препятствует проникновению влаги, воздуха или кислотообразующих газов к арматуре. Однако, чем больше концентрация пор и наличие, каких либо разрушений, под действием агрессивных сред резко снижаются его защитные свойства. Вещества, окружающие металл непосредственно влияют на скорость коррозии[2].

- Стимуляторы – вещества, повышающие скорость коррозии.
- Ингибиторы – вещества, снижающие скорость коррозии.

Коррозия арматуры в бетоне это электрохимический процесс. Так как арматурная сталь, как и среда с которой она контактирует, по структуре неоднородна, то для протекания электрохимической коррозии создаются все условия.

Коррозия арматуры в бетоне возникает:

- При уменьшении щелочности электролита, окружающего арматуру.
- При активации действий сульфат- и хлоридионов, которые через трещины бетона могут проникнуть к арматуре.

Способом защиты арматуры основан на защитном действии щелочных сред. Коррозия в щелочных растворах уменьшается за счет образования из гидрата окиси железа защитной пленки. Арматура в плотном бетоне может находиться в полной сохранности на протяжении продолжительного срока[2].

3.2.3 Подземная коррозия

Коррозия обусловлена неравномерным доступом кислорода и неоднородностью окружающей среды в участках подземных конструкций, что очень часто в виде глубоких язв приводит к разрушению отдельных участков конструкции[4]. Разная плотность грунтов является причиной неравномерного

					Классификация дефектов	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

доступа кислорода. Между подземными участками металлоконструкций создается разность потенциалов в следствии неоднородности грунтовой среды.

Для коррозионной активности кислотность имеет большое значение. Кислые грунты в подземных металлоконструкциях вызывают сильную коррозию ($\text{pH} < 3$). Если грунт имеет определенную влажность, то только тогда возможен электрохимический коррозионный процесс. Интенсивность коррозионных разрушений металла увеличивается при повышении влажности[21]. Максимальная скорость коррозионных процессов отмечается при влажности грунтов 20-25%.

3.2.4 Атмосферная коррозия

Атмосферные осадки и конденсация паров из воздуха вызывают значительную часть коррозионных повреждений действующих на резервуар. Различают три вида атмосферной коррозии[2]:

- Сухая – коррозия, которая возникает при относительной влажности воздуха меньше 40%;
- Влажная – коррозия, которая возникает при относительной влажности воздуха более 40%;
- Мокрая – коррозия, которая возникает при относительной влажности воздуха 100%;

3.3 Дефекты трещин

Трещины являются экстримальным дефектом, которые, представляют собой область с полностью нарушенными межатомными связями и считаются наиболее опасным дефектом резервуара, приводящие к частичному, а иногда даже и к полному его разрушению[10].

Трещины образуются в резервуаре ещё на начальных этапах его строительства. В процессе изготовления проката, в металле образуются микротрещины, которые, впоследствии при эксплуатации резервуара и действия на них растягивающих усилий увеличиваются в размерах.

3.4 Нарушение геометрической формы резервуара

Нарушения геометрии может возникать как на начальных этапах проектирования, так и при эксплуатации резервуара. При неправильно спроектированном основании и неверно выбранных материалах происходит неравномерная осадка резервуара. При осадке более 50мм возникает деформация узла сопряжения приемно-раздаточного трубопровода с резервуаром, что может привести к его разрушению[15].

Также на изменение геометрии стенки оказывает гидростатическое давление хранимого продукта, ветровая и снеговая нагрузка, сейсмические явления, а так же воздействие вакуума, возникающем, если дыхательная арматура резервуара неисправна или превышена допускаемая скорость слива нефтепродукта. В этих случаях образуются значительные напряжения в верхних поясах корпуса, что приводит к образованию вмятин и выпучин.

За осадкой основания наблюдают путем нивелирования по наружному периметру окрайки днища. В первые пять лет эксплуатации нивелирование проводят каждый год, затем контрольное нивелирование проводится раз в пять лет. В РД 08-95-95 указаны допустимые отклонения для резервуаров,

					Классификация дефектов	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

находящихся в эксплуатации более пяти лет. Для измерения осадки устанавливаются глубинные реперы на территории предприятия. Нивелирование проводит организация, которая имеет допуск для проведения данного вида работ. При возникновении предельных величин осадки резервуар выводят из эксплуатации решением комиссии[1].

3.4.1 Потеря устойчивости резервуара

На потерю устойчивости резервуара влияют такие факторы, как вакуум, снег, ветер, вес собственной конструкции и грубое нарушение режимов эксплуатации. Резервуар имеет цилиндрическую форму из тонкостенной оболочки, что означает малоустойчивость конструкции при сооружении. Стенки резервуара проверяются на общее воздействие сжатия от внешнего давления к боковой поверхности для исключения возможности возникновения аварийных ситуаций[2]. Для РВС внешнее давление определяется ветровой и снеговой нагрузкой. Если по результатам расчетов не выполняется условие прочности, то увеличивают номинальный слой стенки.

4. Анализ возникновения дефектов

Дефекты, возникающие в РВС 20000 м³ могут быть образованы как на стадии проката металла, при транспортировке, так при монтаже и эксплуатации. Основное количество дефектов все-таки связано с монтажом и эксплуатацией резервуара.

Больше всего возникновению дефекта подвержено днище резервуара – 50%, затем оболочка корпуса – 35% и стационарное покрытие 15%.

Человеческий фактор – несоблюдение требований при проектировании и изготовлении резервуара. Неправильно спроектированный фундамент и неправильно выбранное основание приводит к неравномерной осадке, выходящих за пределы расчетных норм, что в свою очередь влечет за собой череду последствий: трещины в корпусе и днище, выпучины,, складки днища, деформация днища по периметру резервуара и нарушение геометрической формы резервуара, а иногда приводит к полному его разрушению[11].

Дефекты сварных швов тоже можно отнести к человеческому фактору. Непровары, прожоги (сквозные проплавления), наплывы, трещины, шлаковые включения, кратеры. Выполнить сварку, которая не имела бы дефектов, практически невозможно, но исключить халатность, не внимательность можно. Сварщики должны иметь квалификацию, соответствующую производству работ[19].

Дефекты в сварных швах[2]:

- Трещины в окрайках днища по сварным соединениям и основному металлу.
- Трещины в нижнем уторном соединении и в сварных соединениях полотнища днища.

					Анализ причин возникновения дефектов при эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС 20000м ³		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Букин Н.А.			Анализ возникновения дефектов	Лит.	Лист
Руковод.		Богданов А.Л.					34
Консульт.		Брусник О.В.				ТПУ гр. 2Б2Б	
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.					

- Трещины по сварным соединениям и основному металлу в нижних поясах.

Коррозионные дефекты являются основным фактором, повреждающим резервуар. Интенсивность и характер коррозии зависит от коррозионной стойкости материалов, химического состава нефти, температуры.

Перепады температур влияют на образование трещин, как в стенках резервуара, так и в бетонном основании.

На изменение геометрии стенки оказывает гидростатическое давление хранимого продукта, ветровая и снеговая нагрузка, сейсмические явления, а также воздействие вакуума, возникающем, если дыхательная арматура резервуара неисправна или превышена допускаемая скорость слива нефтепродукта. В этих случаях образуются значительные напряжения в верхних поясах корпуса, что приводит к образованию вмятин и выпучин[17].

4.1 Анализ причин возникновения осадок основания

Основание резервуара (фундамент) является основной частью всего сооружения, принимающий давление всей конструкции резервуара и давление нефтепродукта (гидростатическое). Неправильно спроектированный фундамент и неправильно выбранное основание приводит к неравномерной осадке, выходящих за пределы расчетных норм, что в свою очередь влечет за собой череду последствий: трещины в корпусе и днище, выпучины, складки днища, деформация днища по периметру резервуара и нарушение геометрической формы резервуара, а иногда приводит к полному его разрушению.

В процессе интенсивного обводнения может произойти потеря несущей способности грунтов основания.

					Анализ возникновения дефектов	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Причинами этого может быть:

- Некачественное выполнение насыпи в основании.
- Обводнение грунтов.
- Эрозия почвы.
- Неправильной организации водоотвода с поверхности резервуара дождевых и талых вод, стекающих со стен и крыши резервуара.

Как правило, резервуары вертикальные стальные имеют равномерную осадку основания, но при осадке более 50мм возникает деформация узла сопряжения приемно-раздаточного трубопровода с резервуаром, что может привести к его разрушению[17].

Основные причины осадки основания:

- Некачественное выполнение насыпи в основании.
- Обводнение грунтов и разрушение фундамента подземными и дождевыми водами.
- Эрозия почвы, просадка и выпучивание грунтов.
- Разрушение бетона при резких перепадах температур.
- Воздействие химических веществ на железобетонные конструкции.

4.2 Анализ причин появления дефектов сварных соединений

Дефект сварного шва – отклонение от технических условий и требований чертежа, который ухудшает качество свариваемого соединения (герметичность, сплошность, механические свойства). Влияние дефектов на прочность зависит от расположения по отношению к действующим силам, от формы и глубины. Чем глубина дефекта больше, тем больше он оказывает влияние на соединительную прочность. Резервуар считается ответственным сооружением,

					Анализ возникновения дефектов	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

поэтому, глубина дефекта не должна превышать 5-10% толщины основного металла. Дефекты, которые располагаются параллельно или под небольшим углом менее опасны, чем дефекты, расположенные перпендикулярно растягивающему усилию[12].

Причинами появления дефектов являются:

- Плохая свариваемость металла.
- Неудовлетворительное качество электродов.
- Неправильный режим и технология сварки.
- Неравномерное движение электрода, проволоки и горелки (неравномерная ширина и высота шва по длине).
- Недостаточная подгонка и подготовка кромок (уширения между кромками нужно заполнять наплавленным металлом).
- Дефекты сварного шва (подрезы, непровары, прожоги (сквозные проплавления), наплывы, трещины, шлаковые включения, кратеры, образование пор).
- Для данной толщины соединения слишком маленький размер сварного шва.
- Высокое значение сварочного тока (образование хрупких крупнозернистых участков).

Образование пор - водород, углерод которые не успевают выделиться до застывания сварного шва, образуют поры.

Причины: неправильная регулировка пламени горелки, влажность электродного покрытия.

Непровар – между свариваемыми деталями отсутствует сплавление.

Причины: недостаточный сварочный, большая скорость сварки, недостаточная подгонка и подготовка кромок.

					Анализ возникновения дефектов	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Устранение: уменьшение длины дуги, повышение мощности сварочной дуги.

Подрез – канавка в основном металле по краям сварного шва.

Причины: выбран неправильный параметр (в особенности скорость сварки и напряжение на дуге), направление сварочной дуги больше на вертикальную поверхность, увеличенная длина сварочной дуги.

Устранение: уменьшение длины дуги избавит от подреза и увеличит проплавление и устранит непровар.

Наплыв – натекаание на основной металл без образования сплавления.

Причины: выбран неправильный режим сварки и окалина на свариваемой поверхности.

Устранение: выбрать нужный режим (сварочный ток должен соответствовать со скоростью подачи присадочного материала).

Прожог – сквозное отверстие в сварочном шве.

Причины: большой зазор между кромками, большой ток, медленная скорость сварки.

Устранение: Увеличить скорость сварки, надлежащим образом подготовить кромки к сварке, понизить сварочный ток.

Кратер – воронка в конце участка шва в результате резкого обрыва дуги.

Причины: резкий обрыв дуги.

					Анализ возникновения дефектов	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Устранение: кратер необходимо вырезать до основного металла и заварить (в современном оборудовании имеются специальные программы для заварки кратера, позволяющие на пониженных токах проводить окончание сварки).

4.3 Анализ причин возникновения трещин

Трещины образуются в резервуаре ещё на начальных этапах его строительства. В процессе изготовления проката, в металле образуются микротрещины, которые, впоследствии при эксплуатации резервуара и действия на них растягивающих усилий увеличиваются в размерах.

От условий эксплуатации и хранимого продукта зависит образование коррозионных повреждений[20]. Наличие агрессивных веществ при долгой эксплуатации приводит к снижению сопротивляемости и старению металла, качество металла, качество антикоррозионного покрытие напрямую влияет на охрупчивание металла и срок службы резервуара .

К образованию хрупких трещин и снижению прочности приводят резкие перепады температур окружающей среды.

В результате сварки образуются дефекты сварных соединений в виде непроваров, подрезов, наплывов, прожогов, кратеров, образование пор, образование шлаковых включений.

В местах повышенной концентрации напряжений, а именно в уторных и монтажных соединениях и технологических отверстиях появляются трещины малоциклового усталости[18].

					Анализ возникновения дефектов	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. Технологическая часть. Ремонт резервуара типа РВС 20000

В конце каждого года проводится проверка основных средств предприятия, в том числе и резервуаров, во главе с главным инженером. Оформляют акт, который утверждается директором и составляют график планово предупредительных работ[16].

Виды ремонтов:

Капитальный ремонт:

- Замена дефектных листов корпуса, днища и кровли.
- При неравномерной осадке исправляют положение резервуара.
- Меняют оборудование; ремонтируют кровлю.

Текущий ремонт:

- Освобождение резервуара нефтепродукта
- Зачистка
- Дегазация
- Установка отдельных металлических накладок на корпус, днище и кровлю
- Ремонт трещин и сварных швов

Основной ремонт (без освобождения резервуара от нефтепродукта):

- Устраняют отпотины, свищи.
- Ремонт поясов стенки с использованием эпоксидных составов и полимерных материалов, а так же с помощью низкотемпературной сварки.

					Анализ причин возникновения дефектов при эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС 20000м ³		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Букин Н.А.			Технологическая часть. Ремонт резервуара типа РВС 20000м ³		
Руковод.		Богданов А.Л.					
Консульт.		Брусник О.В.					
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.					
					Лит.	Лист	Листов
						40	
					ТПУ зр. 2Б2Б		

К ремонтным работам резервуар подготавливают и производят операцию по дегазации, которая основана на вытеснении в атмосферу паров горючих жидкостей. Взрывоопасная концентрация паровоздушной смеси может привести к воспламенению при наличии источников зажигания[5].

Далее, можно приступать к работам, связанных в образовании искр (сварка, обработка металлических поверхностей, сверление) [12]. Металлоконструкция, подвергаемая ремонту не должна иметь каких либо загрязнений, в виде остатков нефтепродукта и антикоррозионного покрытия. Дефектную поверхность зачищают до металлического блеска. Места с коррозионными дефектами зачищают до полного их удаления. Сваркой ремонтируются каверны длиной 100мм, шириной 50мм и максимальной глубиной 40% от проектной толщины. Если данные условия не выполняются, то данное место ремонтируют полной заменой участка металлоконструкции.

Выборочный ремонт отдельных элементов и конструкций резервуара:

- Замена участка элемента резервуара врезкой-вставкой.
- С помощью шлифовки восстанавливают плавную форму металла.
- Наплавку и заварку проводят при площади дефекта одного листа не более 10%.

Замена отдельных элементов:

- Полная замена днища, окраек днища, несущей конструкции кровли.
- Ремонт неравномерной осадки днища.

					Технологическая часть. Ремонт резервуара типа РВС 20000м ³	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.1 Подготовка РВС к ремонту

Особое внимание уделяется прилегающей территории к резервуару. Все замазученные места должны быть засыпаны песком, загерметизированы и заглушены все коммуникационные подводы. В достаточном количестве должны иметься средства пожаротушения. Очистка резервуара выполняется лицами, которые ознакомились с инструкцией и прошли медицинскую проверку. Проводят естественную и принудительную вентиляцию. Концентрацию углеводородов измеряют газоанализаторами. Все работы внутри резервуара выполняются в шланговых противогазах. Рабочим выдают специальную одежду и обувь без металлических вставок. Поверх спецовки надевается спасательный жилет, и прикрепляют к нему сигнальную веревку. Время разового нахождения внутри не более 30 минут с последующим отдыхом не менее 15 минут. Только после подписания комиссией акта, приступают к работам, включенных в текущий ремонт.

5.2 Зачистка резервуара

Зачистку резервуара от нефтепродукта относят к газоопасным работам, поэтому проведение работ выполняют с требованиями НТД:

- ППБ 01-93 Правила пожарной безопасности РФ
- ГОСТ 12.1.004
- ГОСТ 12.1.044
- ГОСТ 12.3.047
- Правил технической эксплуатации резервуаров и инструкций по их ремонту
- Типовой инструкции по организации безопасного проведения газоопасных работ, утвержденной Госгортехнадзором СССР 20.02.1985 г.

					Технологическая часть. Ремонт резервуара типа РВС 20000м ³	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

- ТОО Р-112-17-95 Типовой инструкции по организации безопасного проведения газоопасных работ на предприятиях нефтепродуктообеспечения.

Зачистка резервуара:

1. Подключить вакуумную установку и компрессора
2. Вскрыть световые люки на кровле.
3. Если уровень нефтепродукта выше уровня люк-лаза, устанавливают напротив люк-лаза емкость и лоток для приема парафина и водопарафиновой эмульсии
4. После того, как прекратилось поступление парафина, снимают крышку и производят откачку парафина через люк-лаз.
5. После откачки парафина устанавливают стальные заглушки для отключения резервуара от всех подводящих трубопроводов.
6. По окончании процесса откачки водопарафиновой эмульсии днище резервуара засыпают слоем опила.
7. Зачистка первого пояса и днища скребками.
8. Для полного удаления пленки первый пояс и днище протирают ветошью, смоченной в дизельном топливе.
9. Собирают и удаляют использованный опил.
10. Демонтируют трубопроводы, компрессор и вакуумную установку.
11. Производят дегазацию.
12. Методом пескоструйной обработки выполняют очистку поверхности резервуара
13. Составляется акт о завершении работ, заверенный начальником резервуарного парка.
14. Очистка территории РВС.

					Технологическая часть. Ремонт резервуара типа РВС 20000м ³	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

5.2.1 Техника пожарной безопасности при зачистке резервуара

Обеспечение требований ПБ внутри резервуара[22]:

1. Контролировать состав воздушной среды
2. Обязательное проведение дегазации .
3. Использовать взрывозащищенное исполнение оборудования электроприводов.
4. Использование в газоопасной зоне оборудования из материалов не образующих иск при ударе.
5. При зачистке резервуара после хранения нефтепродукта, температура вспышки которого ниже 60°C в целях ПБ необходимо соблюдать:
6. Резервуар должен быть заземлем.
7. При подогреве остатков нефтепродукта крышки люков должны быть закрыты, а при наличии зазоров и отверстий должны быть уплотнены кошмой.
8. Выкачка продуктов зачистки должка производиться закрытым способом с применением уплотнений (кошма, брезент) зазоров между горловиной люков и всасывающих приемников, труб, шлангов, устанавливаемых в резервуар
9. Оборудование (моечные машинки, трубы, парожекторы) и приспособления, применяемые при зачистке резервуаров, должны быть сертифицированы в установленном порядке и изготовлены из материалов, не образующих искры при ударе о стальные предметы резервуара и его оборудование.
10. Парожекторы и моечные машинки должны быть заземлены к корпусу резервуара.
11. Система пожаротушения, дыхательные и предохранительные клапана должна быть полностью исправны.
12. Питание к электродвигателю насоса должно подаваться по специально прокладываемому кабелю.
13. Использование светильников в качестве переносного источника света не более 12 вольт во взрывозащищенном исполнении.

					Технологическая часть. Ремонт резервуара типа РВС 20000м ³	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

5.3 Удаление дефектов с применением сварочных работ

Сталь, которая предназначена для ремонта резервуара проверяется на соответствие требованиям п.п.3.3.1 – 3.3.3 настоящего Руководства и предварительно очищается от ржавчины, влаги, масла, льда, снега и прочих загрязнений.

Разметка шаблонов и металла осуществляется с помощью карнеров, чертилок и других приспособлений, обеспечивающие высокую точность (рулетка второго класса точности в соответствии с ГОСТ 7502-80, линейка).

Для шаблонов применяется высушенная древесина хвойных пород. Картон применяется толщиной 1,5 – 3мм.

Резка листового металла для заготовок и обработка кромок должны выполняться газовой резкой или механическим способом. Не допускается электродуговая резка листа. Кромки после резки зачищаются от заусениц, наплывов до металлического блеска и не должны иметь шероховатостей и неровностей превышающих 1 мм.

Элементы накладок и вставок на стенке до подгонки на стенке резервуара предварительно вальцуются в холодном состоянии до радиуса меньшего на 1-2,5м от радиуса резервуара в зависимости от диаметра стенки.

Расстояние пересекающихся сварных швов накладок и вставок в кровле и днище резервуара должны быть не менее 200мм и не менее 500 мм на стенке резервуара.

При сборке под сварку элементов конструкции детали соединяют при помощи стяжных приспособлений или посредством прихватов.

Прихваты выполняют при помощи сварочных материалов, которые применяются для сварки проектных швов[19].

					Технологическая часть. Ремонт резервуара типа РВС 20000м ³	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

При сборке конструкционных элементов свариваемой в защитном газе, под флюсом или порошковой проволокой, прихваты выполняются электродами для ручной сварки сталей, из которого изготовлены элементы.

Правку элементов стенки и кровли в деформированных местах во избежание возникновения хрупкости металла и образования наклепа следует выполнять путем местного нагрева газовыми горелками в горячем состоянии.

Правку элементов резервуара в деформированных местах в холодном состоянии выполняют ударными и натяжными приспособлениями при положительной температуре воздуха через подкладной лист.

Сборка и правка вставок и накладок ударным инструментом, при температуре ниже -25°C запрещается.

Рекомендуется применять механизированную сварку в защитных газах и под флюсом. Ручная дуговая сварка может применяться при необходимости.

Для ремонта ответственных элементов применение газовой сварки не допускается.

Исправление дефектов и сварку при ремонте резервуара, который находится в эксплуатации, необходимо выполнять при температуре окружающего воздуха не ниже -10°C .

Так же следует проводить обратноступенчатым способом сварку нахлесточных швов, при котором длина ступени не превышает 300-500мм.

Ручную сварку многослойных угловых тавровых швов приварки стенки к днищу рекомендуется выполнять секциями обратноступенчатым способом. В пределах каждой секции швы также сваривают обратноступенчатым способом участками длиной до 300 м. Длина единовременно свариваемого шва каждого слоя секции принимается до 900 мм. Длина каждой секции при сварке низколегированной стали не должна превышать 350 мм. Сначала заваривают внутренний шов, а затем наружный[19].

					Технологическая часть. Ремонт резервуара типа РВС 20000м ³	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

5.3.1 Удаление дефектов основного металла.

Перед заваркой зачищают поверхность дефекта и прилегающий участок на расстоянии не менее 100 мм до металлического блеска. Поверхность металлоконструкций должна быть, без каких либо загрязнений и не иметь остатков антикоррозионного покрытия[15].

Зачистка дефектного и прилегающего участка проводят пескоструйным методом, металлической щеткой-насадкой и шлифовальной машиной, так же допускается применение сверла для зачистки, снабженного ограничителем и химических методов очистки резервуара.

Зачистка каверных поверхностей проводится до полного удаления коррозионных дефектов. Коррозионные каверны ремонтируемые сваркой с шириной 50мм, длиной 100мм и максимальной глубиной от проектной толщины 40%. Если данные условия не выполняются, дефектное место ремонтируется заменой участка металлоконструкций.

5.4 Выбор режима сварки

Для исполнения сварного шва необходимо определить режим сварки, который обеспечит качественного сварного соединения, установленная форма и размеры при минимальных затратах труда, электроэнергии и материалов.

Режим сварки это совокупность различных параметров, которые определяют процесс сварки: диаметр электрода, скорость перемещения электрода, вид тока, напряжение и сварочный ток[19].

Значение сварочного тока и диаметр электрода являются основными параметрами режима ручной дуговой сварки. Остальные параметры выбираются в зависимости от положения свариваемого шва в пространстве, от марки электрода и вида оборудования.

					Технологическая часть. Ремонт резервуара типа РВС 20000м ³	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

Значение сварочного тока устанавливают по выбранному диаметру электрода. Обычно, значение тока указывается на заводской этикетке для каждой марки электродов.

5.5 Ремонт элементов конструкций резервуара

5.5.1 Ремонт первого пояса стенки РВС

Воздействия очаговой язвенной коррозии недопустимой глубины или агрессивно действующей подтоварной воды вызывают дефект сплошной коррозии, что влечет за собой ремонт первого пояса резервуара. В местах контакта стенки (до 300мм до уторного шва) с подтоварной водой наиболее часто встречаются коррозионные повреждения. Способы ремонта первого пояса[12]:

- Замена поврежденных металлоконструкций.
- Ремонт пораженных участков стенки методом наплавки. Выполняется
- Ремонт первого пояса устройством бандажа либо с приваркой дополнительных пластин.

Наибольшее распространение получил метод частичной замены конструкции первого пояса. Вследствие замены фрагмента первого пояса ширина этого участка бывает от 300 до 1500 мм. К преимуществу данного метода относят удобства вальцовки листов стандартных размеров 1500х6000 мм. Вальцуется один лист, из которого вырезают три заготовки оптимальной массы, что в свою очередь позволяет производить монтаж без дополнительных механизмов. Сварочные работы для сварщика выполняются в удобном положении, что позволяет добиться наиболее высокого качества сварного шва[15].

Методом частичной замены ремонт применяется в следующих случаях:

					Технологическая часть. Ремонт резервуара типа РВС 20000м ³	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

- Недопустимое отклонение образующих стенок от вертикали
- Хлопуны, которые охватывают по периметру не менее 20% части стенки.
- Недопустимая угловатость вертикальных монтажных швов.
- Наличие на полотнище стенки гофр.
- Сплошное коррозионное повреждение полотнища стенки.

5.5.2 Устранение неравномерной осадки

Неравномерная осадка (Рис. 5.5.2 «А») с точки зрения надежности резервуара представляет наибольшую опасность. Образуются деформации днища, кровли и стенки резервуара. В узлах сопряжения корпуса с днищем в нижнем уторе образуются зоны с повышенным напряжением.

Метод исправления:

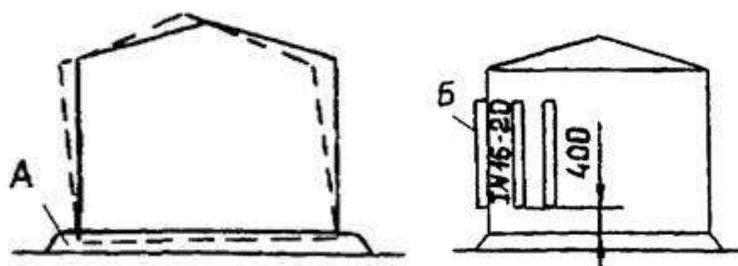


Рисунок 5.5.2 (А - неравномерная осадка резервуара, Б – приварные рёбра жесткости).

На участок осадки приваривают через 2,5 – 3 метра ребра жесткости («Б») на расстоянии 0,4 м от днища. Под ребра жесткости устанавливают домкраты и на 40-60 мм поднимают резервуар выше осадки. Подбивают грунтовую смесь и опускают резервуара на основание. Ребра жесткости удаляют.

5.5.3 Ремонт днища резервуара

Днище резервуара подвергается механическому и коррозионному разрушению. Часто встречаются трещины в основном сегменте металлов, трещины в сварных швах и окрайках днища, которое вызвано в нижнем узле резервуара концентрацией напряжений[15]. Для ремонта основания применяют гидрофобный состав состоящий из вяжущего вещества и песка. Используют песок от 0,1 до 2 мм, с содержанием не более 30% глинистых частиц. Жидкий битум А6 или Ббили малосернистый мазут смешивают с песком, что бы в готовом составе вяжущего вещества было 8 – 10%. В гидрофобном составе содержание свободной серы и кислот нужно исключить.

Для проведения ремонтных работ производится подъем основания резервуара. Поим резервуара осуществляется двумя способами. Первый способ – к стенке приваривают специальные ребра жесткости и подъем производится домкратом . Таким способом резервуар возможно поднять на высоту, больше величины осадки на 20 см. Второй способ – в специальных приямках устанавливают домкраты и производят подъем резервуара под днище. После подъема до проектной отметки подбивают просевшие части с помощью гидрофобного состава. Далее опускают резервуар с последующим обязательным нивелированием окраек днища. Так же пустоты в основании заполняют гидрофобным составом, предварительно вырезав в днище отверстия, которые после заваривают металлической накладкой с нахлестом 30-40 мм.

Существует два способа ремонта днища:

- Полистовой.
- Индустриальный.

При полистовой сборке объем работ значительно увеличивается, но геометрия днища получается более совершенной.

Индустриальным способом ремонта днища является применение рулонных заготовок листовых конструкций, которые изготавливают на заводе

					Технологическая часть. Ремонт резервуара типа РВС 20000м ³	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

изготовителе. Сокращаются сроки ремонта и протяженность монтажных сварных швов.

5.5.3.1 Устранение хлопунгов

Хлопун – это наиболее распространенный дефект днища в виде выпучины, при надавливании сначала принимает одно положение и возвращается назад при небольшом давлении с другой стороны.

Устранение дефекта: Перед выполнением данного вида ремонта днище обследуется на наличие хлопунгов, имеющие недопустимые размеры. Намечают их границы и приступают к устранению. Для его устранения вырезают отверстие и приваривают штуцер (диаметр штуцера должен быть больше диаметра вырезаемого отверстия в хлопуне). На конце штуцера должен быть разъем для герметичного соединения с рукавом, который подает раствор под давлением 10 кг/см^2 в полость хлопунга с производительностью 5 м^3 . Процесс закачки раствора должен контролироваться по заполнению. Для оценки заполняемости за критическую величину принимают ход полотнища не менее 10 мм в крайних точках. Для удаления воздуха из полости допускается на расстоянии от штуцера не менее 1000 мм просверлить отверстие в основном металле диаметром 10 мм. Дождаться затвердевания раствора и срезать отрезным кругом штуцер. Абразивным инструментом удалить остатки сварных швов приварки штуцера. Полученные отверстия зачистить не менее, чем на 10 мм в обе стороны и наложить накладки диаметром 150 мм и толщиной накладки в соответствии с проектной величиной основного металла, предварительно зачистить кромки заготовки. Если не имеется возможности узнать толщину основного металла, то принимают толщину накладки 9 мм. Отверстия для выхода воздуха заваривают с применением пробок из стали 09Г2С ручной дуговой сваркой. Сварку накладки выполняют электродом типа

					Технологическая часть. Ремонт резервуара типа РВС 20000м ³	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Э50А (диаметр не больше 4 мм) и сварным швом типа Н1 с катетом 6 мм за два прохода. Режим сварки принимают по паспорту используемых электродов. Контроль швов выполняют в 100% объеме ультразвуковым и визуальным контролем, после чего составляется соответствующее заключение.

5.5.4 Устранение дефектов сварного шва

5.5.4.1 Устранение трещины сварных соединений и основного металла окрайки.

Расчищают дефектное место и определяют границы трещины. Магнитный или вихревой индикатор применяют для определения размеров и местоположения трещин. Разделяют кромки трещины с зазором 2-3 мм. Угол разделки принимают равным 45 градусам. Сварку дефектных мест осуществляют на технологической подкладке (рис.5.5.4) в два и более слоев. Направление сварки от стенки к краю окрайки резервуара. На наружном краю сварной шов обязательно выводится на технологическую подкладку. Видимый конец технологической подкладки удалить газовой резкой.

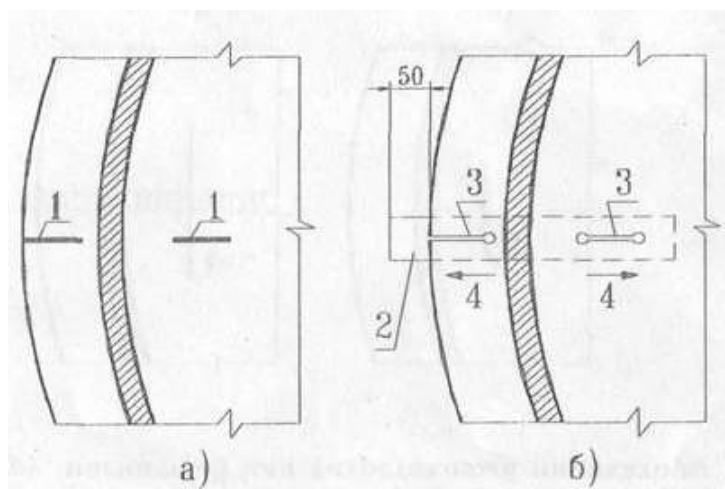


Рис.5.5.4.Схема ремонта трещины, расположенной внутри и снаружи резервуара.

					Технологическая часть. Ремонт резервуара типа РВС 20000м ³	Лист 52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

а) радиальные трещины на окрайке;

б) пояснения к технологии ремонта; 1 – трещина; 2 – технологическая подкладка; 3 – подготовка трещины к сварке; 4 – направление сварки.

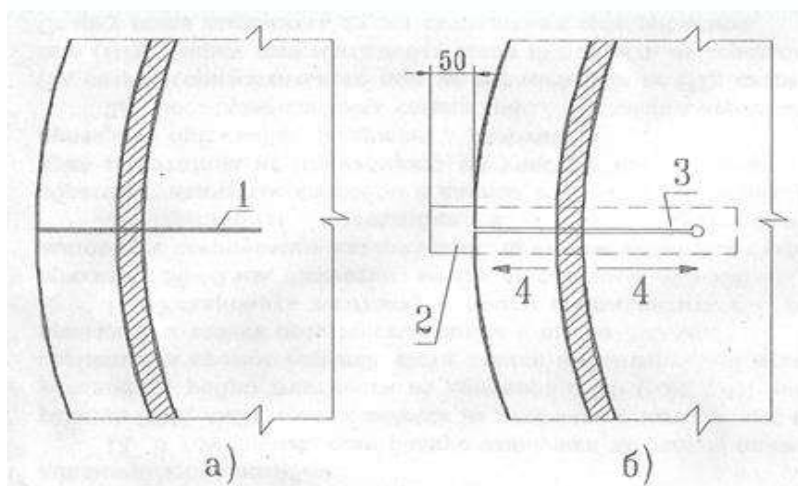


Рис.5.5.4.1. Схема ремонта трещин, располагающиеся под стенкой стенкой резервуара.

а) радиальные трещины на окрайке;

б) пояснения к технологии ремонта; 1 – трещина; 2 – технологическая подкладка; 3 – подготовка трещины к сварке; 4 – направление сварки.

В случае возникновения в сварных соединении поперечных трещин, распространяющихся на основной металл или трещин по основному металлу окрайки, нужно произвести замену участка листа окрайки длиной больше поперечного размера трещин на 500 мм. Обязательно выполнять металлографический анализ при возникновении трещин в основном металле заменяемого участка.

5.5.4.2 Устранение непроваров, кратеров и внутренних газовых пор

Непровар – между свариваемыми деталями отсутствует сплавление.

					Технологическая часть. Ремонт резервуара типа РВС 20000м ³	Лист 53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Причины возникновения: недостаточный сварочный ток, большая скорость сварки, недостаточная подгонка и подготовка кромок.

Кратер – воронка в конце участка шва в результате резкого обрыва дуги.

Причины возникновения: резкий обрыв дуги.

Внутренние газовые поры – несплошность, образованная задержанием газов в расплавленном металле. Так как дефект находится внутри сварного шва, то внешние признаки отсутствуют. Обнаруживают с помощью метода неразрушающего контроля.

Причины возникновения: высокая вязкость металла сварочной ванны, проведение сварки электродом с увлажненным покрытием, локальное загрязнение органическими веществами или загрязнение ржавчиной.

Устранение: с помощью шлиф машинки полностью вышлифовать дефектный участок. Не менее чем на 15 мм в каждую сторону длина вышлифованного участка должна превышать длину исправляемого участка. До металлического блеска на ширину 25-30 мм от оси стыка зачистить свариваемые кромки. Вышлифованный участок заварить тонкими электродами диаметром 3 мм. После поверхность необходимо тщательно зачистить от шлака, околошовную зону от брызг расплавленного металла, обеспечив плавный переход от наплавленного металла к основному.

5.5.4.3 Устранение подрезов, задиров.

Подрез – канавка в основном металле по краям сварного шва.

					Технологическая часть. Ремонт резервуара типа РВС 20000м ³	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Причины возникновения: выбран неправильный параметр (в особенности скорость сварки и напряжение на дуге), направление сварочной дуги больше на вертикальную поверхность, увеличенная длина сварочной дуги.

Задир – повреждение поверхности, которое вызвано удалением временно приваренных приспособлений.

Причины возникновения: небрежное удаление приспособлений с применением шлифмашинки, механический вырыв приспособлений с вырывом прихвата.

Устранение: места дефектов подготавливают и подваривают тонким валиком электродом диаметром 3 мм. Зачищают отшлака околошовную зону от брызг расплавленного металла, тем самым обеспечивают плавный переход от наплавленного металла к основному. Путем пологой зачистки, подрезы глубиной до 0,8 мм зачищают шлифмашинкой, не выводя размеры толщины листа за допустимые пределы.

5.5.5 Ремонт кровли

Кровля резервуара с внутренней стороны подвергается интенсивной коррозии. При появлении отдельных отверстий и свищей на кровле, когда она обладает еще достаточной прочностью и безопасностью в эксплуатации, проводят локальный ремонт кровли[15]. При появлении сплошной коррозии меняют все. Вмятины на кровле являются местами скопления атмосферных осадков, т.к. нормативно-технической документацией не регламентируются, то рекомендуется на поверхность вмятины нанести слой защитного покрытия и

					Технологическая часть. Ремонт резервуара типа РВС 20000м ³	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

закрасить при окрашивании резервуара. Так же часто встречаются сквозные дефекты сварных соединений, нарушающие герметичность покрытия. Их с помощью абразивного инструмента зачищают и заваривают[14].

Каркасные конические крыши:

При замене настила крыши, минимальная толщина листов должна быть 4 мм, плюс припуск на коррозию, который указывается в ремонтной документации. Расчетным путем определяется номинальная толщина листов на основании требований ПБ 03-605-03.

Балки, колонны, фермы и опорные кольца должны быть регламентированы и меняться так, что бы под воздействием расчетных нагрузок напряжения не превышало уровня определенного требованиями ПБ 03-605-03.

Самонесущие бескаркасные крыши:

Толщина новых листов крыши определяется в соответствии с требованиями ПБ 03-605-03 расчетом, плюс припуск на коррозию в соответствии с ремонтной документацией. Так же, требованию ПБ 03-605-03 должны отвечать элементы соединения крыши со стенкой.

5.5.6 Ремонт обвалования

Обвалование резервуара предупреждает растекание огнеопасных жидкостей при пожаре или аварии. Их рассчитывают на прочность при гидростатическом давлении разлившейся нефти. Расстояние от стенки резервуара до обвалования должно быть не менее половины диаметра ближайшего резервуара и во всем случаях быть не менее 0,5 метра. Расчетное расстояние от уровня разлившейся жидкости, до верхнего края ограждения,

					Технологическая часть. Ремонт резервуара типа РВС 20000м ³	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

должно быть не менее 0,2 метра. По протоколам расследований причин аварий резервуаров видно, что обвалования зачастую выполнены с нарушениями и не способны вместить в себя весь нефтепродукт разливающийся при авариях. Также обвалования часто не отвечают требованиям ПБ и нормативных документов, поэтому на площадках длительного использования необходимо выполнять геодезические обследования и при необходимости произвести ремонтные работы по восстановлению обвалований[13].

					Технологическая часть. Ремонт резервуара типа РВС 20000м ³	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

6. Расчет строительных конструкций вертикального стального резервуара объемом 20000м³

Задание

- 1. Определить геометрические параметры резервуара;
- 2. Определить толщину всех поясов стенки резервуара;
- 3. Рассчитать стенку резервуара на устойчивость;
- 4. Расчет сопряжения стенки резервуара с днищем.

Исходные данные

Основные данные по стальным вертикальным цилиндрическим резервуарам для нефти и нефтепродуктов:

Таблица 6 – Исходные данные

Номинальный объем, м ³	Диаметр, м	Высота, м
1	2	3
20000	45,6	12

6.1 Определение геометрических параметров резервуара

Выбор размеров стального прокатного листа для изготовления стенки.

					Анализ причин возникновения дефектов при эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС 20000м ³							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Букин Н.А.			Расчетная часть			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Богданов А.Л.								58		
Консульт.		Брусник О.В.						ТПУ гр. 2Б2Б				
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.										

Размеры листа. С учетом обработки кромок листа с целью получения правильной прямоугольной формы при дальнейших расчетах принимаются следующие его размеры 2000×8000 мм.

Высота резервуара. Для резервуара объемом $V = 20000 \text{ м}^3$ принимаем номинальную высоту резервуара $H_n = 16$ м. Соответственно количество поясов в резервуаре будет равно пяти ($N_n = 8$). Точная высота резервуара

$$H = 1990 \cdot 8 = 15920 \text{ мм}.$$

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

$$V = \pi \cdot R^2 \cdot H,$$

$$R = \sqrt{\frac{V}{\pi H}} = \sqrt{\frac{20000 \cdot 10^3}{\pi \cdot 15920}} = 19997 \text{ мм}.$$

Периметр резервуара L_n и число листов в поясе N_l

$$L_n = 2 \cdot \pi \cdot R = 2 \cdot \pi \cdot 19997 = 125645 \text{ мм}.$$

$$N_l = \frac{L_n}{L} = \frac{125645}{7990} = 15,7.$$

Предпочтительней округлять число листов (рис. 6.1.) в поясе до целого или выбирать последний лист равным половине длины листа.

Принимаем число листов в поясе $N_l = 6$. Тогда периметр резервуара

$$L_n = 16 \cdot 7990 = 127840 \text{ мм},$$

а окончательный радиус

$$R = \frac{L_n}{2 \cdot \pi} = \frac{127840}{2 \cdot \pi} = 20346 \text{ мм}.$$

Уточненный объем резервуара.

$$V = \pi \cdot R^2 \cdot H = \pi \cdot 20346^2 \cdot 15920 \approx 20704 \text{ м}^3.$$

					Расчетная часть	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

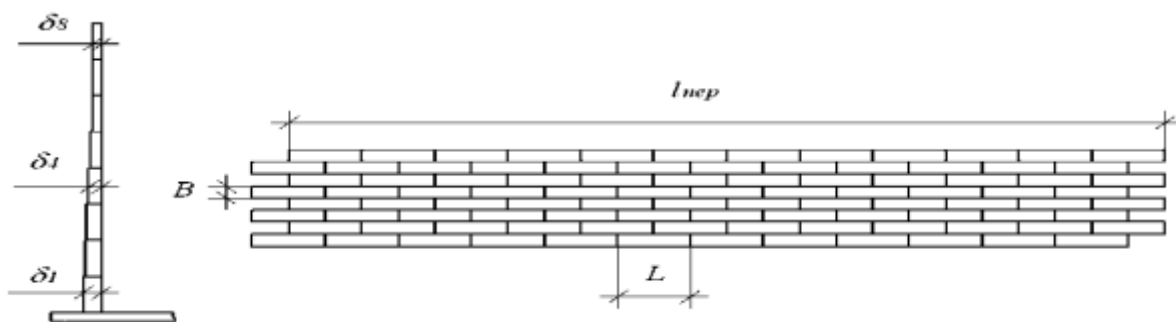


Рис.6.1. Развертка и сечение стенки вертикального резервуара.

6.2 Определение толщины стенки резервуара

Определение методики и параметров, необходимых для расчета

Минимальная толщина листов стенки резервуара РВС для условий эксплуатации рассчитывается по формуле

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

где $n_1 = 1,05$ – коэффициент надежности по нагрузке гидростатического давления;

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

ρ_n – плотность нефти, кг/м^3 ;

R – радиус стенки резервуара, м;

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

x_i – расстояние от дна до расчетного уровня, м;

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

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

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

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

Расчетное сопротивление материала стенки резервуаров по пределу текучести определяется по формуле:

$$R_y = \frac{R_y^H}{\gamma_m \cdot \gamma_n},$$

где R_y^H – нормативное сопротивления растяжению (сжатию) металла стенки, равное минимальному значению предела текучести, принимаемому по государственным стандартам и техническим условиям на листовой прокат;

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

$\gamma_n = 1,1$.

Стенка резервуара относится к основным конструкциям подгруппы «А», для которых должна применяться сталь класса С345 (09Г2С-12) с нормативным расчетным сопротивлением $R_y^H = 345 \text{ МПа}$.

Вычисляем расчетное сопротивление:

$$R_y = \frac{345}{1,025 \cdot 1,15} \approx 293 \text{ МПа}.$$

Вычисление предварительной толщины стенки для каждого пояса резервуара

Для вычисления используем формулу, в которой, начиная со второго пояса, единственным изменяемым параметром при переходе от нижнего пояса к верхнему является координата нижней точки каждого пояса

$$x_i = B(i - 1),$$

					Расчетная часть	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где i – номер пояса снизу вверх;

B – ширина листа.

Основные геометрические размеры резервуара при проведении прочностных расчетов округляем в большую сторону до номинальных размеров так, чтобы погрешность шла в запас прочности:
 $H = 16 \text{ м}; B = 2,0 \text{ м}; R = 20,4 \text{ м}.$

Толщина первого пояса определяется при $\gamma_c = 0,7$; $H_{\max} = H = 7500$;
 $x_1 = 0$:

$$\delta_1 = \frac{[n_1 \cdot \rho_n \cdot g \cdot (H_{\max} - x_1) + n_2 \cdot p_{\text{изб}}] \cdot R}{\gamma_c \cdot R_y} =$$

$$= \frac{[1,05 \cdot 900 \cdot 9,81 \cdot (16 - 2) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 20,4}{0,7 \cdot 293 \cdot 10^6} \approx 0,01499 \text{ м} \approx 15 \text{ мм}.$$

Для второго пояса при $\gamma_c = 0,8$, $x_2 = 2,0$

$$\delta_2 = \frac{[1,05 \cdot 900 \cdot 9,81 \cdot (16 - 2) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 20,4}{0,8 \cdot 293 \cdot 10^6} \approx 0,0115 \text{ м} \approx 11,5 \text{ мм}.$$

Для остальных поясов резервуара полученные значения для толщины стенки приведены в табл.6.2.

Таблица 6.2

Толщина стенки поясов резервуара

Номер пояса	Толщина стенки, мм	Номер пояса	Толщина стенки, мм
1	15	5	6,7
2	11,5	6	5
3	9,9	7	3,4
4	8,3	8	1,8

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 δ_{kc} .

В качестве номинальной толщины $\delta_{ном}$ каждого пояса стенки выбирается значение большей из двух величин, округленное до ближайшего значения из сортаментного ряда листового проката:

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

где C_i – припуск на коррозию, мм;

Δ – значение минусового допуска на толщину листа, мм;

$\delta_{kc}=5$ – минимальная конструктивная толщина стенки.

Величину минусового допуска определяют по предельным отклонениям на изготовление листа.

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

В табл. 6.2.1 приводятся все данные для выбора номинального размера толщины стенки.

					Расчетная часть	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 6.2.1

Номинальная толщина стенки

Номер пояса	δ_i , мм	C_i , мм	Δ_i , мм	$\delta_i + C_i + \Delta_i$	δ_{kc}	δ_n
1	15	2,0	0,45	17,45	11,0	18
2	11,5			13,95		14
3	9,9			12,35		13
4	8,3			10,75		11
5	6,7			9,15		11
6	5			7,45		11
7	3,4			5,85		11
8	1,8			4,25		11

6.3 Расчет стенки резервуара на устойчивость

Проверка устойчивости стенки резервуара производится по формуле:

$$\frac{\sigma_{i1}}{\sigma_{i01}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{02}} \leq 1,0,$$

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:

$$\sigma_{1i} = \frac{n_3 \cdot (G_{кр} + G_{ст,i}) + \psi \cdot (n_{сн} \cdot G_{сн} + n_2 \cdot G_{вак})}{2 \cdot \pi \cdot R \cdot \delta_i},$$

где $n_3 = 1,05$ – коэффициент надежности по нагрузке от собственного веса;

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

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

$G_{ст,i}$ – вес вышележащих поясов стенки, H ;

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

$G_{вак}$ – вес покрытия резервуара, H ;

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

Определение веса крыши

Вес покрытия резервуара рассчитывается по нормативному давлению крыши $p_{кр}$

$$G_{кр} = p_{кр} \cdot \pi \cdot R^2.$$

Для резервуара объемом $V = 20000 \text{ м}^3$ давление крыши $p_{кр} = 0,55 \frac{кН}{м^2}$.

$$G_{кр} = 0,55 \cdot \pi \cdot 20,4^2 = 719 \text{ кН}.$$

Определение веса стенки резервуара

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

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

$$G_{cm,i} = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot B \cdot \gamma_{cm} \cdot \sum_{k=i}^a \delta_k,$$

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

$$\gamma_{cm} = 78,5 \frac{\kappa H}{M^3} - \text{удельный вес стали.}$$

Вес стенки при расчете первого пояса

$$\begin{aligned} G_{ct,1} &= 2 \cdot \pi \cdot R \cdot B \cdot \gamma_{ct} \cdot \sum_{k=1}^5 \delta_k = \\ &= 2 \cdot \pi \cdot 20,4 \cdot 2,0 \cdot 78,5 (18 + 11,55 + 10,55 + 5 \cdot 8,55) 10^{-3} \approx 1666 \kappa H. \end{aligned}$$

Вес стенки при расчете второго пояса

$$\begin{aligned} G_{ct,2} &= 2 \cdot \pi \cdot R \cdot B \cdot \gamma_{ct} \cdot \sum_{k=1}^5 \delta_k = \\ &= 2 \cdot \pi \cdot 20,4 \cdot 2,0 \cdot 78,5 (11,55 + 10,55 + 5 \cdot 8,55) 10^{-3} \approx 1305 \kappa H \end{aligned}$$

Результаты расчетов веса стенки для всех поясов приведены в табл. 6.3.

Таблица 6.3. Вес стенки резервуара

Номер пояса	Вес стенки G_{cm} , кН	Номер пояса	Вес стенки G_{cm} , кН
1	1618	5	689
2	1305	6	517
3	1073	7	345
4	861	8	172

Определение снеговой нагрузки

Нормативная снеговая нагрузка на горизонтальную проекцию резервуара

$$p_{сн} = \mu \cdot S_g,$$

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.

Например, город Сургут находится в IV снеговом районе, для которого $S_g = 2,4$ кН. Коэффициент $\mu = 1$ для такого варианта крыши, когда угол наклона поверхности крыши к горизонтальной плоскости $\alpha \leq 25^\circ$.

Вес снегового покрова на всю крышу

$$G_{сн} = p_{сн} \cdot \pi \cdot R^2 = \mu \cdot S_g \cdot \pi \cdot R^2 = 1 \cdot 2,4 \cdot \pi \cdot 20,4^2 \approx 3138 \text{ кН}.$$

Определение нагрузки от вакуума

Нормативная нагрузка от вакуума на покрытие определяется как

$$G_{\text{вак}} = \pi \cdot R^2 \cdot p_{\text{вак}} = \pi \cdot 20,4^2 \cdot 0,25 = 327 \text{ кН}.$$

Определение осевых напряжений в каждом поясе стенки резервуара от вертикальной нагрузки

Определение напряжений:

					Расчетная часть	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– в первом поясе

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

$$= \frac{1,05(719 + 1618) + 0,9(1,4 \cdot 3138 + 1,2 \cdot 327)}{2 \cdot \pi \cdot 20,4 \cdot 15,88 \cdot 10^{-3}} \approx 3,4 \text{ МПа};$$

– во втором поясе

$$\sigma_{12} = \frac{n_3 \cdot (G_{кр} + G_{ст,i}) + \psi \cdot (n_{сн} \cdot G_{сн} + n_2 \cdot G_{вак})}{2 \cdot \pi \cdot R \cdot \delta_1} =$$

$$= \frac{1,05(719 + 1305) + 0,9(1,4 \cdot 3138 + 1,2 \cdot 327)}{2 \cdot \pi \cdot 20,4 \cdot 15,88 \cdot 10^{-3}} \approx 4,4 \text{ МПа};$$

Значения осевых напряжений в остальных поясах приведены в табл. 6.3.1.

Таблица 6.3.1 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	$\frac{\sigma_2}{\sigma_{02}}$	$\frac{\sigma_1 + \sigma_2}{\sigma_{01} + \sigma_{02}}$
1	3,4	10,4	0,33	1,2	1,6	0,75	1,08
2	4,4	7,7	0,57				1,32
3	4,6	7	0,66				1,41
4	5,5	5,7	0,96				1,71
5	5,3	5,7	0,93				1,68
6	5,2	5,7	0,91				1,66
7	5	5,7	0,88				1,63
8	4,8	5,7	0,84				1,59

Определение осевых критических напряжений

Осевые критические напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{01} = C \cdot E \cdot \frac{\delta_i}{R},$$

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

C – коэффициент, принимаемый по табл.6.2.1.

Для определения коэффициента C необходимо вычислить среднюю толщину стенки

$$\delta_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^{n_n} \delta_i}{n_n} = \frac{18 + 11,55 + 10,55 + 5 \cdot 8,55}{8} \approx 10,3 \text{ мм}.$$

Вычисляем отношение радиуса резервуара к средней толщине стенки:

$$\frac{R}{\delta_{cp}} = \frac{20,4}{10,3 \cdot 10^{-3}} \approx 2040$$

Выбираем коэффициент $C=0,065$, по СНиП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия»

Вычисляем осевые критические напряжения:

– для первого пояса

$$\sigma_{01} = C \cdot E \cdot \frac{\delta_i}{R} = 0,065 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{18 \cdot 10^{-3}}{20,4} \approx 12,04 \text{ МПа};$$

– для второго пояса

$$\sigma_{02} = C \cdot E \cdot \frac{\delta_i}{R} = 0,065 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{11,55 \cdot 10^{-3}}{20,4} \approx 7,7 \text{ МПа}.$$

					Расчетная часть	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Остальные значения критической силы приведены в табл. 6.3.1.

Определение кольцевых напряжений

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

$$\sigma_2 = \frac{p_{\text{в}} \cdot n_{\text{в}} + p_{\text{вак}} \cdot n_2}{\delta_{\text{ср}}} \cdot R,$$

где $p_{\text{в}}$ – нормативное значение ветровой нагрузки на резервуар, Па;

$n_{\text{в}} = 1,4$ – коэффициент надежности по ветровой нагрузке;

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

Нормативное значение ветровой нагрузки определяется по формуле:

$$p_{\text{в}} = W_0 \cdot k_2 \cdot C_i,$$

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

k_2 – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте;

C_i – аэродинамический коэффициент.

Сургут относится ко второму району по давлению ветра, по СНиП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия», из таблицы выбираем $W_0 = 0,3 \text{ кПа}$.

Коэффициент $k_2 = 1,0$.

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

					Расчетная часть	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Вычисляем отношение

$$\frac{H}{2R} = \frac{16,0}{2 \cdot 20,4} \approx 0,39.$$

Выбираем $C_i = 0,63$ по таблице с использованием метода линейной интерполяции.

Вычисляем ветровую нагрузку (давление):

$$p_{\epsilon} = W_0 \cdot k_2 \cdot C_i = 0,3 \cdot 1,0 \cdot 0,63 \approx 0,19 \text{ кПа}.$$

Вычисляем кольцевые напряжения:

$$\sigma_2 = \frac{p_{\text{в}} \cdot n_{\text{в}} + p_{\text{вак}} \cdot n_2}{\delta_{\text{ср}}} \cdot R = \frac{0,19 \cdot 1,4 + 0,25 \cdot 1,2}{10,3 \cdot 10^{-3}} \cdot 20,4 \approx 1,2 \text{ МПа}.$$

Критические кольцевые напряжения определяются по формуле:

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

где H – геометрическая высота стенки резервуара, м.

$$\sigma_{02} = 0,55 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{20,4}{16,0} \cdot \left(\frac{10,3 \cdot 10^{-3}}{20,4} \right)^{\frac{3}{2}} \approx 1,6 \text{ МПа}.$$

Если по результатам расчета условие устойчивости не выполняется, то значения номинальной толщины стенки для соответствующих поясов стенки резервуара должны быть увеличены.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

6.4 Расчет сопряжения стенки резервуара с дном

Дано:

$$k_{\partial H} = 2,0 \cdot 10^8 \frac{H}{M^3} \quad - \quad \text{коэффициент постели для резервуара,}$$

установленного на хорошо уплотненном песчаном основании;

$$\delta_{cm} = 18 \text{ мм} - \text{толщина стенки нижнего пояса;}$$

$$R = 20,4 \text{ м} - \text{радиус резервуара;}$$

$$H = 16 \text{ м} - \text{высота стенки резервуара;}$$

$$\delta_{\partial H} = 12 \text{ мм} - \text{толщина окрайки дна;}$$

$$c = 60 \text{ мм} - \text{ширина окрайки дна;}$$

$$p_0 = 1,51 - \text{давление в нижней точке резервуара.}$$

Определение деформационных характеристик элементов конструкций

Коэффициент постели стенки резервуара

$$k_{cm} = \frac{E \cdot \delta_{cm}}{R^2} = \frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 18 \cdot 10^{-3}}{20,4^2} = 9,1 \cdot 10^6 \frac{H}{M^2}.$$

Цилиндрическая жесткость стенки

$$D_{cm} = \frac{E \cdot \delta_{cm}^3}{12(1 - \mu^2)} = \frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 18^3 \cdot 10^{-9}}{12(1 - 0,3^2)} = 1,12 \cdot 10^5 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

Коэффициент деформации стенки

$$m_{cm} = \sqrt[4]{\frac{k_{cm}}{4 \cdot D_{cm}}} = \sqrt[4]{\frac{0,091 \cdot 10^8}{4 \cdot 1,12 \cdot 10^5}} = 2,12 \text{ м}^{-1}.$$

Цилиндрическая жесткость дна

					Расчетная часть	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$D_{\partial n} = \frac{E \cdot \delta_{\partial n}^3}{12(1 - \mu^2)} = \frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 12^3 \cdot 10^{-9}}{12(1 - 0,3^2)} = 0,33 \cdot 10^5 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

Коэффициент деформации днища

$$m_{\partial n} = \sqrt[4]{\frac{k_{\text{дн}}}{4 \cdot D_{\text{дн}}}} = \sqrt[4]{\frac{2,0 \cdot 10^8}{4 \cdot 0,33 \cdot 10^5}} = 6,24 \text{ м}^{-1}.$$

Функции Крылова

$$\theta = e^{-m_{\partial n} \cdot c} \cdot \cos(m_{\text{дн}} \cdot c) = e^{-6,24 \cdot 60 \cdot 10^{-3}} \cdot \cos(6,24 \cdot 60 \cdot 10^{-3}) = 0,64,$$

$$\xi = e^{-m_{\partial n} \cdot c} \cdot \sin(m_{\text{дн}} \cdot c) = e^{-6,24 \cdot 60 \cdot 10^{-3}} \cdot \sin(6,24 \cdot 60 \cdot 10^{-3}) = 0,25,$$

$$\varphi = \theta + \xi = 0,64 + 0,25 = 0,89,$$

$$\psi = \theta - \xi = 0,64 - 0,25 = 0,39.$$

Система канонических уравнений метода сил

Для их определения составляется система уравнений, характеризующих условие совместности деформаций стенки резервуара и днища:

$$\begin{cases} \left(\delta_{11}^{cm} + \delta_{11}^{\partial n} \right) X_1 + \delta_{12}^{cm} \cdot X_2 + \Delta_{1p}^{cm} + \Delta_{1p}^{\partial n} = 0, \\ \delta_{21}^{cm} \cdot X_1 + \delta_{22}^{cm} \cdot X_2 + \Delta_{2p}^{cm} = 0. \end{cases}$$

Определяем коэффициенты и перемещения, входящие в систему уравнений:

$$\delta_{11}^{cm} = \frac{1}{m_{ct} \cdot D_{ct}} = \frac{1}{2,12 \cdot 1,12 \cdot 10^5} \approx 4,2 \cdot 10^{-6} \text{ Н}^{-1};$$

$$\delta_{12}^{cm} = \delta_{21}^{cm} = \frac{1}{2 \cdot m_{ct}^2 \cdot D_{ct}} = \frac{1}{2 \cdot 2,12^2 \cdot 1,12 \cdot 10^5} \approx 1 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}}{\text{Н}};$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

$$\delta_{22}^{cm} = \frac{1}{2 \cdot m_{CT}^3 \cdot D_{CT}} = \frac{1}{2 \cdot 2,12^3 \cdot 1,12 \cdot 10^5} \approx 0,47 \cdot 10^{-6} \frac{m^2}{H};$$

$$\Delta_{1p}^{cm} = \frac{\rho_H \cdot g}{k_{CT}} = \frac{900 \cdot 9,81}{9,1 \cdot 10^6} = 9,7 \cdot 10^{-4};$$

$$\Delta_{2p}^{cm} = \Delta_{1p}^{cm} \cdot H = 9,7 \cdot 10^{-4} \cdot 16,0 = 155,2 \cdot 10^{-4} m;$$

$$\begin{aligned} \delta_{11}^{\partial H} &= \frac{1}{m_{дн} \cdot D_{дн}} \cdot \frac{1 + \varphi + 2 \cdot \theta^2}{4} = \\ &= \frac{1}{6,24 \cdot 0,33 \cdot 10^5} \cdot \frac{1 + 0,89 + 2 \cdot 0,64^2}{4} = 3,29 \cdot 10^{-6} \frac{1}{H}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta_{1p}^{\partial H} &= -\frac{P_0 \cdot m_{дн}}{2 \cdot k_{дн}} [1 - \varphi \cdot \psi + 2 \cdot \theta \cdot \xi] = \\ &= -\frac{0,51 \cdot 10^5 \cdot 6,24}{2 \cdot 2,0 \cdot 10^8} [1 - 0,89 \cdot 0,39 + 2 \cdot 0,64 \cdot 0,25] = -7,8 \cdot 10^{-4}. \end{aligned}$$

Решение системы канонических уравнений

Подставляем в систему уравнений полученные коэффициенты и перемещения

$$\begin{cases} (\delta_{11}^{cm} + \delta_{11}^{\partial H}) X_1 + \delta_{12}^{cm} \cdot X_2 + \Delta_{1p}^{cm} + \Delta_{1p}^{\partial H} = 0, \\ \delta_{21}^{cm} \cdot X_1 + \delta_{22}^{cm} \cdot X_2 + \Delta_{2p}^{cm} = 0. \end{cases}$$

$$\begin{cases} (4,2 \cdot 10^{-6} + 3,29 \cdot 10^{-6}) X_1 + 1,0 \cdot 10^{-6} \cdot X_2 + 970 \cdot 10^{-6} - 780 \cdot 10^{-6} = 0, \\ 1,0 \cdot 10^{-6} \cdot X_1 + 0,47 \cdot 10^{-6} \cdot X_2 + 15520 \cdot 10^{-6} = 0; \end{cases}$$

$$\begin{cases} 7,49 \cdot X_1 + 1,0 \cdot X_2 + 190 = 0, \\ 1,0 \cdot X_1 + 0,47 \cdot X_2 + 15520 = 0. \end{cases}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

Второе уравнение системы умножим на дробь $\frac{7,49}{1,0}$ и вычтем из первого:

$$-2,52 \cdot X_2 - 115562 = 0, \text{ откуда } X_2 = -45857,9 \frac{H}{м}.$$

Из первого уравнения системы получаем X_1 :

$$7,49 \cdot X_1 + 1,0 \cdot (-45857,9) + 190 = 0,$$

$$X_1 = 6097,2 \frac{H \cdot м}{м}.$$

Проверка прочности стенки в точке сопряжения с днищем

Проверку прочности стенки выполняем от действия изгибающего момента X_1 и продольной сжимающей силы N (та же величина, что и при расчете на устойчивость нижнего пояса стенки резервуара):

$$\sigma_{\max} = \frac{M_{изг}}{W_x} + \frac{N}{F} \leq \gamma_c \cdot R_y.$$

Изгибающий момент

$$M_{изг} = X_1 = 6,1 \frac{кН \cdot м}{м}.$$

Момент сопротивления изгибаемой стенки

$$W_x = \frac{\delta_{ст}^2}{6} = \frac{18^2 \cdot 10^{-6}}{6} = 54 \cdot 10^{-6} м^2.$$

Второе слагаемое уравнения – это напряжение в нижней точке первого пояса.

$$\frac{N}{F} = \sigma_{11} = 3,1 МПа.$$

Расчетное сопротивление для стали нижнего пояса резервуара

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

$$\gamma_c \cdot R_y = 0,7 \cdot 293 \approx 205,1 \text{ МПа}.$$

Выполняем проверку на прочность:

$$\sigma_{\max} = \frac{M_{\text{изг}}}{W_x} + \frac{N}{F} \leq \gamma_c \cdot R_y.$$

$$\sigma_{\max} = \frac{6,1 \cdot 10^{-3}}{54 \cdot 10^{-6}} + 3,1 \approx 116,1 \text{ МПа}.$$

Таким образом, условие прочности

$$\sigma_{\max} \leq \gamma_c \cdot R_y \text{ выполняется, т.к. } 116,1 \leq 205,1.$$

Проверка прочности днища

Проверку прочности днища проводим по напряжениям, возникающим от изгибающего момента $M_{\text{изг}} = X_1$:

$$\sigma_{\max} = \frac{X_1}{W_x} \leq \gamma_c \cdot R_y.$$

В этом случае момент сопротивления сечения днища

$$W_x = \frac{\delta_{\text{дн}}^2}{6} = \frac{12^2 \cdot 10^{-6}}{6} = 24 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

Для стального листа окрайки расчетное сопротивление будет такое же, что и для нижнего пояса стенки:

$$\gamma_c \cdot R_y = 0,7 \cdot 293 \approx 205 \text{ МПа}.$$

Однако максимальные напряжения при изгибе окрайки оказались выше расчетного сопротивления:

$$\sigma_{\max} = \frac{X_1}{W_x} = \frac{6100}{24 \cdot 10^{-6}} \approx 254,2 > 205,1 \text{ МПа}.$$

					Расчетная часть	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для увеличения прочности днища необходимо увеличить толщину окрайки или выбрать материал, у которого расчетное сопротивление будет выше максимальных напряжений.

При толщине окрайки $\delta_{он} = 14 \text{ мм}$

$$W_x = \frac{\delta_{он}^2}{6} = \frac{14^2 \cdot 10^{-6}}{6} = 32,7 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2,$$

$$\sigma_{\max} = \frac{X_1}{W_x} = \frac{6100}{32,7 \cdot 10^{-6}} \approx 186,5 < 205,1 \text{ МПа.}$$

В этом случае условие прочности выполняется, однако следует сделать замечание о том, что для корректного выбора новой толщины днища или стенки необходимо весь расчет повторить.

Проверка сварного шва на прочность

Расчетная схема таврового соединения днища и нижнего пояса стенки резервуара изображена на рис. 6.4

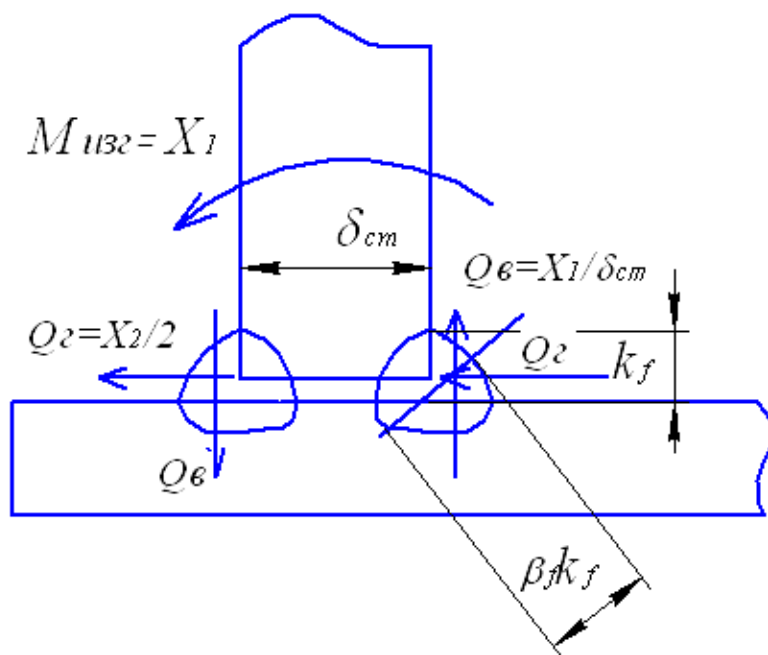


Рис. 6.4. Расчетная схема для расчета сварного шва

При толщине стенки меньше 20 мм соединение выполняется без разделки нижней кромки стенки. Катет k_f принимаем равным 12 мм. Коэффициент сварного шва принимается по таблице 34 СНиП II-23-81 «Стальные конструкции» – $\beta_f = 0,7$ (для ручной электродуговой сварки). Коэффициент условий работы сварного шва $\gamma_{wf} = 1,0$.

Условие прочности сварного шва:

$$\frac{N}{\beta_f \cdot k_f \cdot l_w} \leq \gamma_c \cdot \gamma_{wf} \cdot R_{wf},$$

где N – сила, срезающая шов по металлу сварного шва;

$l_w = 1 \text{ м}$ – длина сварного шва для случая расчета оболочки, когда N – сила, отнесенная к единице длины;

$R_{wf} = 215 \text{ МПа}$ – расчетное сопротивление по металлу сварного шва для электрода Э50.

$$\begin{aligned} N &= \sqrt{Q_{\theta}^2 + Q_{\Gamma}^2} = \sqrt{\left(\frac{X_1}{\delta_{cm}}\right)^2 + \left(\frac{X_2}{2}\right)^2} = \\ &= \sqrt{\left(\frac{6,1}{18 \cdot 10^{-3}}\right)^2 + \left(\frac{45,9}{2}\right)^2} = 339,6 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \end{aligned}$$

Выполним проверку сварного шва:

$$\frac{N}{\beta_f \cdot k_f \cdot l_w} = \frac{339,6}{0,7 \cdot 12 \cdot 10^{-3}} = 40,4 \text{ МПа}$$

$$\gamma_c \cdot \gamma_{wf} \cdot R_{wf} = 0,7 \cdot 1 \cdot 215 = 150,5 \text{ МПа}$$

Т.к $40,4 < 150,5$ условие прочности сварного шва выполняется.

					Расчетная часть	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7. Социальная ответственность

Введение

Социальная ответственность - сознательное отношение субъекта социальной деятельности к требованиям социальной необходимости, гражданского долга, социальных задач, норм и ценностей, понимание последствий осуществляемой деятельности для определенных социальных групп и личностей, для социального прогресса общества.

Ответственность личности имеет социальную природу и возникает тогда, когда поведение человека имеет социальную значимость и регулируется социальными нормами. Исполнение любой социально признанной нормы признается добром, позитивной ценностью, необходимым поведением каждого члена общества. Действия, нарушающие социально значимые правила, расцениваются как недопустимые, как зло, отрицательная ценность. С целью улучшения качества жизни работников и их семей, предприятие (организация) может самостоятельно принимать дополнительные меры, связанные с экономической, социальной и экологической сферах.

При эксплуатации резервуара требования по охране труда определяются законом «Закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов», «Об основах охраны труда в РФ».

Согласно Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» резервуары относятся к опасным производственным объектам. В процессе эксплуатации резервуара возможно развитие следующих вредных и опасных производственных факторов: некоторые виды работ проводятся на больших высотах, что может привести к падению человека при несоблюдении правил безопасности; перед

					Анализ причин возникновения дефектов при эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС 20000м ³		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Букин Н.А.				Социальная ответственность	Лит.	Лист
Руковод.	Богданов А.Л.						79
Консульт.	Брусник О.В.					ТПУ гр. 2Б2Б	
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.						

реконструкцией или ремонтом резервуар в большинстве случаев нужно опорожнить и полностью проветрить от внутренней газо-воздушной смеси (имеется опасность взрыва).

7.1 Производственная безопасность

Все, что окружает человека в процессе производственной деятельности - это производственная среда, которая непосредственно влияет на результат труда, здоровье и состояние в целом.

Для создания благоприятных и безопасных условий труда необходимо учитывать производственные факторы, оказывающие отрицательное значение на здоровье человека, факторы приводящие к снижению работоспособности, травмам или летальному исходу.

Опасным производственным фактором (ОПФ) называется фактор, воздействие которого на рабочего приводит к травме или резкому ухудшению здоровья. Травма – нарушение функций организма внешним воздействием.

Вредным производственным фактором (ВПФ) называется фактор, воздействие которого на рабочего приводит к заболеванию и снижению работоспособности. Заболевания, возникающие под действием вредных производственных факторов, называется профессиональными.

К опасным производственным факторам следует отнести, например:

- Электрический ток определенной силы;
- Раскаленные предметы;
- Возможность падения с высоты самого работающего либо различных деталей и предметов;
- Оборудование, работающее под давлением выше атмосферного, и т.д.

К вредным производственным факторам относятся:

- Неблагоприятные метеорологические условия;

					Социальная ответственность	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Запыленность и загазованность воздушной среды;
- Воздействие шума, инфра- и ультразвука, вибрации;
- Наличие электромагнитных полей, лазерного и ионизирующих излучений и др.

Все опасные и вредные производственные факторы подразделяются на: физические, химические, биологические и психофизиологические.

К физическим факторам относят: электрический ток, кинетическую энергию движущихся машин и оборудования или их частей, повышенное давление паров или газов в сосудах, недопустимые уровни шума, вибрации, инфра- и ультразвука, недостаточную освещенность, электромагнитные поля, ионизирующие излучения и др.

Химические факторы представляют собой вредные для организма человека вещества в различных состояниях.

Биологические факторы - это воздействия различных микроорганизмов, а также растений и животных.

Психофизиологические факторы - это физические и эмоциональные перегрузки, умственное перенапряжение, монотонность труда.

Состояние, при котором исключено воздействие на рабочего опасных и вредных факторов производства, называется безопасностью труда.

7.2 Микроклимат

Микроклимат представляет собой комплекс физических факторов внутри помещения, влияющий на тепловой обмен и здоровье человека в целом. К показателям микроклимата относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, температура оборудования, а так же тепловое излучение от внутренних поверхностей.

Рабочим время от времени приходится выполнять работу по ремонту резервуаров в тяжелых климатических условиях. Температура в

					Социальная ответственность	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

рассматриваемом регионе (Иркутская область) колеблется от -40°C до $+40^{\circ}\text{C}$. Меры от переохлаждения в зимнее время: выдача теплой одежды, обуви, более частые перерывы на отдых в теплом помещении. Меры от перегревания в летний промежуток времени: обязательное ношение головного убора (каска) связано не только с техникой безопасности, но и уберегает головной мозг от перегревания, организация рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов.

Для определения микроклимата в неотапливаемых помещениях на открытой территории нужно определить климатический регион. На Рис.1 представлено расположение климатических регионов Российской Федерации, характеризующиеся по следующим показателям: температура воздуха (средняя зимних месяцев) и скорость ветра (средняя из наиболее вероятных величин в зимние месяцы) и подразделяются на:

Ia (особый) - 25°C и $6,8\text{ м/с}$;

Iб (IV) - 41°C и 1 м/с ;

II (III) - $18,0^{\circ}\text{C}$ и $3,6\text{ м/с}$;

III(II) - $9,7^{\circ}\text{C}$ и $5,6\text{ м/с}$; IV(I) - $1,0^{\circ}\text{C}$ и $2,7\text{ м/с}$.

Рисунок 7.2



Рисунок 7.2 – Климатические регионы России.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

На открытой территории регулировать значение температуры окружающей среды не имеется возможности, поэтому необходимо оценивать наличие регламентированных перерывов на обогрев.

7.3 Освещенность

Территория резервуарного парка в темное время суток должна иметь освещение, отвечающее нормам техники безопасности, пожарной безопасности и требованиям СНиП II-4-79, ПУЭ (часть II, Прил. 1, п. п. 37, 57).

Минимальная общая освещенность, лк

Освещаемые рабочие поверхности, места производства работ:

- Резервуарные парки.....5
- Места измерений уровня и управления задвижками в резервуарном парке.....10
- Лестницы, обслуживающие площадку.....10
- Места установки контрольно-измерительных приборов.....30
- Проезды:
 - вспомогательные.....0,5
 - главные.....1-3.

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

7.4 Шум

Шум – беспорядочное сочетание звуков различной частоты и интенсивности, нежелательные для восприятия органами слуха.

Источником шума являются все тела, находящиеся в состоянии колебаний (вода, воздух, металл т.д). Профессиональные заболевания так же могут возникнуть под действием производственного шума. Продолжительное воздействие шума может привести к частичной, а иногда и к полной потере слуха. При шуме в 130 дБ человек испытывает болевые ощущения. В 150 дБ не переносим для человека. Учеными были проведены медико-биологические исследования, которые показали, что каждый «дБ-децибел» сверх допустимой нормы снижает производительность труда на 1%, риск потери слуха увеличивается на 1,5%, и риск возникновения сердечно-сосудистых расстройств увеличивается на 0,5%. Поэтому, согласно ГОСТ 12.1.003-83 уровень шума на рабочем месте не должен превышать 50 дБ.

От неблагоприятного воздействия шума на человека необходимо регламентировать его интенсивность, время воздействия. Эту цель преследует санитарно-гигиеническое нормирование. Нормативный документ допустимых уровней шума.

ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

В России разработано шесть стандартов на противошумы:

- ГОСТ Р 12.4.208-9 «ССБТ. СИЗ органа слуха. Наушники, Общие технические требования»;
- ГОСТ Р 12.4.209-99 «ССБТ. СИЗ органа слуха. Вкладыши. Общие технические требования»;
- ГОСТ Р 12.4.210-99 «ССБТ. СИЗ органа слуха. Противошумные наушники, смонтированные с защитной каской. Общие технические требования»;
- ГОСТ Р 12.4.211-99 «ССБТ. СИЗ органа слуха. Противошумы. Субъективный метод измерения поглощения звука»;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

- ГОСТ Р 12.4.212-99 «ССБТ. СИЗ органа слуха. Противошумы. Оценка результирующего значения А-корректированного уровня звукового давления при использовании средств индивидуальной защиты»;
- ГОСТ Р 12.4.213-99 «ССБТ. СИЗ органа слуха. Противошумы. Упрощенный метод измерения акустической эффективности противошумных наушников для оценки качества».

7.5 Экологическая безопасность

Безопасность окружающей среды при эксплуатации РВС должна обеспечиваться отсутствием неконтролируемых утечек нефти. В процессе налива, хранения и опорожнения резервуара должны быть исключены негативные воздействия на окружающую среду.

Защита атмосферы

При хранении нефтепродуктов в резервуаре образовывается газовоздушная смесь, которая через дыхательные клапаны выходит в атмосферу, это называется «большие дыхания» резервуара.

Уменьшение газового пространства, это один из наиболее эффективных методов борьбы с потерями от испарения и выбросом в окружающую среду.

Немаловажным фактором является в целом состояние резервуара. Наличие коррозии и различных видов дефектов также приводит к большим потерям и выбросам.

Резервуары и прилегающую территорию содержат в чистоте, и оборудуют средствами пожаротушения и молниеотводами.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

Защита гидросферы

Значительное отрицательное воздействие на гидросферу оказывают разливы нефти, которые могут быть связаны с несоблюдением норм технической безопасности, а так же в связи со стихийными бедствиями.

При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену, вследствие чего приносит значительный ущерб живущим организмам.

Методы локализации разливов нефтепродуктов:

- Термический
- Механический
- Биологический
- Физико-химический

Основным методом считается механический. Большая эффективность этого метода достигается в начале разлива, когда толщина нефтяного слоя остается большой.

Термический метод основан на выжигании слоя нефти.

Физико-химический использование диспергентов и сорбентов. Сорбенты при соприкосновении с нефтью впитывают её, образуя комья до максимума насыщенного нефтью.

Биологический применяется после физико-химического и механического метода, когда толщина слоя не менее 0,1 мм. В основе лежит окисление углеводорода или биохимических препаратов.

Защита литосферы

Литосфера – твердая оболочка Земли, включающая земную кору и мантию. Почва, наряду с Мировым океаном оказывает решающее значение на всю биосферу. Активно участвует в круговороте веществ и энергии в природе, поддерживает газовый состав атмосферы Земли.

					Социальная ответственность	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Загрязнение почв нефтью приводит к значительному экологическому и экономическому ущербу: понижается продуктивность лесных ресурсов, ухудшается санитарное состояние окружающей среды.

Земельные участки, отведенные в постоянное пользование, благоустраиваются с использованием предварительно снятого почвенно-растительного слоя. Земли, передаваемые во временное пользование, подлежат восстановлению (рекультивации). Земельные участки приводятся в пригодное для использования по назначению состояние в ходе работ, а при невозможности этого не позднее, чем в течение года после завершения работ.

Строительные работы в связи с требованиями лесного хозяйства обязаны:

- обеспечить минимальное повреждение почв, травянистой и моховой растительности;
- произвести очистку лесосек и ликвидировать порубочные остатки;
- не допускать повреждения корневых систем и стволов опушечных деревьев.

7.6 Защита в чрезвычайных ситуациях

На объектах для хранения нефти могут произойти различного рода аварии, которые могут привести к чрезвычайным ситуациям. Это и пожары и взрывы при проведении ремонтных работ с несоблюдением требований безопасности по ремонту и эксплуатации.

В зависимости от объема и месторасположения резервуары подразделяют на три класса:

1) Класс 1 – особо опасные резервуары объемом 10 000 м³ и более, а также резервуары объемом от 5000 м³ и более, расположенные непосредственно по берегам рек, крупных водоемов и в черте городской застройки;

					Социальная ответственность	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2)Класс 2 – резервуары повышенной опасности объемом от 5000 до 10 000м³;

3)Класс 3 – опасные резервуары объемом 100 до 5000 м³.

Основными методами, способствующими уменьшению масштабов ЧС, являются:

- Обучение персонала навыкам поведения в ЧС.
- Усиленный контроль за состоянием объекта.
- Первичная система пожаротушения (система орошения применяется для тушения горящего резервуара, а так же для охлаждения при горении соседнего резервуара). Генератор пены предназначен для пенного пожаротушения нефтепродуктов внутри резервуара.
- Во избежание аварийного разлива нефти, каждый резервуар должен быть огражден земляным обвалованием.
- Система оповещения населения, персонала объекта и органов управления для своевременных необходимых мер по защите населения.

Порядок оповещения в ЧС:

Первичная информация о чрезвычайной ситуации поступает на пульт старшему сотруднику охраны.

Дежурный сотрудник с получением сообщения о чрезвычайной ситуации обязан:

- уточнить метеоданные, оценить обстановку;
- включить кнопку запуска электросирены;

					Социальная ответственность	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- доложить Управляющему (генеральному директору) и главному инженеру о масштабах аварии и с их разрешения задействовать Схему оповещения и сбора руководящего состава;
- доложить оперативному дежурному ГУ МЧС;
- по громкоговорящей связи объявить информацию по территории нефтебазы и для населения, проживающего вблизи объекта;
- по техническим средствам связи объявить сигнал «Объявлен сбор» и сообщить информацию городской пожарной части;
- оповестить и организовать сбор комиссии по ЧС ПБ;
- сделать запись в оперативном журнале о чрезвычайной ситуации и принятых мерах;
- подготовить информацию для донесений в ГУ МЧС;
- по прибытии руководителя – Управляющего (генерального директора), главного инженера доложить о выполненных мероприятиях.
- Организация оповещения об обстановке органов управления привлекаемых сил, рабочих и служащих объекта осуществляется по радиотрансляционной сети, поисковой, телефонной связи или посыльными.
- При возникновении на объекте аварийной ситуации вводится «Чрезвычайный режим».
- В зависимости от прогноза масштабов ЧС оповещаются расположенные вблизи объекты.
- Для оповещения микрорайонов и жилых массивов частного сектора привлекаются подвижные посты, оборудованные громкоговорящими установками от службы охраны общественного порядка.

Резервуары входят в состав опасных производственных объектов и подлежат регистрации в государственном реестре в соответствии с Федеральным законом РФ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

7.7 Пожарная безопасность

Резервуары выполняют важную функцию по приему, хранению и выдаче нефтепродуктов являются объектами повышенной опасности. Пожар в резервуаре в большинстве случаев начинается со взрыва паро-воздушной смеси. На образование взрывоопасных концентраций внутри резервуаров существенное влияние оказывают физико-химические свойства хранимых нефти и нефтепродуктов, конструкция резервуаров, технологические режимы эксплуатации, а также климатические и метеорологические условия. Взрыв в резервуаре приводит к подрыву (редко к срыву) крыши с последующим горением на всей поверхности горючей жидкости.

При эксплуатации резервуаров должны соблюдаться требования пожарной безопасности, установленные «Правилами пожарной безопасности в РФ», «Правилами пожарной безопасности при эксплуатации предприятий нефтепродуктообеспечения».

Причинами возникновения пожара на объектах эксплуатации резервуаров являются:

- В большинстве случаев пожар начинается со взрыва газо-воздушной смеси;
- Несоблюдение правил пожарной безопасности и неосторожное обращение с огнем;
- Неправильная эксплуатация и неисправность оборудования
- Возникновение статического электричества;
- Климатические и метеорологические условия.

Тушение пожара и ограничение его распространения достигается системой пожаротушения.

Особым соблюдением правил по безопасности требуют работы, связанные с появлением источников зажигания. К ним в первую очередь относятся огневые работы. Необходимо, при проведении сварочных работ,

					Социальная ответственность	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

исключить возможность взрыва газо-воздушной смеси, попадания нефти на сварочные агрегаты.

7.8 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В связи с требованиями, предъявляющими к нефтебазам и резервуарным паркам в соответствии с ФЗ №116 «О промышленной безопасности на опасных производственных объектах» предприятие обязуется страховать оборудование, сооружения и персонал на случай чрезвычайных ситуаций. В противном случае, невыполнение обязательств по обеспечению безопасности производственного объекта и его персонала берет на себя полную ответственность по компенсации последствий, возникших при аварии.

7.9 Расчет потерь нефти от «больших дыханий» на примере РВС-20000

Исходные данные:

- Диаметр резервуара: 45,6м;
- Высота резервуара: 11,92м;
- Высота корпуса крыши: 0,85;
- Газовая постоянная: 8314,3;
- Температура нефтепродукта: 293К;
- Первоначальная высота разлива: 8,5м;
- Высота разлива после закачки нефтепродукта: 10,25 м;
- Производительность закачки: $700 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$
- Месяц: Июль.

Находим абсолютное давление в газовом пространстве в начале закачки:

$P_1 = P_a = 101200 \text{ Па}$ – в начале закачки днем.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

По графику для определения плотности бензиновых паров находим плотность паров бензина ρ , кг/м³ или по формуле:

$$\rho = \frac{P_1 * M}{T * R'} = \frac{101200 * 58,609}{293 * 8314,3} = 2,435 \text{ кг/м}^3$$

T – температура нефтепродукта;

R' – газовая постоянная;

M – молярная масса.

Находим величину газового пространства перед закачкой бензина:

$$H_{1Г} = H_P - H_{взл} + \frac{H_K}{3} = 11,92 - 8,5 + \frac{0,85}{3} = 3,137 \text{ м}$$

H_P – высота резервуара;

$H_{взл}$ – высота взлива;

H_K – высота корпуса крыши.

Определяем объем газового пространства перед закачкой бензина:

$$V_{Г} = H_{1Г} * \frac{\pi D^2}{4} = 3,137 * \frac{3,14 * 45,6^2}{4} = 5120,52 \text{ м}^3$$

D – диаметр резервуара;

Величину газового пространства после закачки бензина:

$$H_{2Г} = H_P - H_{взл2} + \frac{H_K}{3} = 11,92 - 10,25 + \frac{0,85}{3} = 1,387 \text{ м}$$

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

$H_{взл2}$ - высота разлива после заправки нефтепродукта;

Объем закачиваемого бензина:

$$V_H = 0,25 * \pi * D^2 * (H_{1г} - H_{2г}) = 0,25 * 3,14 * 45,6^2 * (3,137 - 1,387) \\ = 2856,52$$

Время заправки:

$$\tau_3 = \frac{V_H}{Q} = \frac{2856,52}{700} = 4,1 \text{ ч.}$$

Q – производительность заправки

Найдем общее время:

$$\tau = \tau_{пр} + \tau_3 = 6 + 4,1 = 10,1 \text{ ч.}$$

$\tau_{пр}=6$ время простоя резервуара.

Находим скорость выхода газовой смеси через дыхательные клапаны:

$$V_B = \frac{4 * Q}{n * \pi * D^2} = \frac{4 * 700}{8 * 3,14 * 45,6^2} = 0,054 \text{ м}^3/\text{с}$$

Q – производительность заправки бензина;

D – диаметр резервуара;

					Социальная ответственность	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

n – число дыхательных клапанов на резервуаре.

Находим $\Delta C_1 = 0,15$ при $\tau = \tau_{\text{пр}} + \tau_3$ по графику для определения температурного напора.

Определяем $\Delta C_2 = 0,0377$ по графику прироста относительной концентрации во время выкачки из резервуара.

Находим среднюю относительную концентрацию в газовом пространстве:

$$\frac{\Delta C}{C_s} = \frac{H_{2\Gamma}}{H_{1\Gamma}} + \Delta C_1 + \Delta C_2 = \frac{1,387}{3,137} + 0,15 + 0,0377 = 0,63$$

Определяем давление $P_s = 19 \text{ кПа}$ по графику для определения насыщенных паров нефтепродуктов, при $T = T_{\text{п.ср}} = 293 \text{ К}$

Находим среднее парциальное давление паров нефтепродукта:

$$P_v = \frac{\Delta C}{C_s} * P_s = 0,63 * 19 = 11,97 \text{ кПа}$$

P_s – давление насыщенных паров нефтепродукта.

Потери бензина от одного “большого дыхания”:

$$G_{\text{б,д}} = [Q_3 - V_{\Gamma} \left(\frac{P_2 - P_1}{P_2 - P_y} \right) * \frac{P_y}{P_2} * \rho]$$

Q_3 – объем закачиваемого в резервуар бензина за 4,1 часа

$$Q_3 = 4,1 * 700 = 2870 \text{ м}^3$$

V_{Γ} – объем газового пространства резервуара перед закачкой бензина, м^3

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

$$V_{\Gamma}=5120,52 \text{ м}^3$$

P_2 – абсолютное давление в газовом пространстве в конце закачки.

$$P_2=P_1+P_{\kappa,y}$$

Где P_1 – барометрическое (атмосферное) давление $P_a=101200$ Па

$P_{\kappa,y}$ – нагрузка дыхательных клапанов $P_{\kappa,y}=2300$ Па

$$P_2 = 101200+2300=103500 \text{ Па}$$

P_y - среднее парциальное давление паров нефтепродукта

$$P_y = 11742 \text{ Па}$$

ρ - плотность паров бензина

$$\rho=2,435 \text{ кг/м}^3$$

$$G_{б.д} = \left[2870 - 5120,52 * \left(\frac{103500 - 101200}{103500 - 11742} \right) \right] * \frac{11742}{103500} * 2,435 = 757,38 \text{ кг.}$$

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Введение

В настоящее время, более 70% эксплуатирующего оборудования в России выработало свой ресурс (срок эксплуатации 30-35 лет). Известно, что аварии и отказы происходят в начальный период эксплуатации из-за дефектов монтажа, затем следует период безаварийной работы, а после 15-20 лет эксплуатации количество отказов, аварийных ситуаций резко возрастает, вследствие накопления повреждений, возникших при эксплуатации

Одним из наиболее опасных объектов были и остаются различные виды резервуаров. В системе трубопроводного транспорта, например, более 3000 РВС находятся в эксплуатации более 50 лет, свыше 1000 РВС - от 40 до 50 лет. Экономически выгодная эксплуатация резервуара не может быть обеспечена без должного наблюдения за техническим состоянием и своевременным устранением неполадок. Нарушение прочности и герметичности в резервуарах в большинстве случаев вызывается совокупностью различных неблагоприятных воздействий на конструкции. Элементы резервуара в эксплуатационных условиях испытывают значительные быстроменяющиеся температурные режимы, повышение давления, вакуум, вибрацию, неравномерные осадки и коррозию.

Практически каждый из резервуаров представляет собой объект повышенной опасности для персонала предприятия, населения, соседних сооружений и окружающей среды. Также можно отметить, что резервуары, как и любой технический объект, имеют свой ресурс и каждое предприятие стремится повысить экономическую эффективность производства товаров или

					Анализ причин возникновения дефектов при эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС 20000м ³		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Букин Н.А.				Финансовый менеджмент	Лит.	Лист
Руковод.	Богданов А.Л.						96
Консульт.	Брусник О.В.					ТПУ гр. 2Б2Б	
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.						

услуги с наименьшими издержками, что означает отсутствие потерь в использовании ресурсов.

8.1 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения). Для этого необходимо заполнить специальную форму, содержащую показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта. Результаты анализа степени готовности приведены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определен имеющийся научно-технический задел	4	3
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	3	3
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	3	3
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	3	3
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	3	3
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	3	2

7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	3	2
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	3	2
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	3
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	4	3
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	3	2
12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	3	2
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	3	3
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	3	3
15	Проработан механизм реализации научного проекта	3	3
	ИТОГО БАЛЛОВ	47	40

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i ,$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению; B_i – балл по i -му показателю.

Значение $B_{\text{сум}}$ позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Значение степени проработанности научного проекта составило 47, что говорит о средней перспективности, а знания разработчика достаточны для успешной ее коммерциализации. Значение уровня имеющихся знаний у разработчика составило 40 – перспективность выше среднего.

По результатам оценки можно сказать, что в первую очередь необходимо проработать вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот. Следующими задачами будет проработка вопросов финансирования коммерциализации научной разработки и поиск команды для коммерциализации научной разработки. Что касается вопросов международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок: такие задачи на данный момент не ставятся.

8.2 Календарный план проекта

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в виде таблицы 8.2.

Таблица 8.2 – Календарный план проекта

Код работы (из ИСР)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Получение задания	1	15.12.2015	15.12.15	Букин Н.А. Богданов А.Л.
2	Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	6	19.12.2015	25.12.15	Букин Н.А. Богданов А.Л.
3	Литературный обзор	19	8.02.2016	27.02.16	Букин Н.А.

4	Экспериментальная часть	24	27.02.2016	21.03.16	Букин Н.А. Богданов А.Л.
5	Результаты и обсуждения	35	22.03.2016	26.04.16	Букин Н.А. Богданов А.Л.
6	Оформление пояснительной записки	29	27.04.2016	25.05.16	Букин Н.А.
Итого:		114			

8.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Таблица 8.3 – Матрица SWOT

	Сильные стороны:	Слабые стороны:
	С1. Высокая экономичность и энергоэффективность технологии. С2. Экономичность технологии. С3. Повышение безопасности производства. С4. Уменьшение затрат на ремонт оборудования.	Сл1. Трудность внедрения функции. Сл2. Отсутствие на предприятии собственного специалиста, способного произвести внедрение функции.

Возможности	B1. Повышение эффективности работы предприятия за счет модернизации . B2. Сокращение расходов. B3. Качественное обслуживание потребителей. B4. Сокращение времени простоев.	– Достижение повышения производительности агрегатов. – Исключение поломок оборудования в результате сбоев в электроснабжении. – Своевременная поставка природного газа потребителям.	1. Поиск заинтересованных лиц 2. Разработка научного исследования 3. Принятие на работу квалифицированного специалиста. 4. Переподготовка имеющихся специалистов
	У1. Экономическая ситуация в стране, способствующая повышению цены за метанол, в результате чего применение функции станет экономически нецелесообразным. У2. Недостаток финансовых средств для модернизации всех агрегатов в результате увеличения стоимости работ специалиста от завода-изготовителя. У3. Метанол является сильным ядом	1. Отсутствие спроса на новые технологии производства. 2. Доработка проекта 3. Сложность реализации проекта.	1. Приобретение необходимого оборудования опытного испытания 2. Остановка проекта. 3. Проведения других проектов

8.4 Расчет суммы затрат на капитальный ремонт

Сумма капитальных затрат будет сводиться к определению затрат: на приобретение нового оборудования, материалов, транспортировку и монтаж.

Расчет материальных затрат на реконструкцию

Таблица 8.4

Наименование работ и затрат	Кол-во, шт.	Цена за единицу изделия, тыс.руб	Общая стоимость тыс.руб.
Клапан дыхательный КДС-3000/500	4	81,191	324,764
Клапан предохранительный КДС-3000/500	8	37,485	299,88
Предохранитель огневой ОП-500	4	38,326	153,304
Люк-лаз Ду-600 с поворотным-подвесным устройством	2	26,4	52,8
Итого:			830,748

Таблица 8.4.1

Наименование материала	Марка	Единицы измерени я	Норма	Стоимость единицы, тыс. руб.	Сумма, тыс.руб .
Электроды Ди 5мм	МР-3С	кг	30	0,641(5 кг)	3,85
Лак ПФ-170(2 слоя)	ПФ-170	м ²	0,85	0,185(1,8 кг)	0,185
Грунт ВГ-33 (3 слоя)	ВГ-33	м ²	10	0,178(1 кг)	0,534
Итого:		4,57			

Сумма материальных затрат на реконструкцию составляет:

$$830,748+4,57=835,318 \text{ тыс.руб}$$

Расчет капитальных затрат на монтажные работы

Общая сумма капитальных затрат: $\Phi_{\text{общюкап.затр.}} = \Phi_{\text{пр.}} + \Phi_{\text{мон.}} - \Phi_{\text{мет.}}$

$\Phi_{\text{пр}}$ - затраты на приобретение нового оборудования и материалов

$\Phi_{\text{мон}}$ - затраты на монтаж и демонтаж

Затраты на демонтаж и монтаж складываются из:

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

- заработная плата ремонтной бригады;
- затрат на вспомогательные материалы;
- затрат на комплектацию.

Затраты на монтаж и демонтаж.

Таблица 8.4.2

Вид работ	Нормо-часов
Подготовительные работы	120
Демонтаж клапана предохранительного КППГ-250	2*8
Монтаж клапана предохранительного КДС-3000/500	5*8
Демонтаж клапана дыхательного НДКМ-250	3*4
Монтаж клапана дыхательного КДС-3000/500	6*4
Демонтаж огневого предохранителя D=250	2*4
Монтаж огневого предохранителя D=500	3*4
Демонтаж люк-лаз Ду-500	2*2
Монтаж люк-лаз Ду-600	4*2
Всего:	244

Состав рабочего звена

Таблица 8.4.3

Специальность	Разряд	Число рабочих	Часовая тарифная ставка, руб.
Слесарь	5	2	125,6
Слесарь	4	4	114,5
Сварщик	5	2	136,2
Сварщик	4	2	118,8
Электрик	5	1	119,6
Автокрановщик	5	1	105,5
Водитель	4	1	107,2

Расчет фонда заработной платы

Таблица 8.4.4

	Слесарь 5 разряда	Слесарь 4 разряда	Сварщик 5 разряда	Сварщик 4 разряда	Электрик 5 разряда	Автокран. 5 разряда	Водител ь 4 разряда	Фонд з/п, руб.
Эффективный фонд рабочего времени	244	244	52	52	244	40	40	
Часовая тарифная ставка	125,6	114,5	136,2	118,8	119,6	105,5	107,2	
Списочный состав	2	4	2	2	1	1	1	
Явочный состав	2	4	2	2	1	1	1	
Тарифный фонд	61292,8	111752	14164,8	12355,2	29182,4	4220	4288	
Премия 30%	18387,84	33525,6	4249,44	3706,56	8754,72	1266	1286,4	
Часовой фонд зарплат	79680,64	145277,6	18414,24	16061,76	37937,12	5486	5574,4	
Районный коэффициент 30%	23904,2	43583,3	5524,3	4818,5	11381,1	1645,8	1672,32	
Стажевая надбавка 10%	7968,1	14527,8	1841,4	1606,2	3793,7	548,6	557,4	
Основная заработная плата	111552,94	203388,7	25779,94	22486,46	53111,92	7680,4	7804,1	
Дополнительная зарплата 11%	12270,8	22372,8	2835,8	2473,5	5842,3	844,8	858,5	
Сумма основной и дополнительной зарплат	123823,7	225761,5	28615,7	24960	58954,2	8525,2	8662,6	479303

Смета затрат на кап.ремонт

Таблица 8.4.5.

Показатели	Фонд з/платы, руб.
Основная и дополнительная заработная плата	479303
Отчисления на соцнужды 30%	143791
Материальные затраты	835318
Затраты на транспорт 10%	83532
Накладные расходы 20%	167063,6
Итого:	1709000

Материальный баланс резервуара.

Таблица 8.4.6

Тип, номер резервуара.	Норма естественной убыли в осенне-зимний период, кг/т	Количество принятой нефти в осенне-зимний период, т	Потери нефти от естественной убыли в осенне- весенне-летний период, кг/т	Норма естественной убыли в весенне-летний период, кг/т	Количество принятой нефти в весенне-летний период, т	Потери нефти от естественной убыли в от нефти естественной убыли за год, т	Количество поступившей нефти за год, с учётом потерь от естественной убыли, т
PBC 20000 м ³					16 00 00	1 1 , 5	
до 1 суток	0,05	1000000	50	0,12	10 00 00 0	181,5	2159818,5
свыше 1 сут. до 1 мес.	0,005			0,016			

Сравнение материального баланса

Таблица 8.4.7

Наименование	До реконструкции		После реконструкции	
	%	Тонн/год	%	Тонн/год
Приход:				
-нефть на хранение	100,00	2160000	100,00	2160000
Итого:	100,00	2160000	100,00	2160000
Расход:				
-нефть товарная на отгрузку	99,98	2159818,5	99,998	2159981,85
Потери от испарений	0,02	181,5	0,002	18,15
Итого:	100,00	2160000	100,00	2160000

По проекту реконструкции планируется получение прибыли за счет экономии нефти на испарении.

По проекту получаем экономию $(181.5-18.15)=163,35$ тонн нефти в год.

$$\rho_{\text{нефти}} = 0,85 \text{ т / л}$$

$$V = \frac{163,35 \cdot 10^3}{0,85} = 192176 \text{ л}$$

$$1 \text{ баррель} = 159 \text{ л}$$

$$\text{Кол} - \text{ва баррелей} = \frac{192176}{159} = 1208,66$$

Примем стоимость 1 барреля нефти (марка Brent от 10.05.16) = 45,48\$.

					Финансовый менеджмент	Лист
						108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 \$ примем по курсу ЦБ РФ (от 10.05.16) 1\$=66,2 руб.

$\Delta\P=1208,66\cdot45,48\cdot66,2=3639004,5$ руб.

Расчет показателей экономической эффективности.

Экономическая эффективность проектного варианта реконструкции обусловлена двумя характерными величинами.

1. Сумма капитальных затрат на реконструкцию.

2. Условно-годовой экономический эффект

$$\mathcal{E}_{\text{ир}} = \Delta\P - E_{\text{норм.}} \cdot \Delta K_{\text{рек.}}$$

$\Delta\P$ – прибыль

$$E_{\text{норм.}} = 0,5$$

$\Delta K_{\text{рек.}}$ – сумма капитальных вложений на реконструкцию

$$\mathcal{E}_{\text{ир}} = 3639004,5 - 0,5 \cdot 1709000 = 3639004,5 - 854500 = 2784500,5 \text{ руб.}$$

Коэффициент экономической эффективности:

$$E = \Delta\P / \Delta K_{\text{рек.}} = 3639004,5 / 1709008 = 2,13$$

Срок окупаемости капитальных вложений:

$$T_{\text{ок.}} = \Delta K_{\text{рек.}} / \Delta\P = 1528002 / 3639004,5 = 0,5 \text{ года}$$

					Финансовый менеджмент	Лист
						109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Технико-экономические показатели

Таблица 8.4.8

Наименование показателей	Единица измер.	Проектный вариант	Базовый вариант	+ (увелич.) - (уменьш.)
1.Годовая производственная мощность по сырью	Т.	2160000	2160000	
2.Годовая производственная мощность по продукту	Т.	2159981,85	2159818,5	+163,35
3.Потери от испарений	Т.	18,15	181,5	-163,35
4.Сумма капитальных вложений	Руб.	1709000		+1709000
5.Коэф. экономического эффекта		2,13		
6.Срок окупаемости	лет	0,5		
7.Условно-годовой экономический эффект	Руб.	2784500		+2784500

Заключение:

Предложенная данным проектом реконструкция резервуара для хранения товарной нефти обеспечит:

1.Сокращение потерь нефти за год на **163,35** тонны.

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

2.Получение прибыли от уменьшения естественных потерь нефти от испарения в размере **3639000** в год.

3.Снижение выбросов в воздушный бассейн в **10 раз** (181,5/18,15).

Капитальные затраты на реконструкцию окупятся за **0,5** года.

Все, вышеперечисленные технико-экономические показатели проекта, позволяют сделать вывод о том, что **данная реконструкция резервуара экономически выгодна.**

					Финансовый менеджмент	Лист
						111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

Проведенный анализ возникновения дефектов показал, что наиболее часто встречаются дефекты при проведении монтажных работ и дефекты, появившиеся в процессе эксплуатации. Еще при проектировании строительства из-за допущенных ошибок появляются основания для образования дефектов, которые приводят к неравномерной осадке резервуара, что влечет за собой череду последствий: отрыв основного металла от днища резервуара. К монтажным относятся дефекты сварных швов, которые в процессе эксплуатации под действием растягивающих усилий приводят к образованию трещин в сварных швах при. В связи с контактированием металла и агрессивной среды воздействию коррозии подвергается днище и стенка резервуара. Так же коррозионным повреждениям подвергается кровля резервуара. В процессе были изучены методы ремонта всех видов дефектов на различных частях резервуара.

					Заключение	Лист
						112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Список использованной литературы

1. Дорошенко Ф.Е. Промышленное и гражданское строительство. - 2006. - № 6. - С. 28-35.
2. Афонская Г.П. Влияние дефектов на несущую способность резервуаров— 155 - 174с.
3. Галеев В.Б. Эксплуатация стальных вертикальных резервуаров в сложных условиях - 149 - 158 с.
4. ГОСТ Р 52910 - 2008 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. - 45с.
5. ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования»
6. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.
7. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
8. Кандаков Г.П. Проблемы отечественного резервуаростроения и возможные пути их решения. -№ 5. -26 - 45 с.
9. Кондаков Г.П. Анализ причин аварий вертикальных цилиндрических резервуаров. - №5 8с.
- 10.Морозов Е.М. Расчет на прочность при наличии трещин. Прочность материалов конструкций. - 319-334 с.
- 11.Мынбаева Г.У. Анализ формирования отказов резервуаров нефтехранилищ- №1. - 18-22с.
- 12.Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту. – 19 – 24с.
- 13.Резервуары для нефти и нефтепродуктов: том 1. Конструкция и оборудование: учебник для вузов, 2010. – 268 - 276с.
- 14.Резервуары вертикальные стальные сварные для нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование и анализ безопасности: (Методические указания). – 156с.

					Анализ причин возникновения дефектов при эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС 20000м ³		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Букин Н.А.			Список использованной литературы		
Руковод.		Богданов А.П.					
Консульт.		Брусник О.В.					
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.					
					Лит.	Лист	Листов
						113	
					ТПУ гр. 2Б2Б		

- 15.Хоперский Г.Г, Прокофьев В.В. Методы ремонта элементов конструкций стальных вертикальных цилиндрических резервуаров после длительной эксплуатации.
- 16.РД-16.01-60.30.00-КТН-062-1-05 «Руководство по ремонту железобетонных и стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000куб. м»
- 17.Розенштейн И.М. Аварии и надежность стальных резервуаров. – 255с
- 18.Фалькевич А. С, Анучкин М. П. Прочность и ремонт сварных резервуаров и трубопроводов. – 28 – 46с.
- 19.Фалькевич А. С. Сварка нефтепроводов и резервуаров. – 51 – 65с.
- 20.Глазков В.И. Защита трубопроводов и резервуаров от коррозии. – 16 – 23с.
- 21.Кнунянц И.Л. Краткая химическая энциклопедия. – 85 – 89с.
- 22.Рогожин М.Ю. Правила пожарной безопасности в РФ.