

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Разработка комплексных мероприятий по проведению капитального ремонта резервуара вертикального стального типа РВС 2000 кубических метров на примере нефтегазоконденсатного месторождения «Лугинецкое»

УДК 622.692.23-025.71-034.14-049.32(571.16)

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Соколов Денис Алексеевич		23.06.22

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Саруев А.Л.	к.т.н, доцент		23.06.22

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурс эффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Былкова Т.В.	к.э.н., доцент		30.05.22

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.	-		21.05.22

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н., доцент		23.06.22

Томск – 2022 г.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров
по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Эксплуатация и
обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК (У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ОПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
P8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
P9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.055" Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов ".</i>

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Уровень образования бакалавриат
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
 _____ Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:
бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СА	Соколову Денису Алексеевичу

Тема работы:

Разработка комплексных мероприятий по проведению капитального ремонта резервуара вертикального стального типа РВС 2000 кубических метров на примере нефтегазоконденсатного месторождения «Лугинецкое»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	15.02.2022 №46-45/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	23.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тип резервуара: РВС – 2000 м ³ . РВС расположен в Парабельском районе на нефтегазоконденсатном месторождении «Лугинецкое». Нефтепродукт – нефть. Проведения капитального ремонта резервуара по дефектной ведомости.
;Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Провести литературный обзор о специфики резервуара.

	2. Обосновать необходимость проведения капитального ремонта резервуара для хранения товарной нефти по дефектной ведомости; 3. Изучить технологию проведения капитального ремонта РВС; 4. Рассчитать параметры РВС; 5. Провести аналитический обзор основных требований промышленной безопасности и охраны труда.
Перечень графического материала	Рисунки, таблицы.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Былкова Татьяна Васильевна Доцент, ОСГН, к.э.н.
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович Старший преподаватель.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	28.02.2022
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Саруев А.Л.	к.т.н.		28.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Соколов Д.А.		28.02.2022

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

Студенту:

Группа	ФИО
32Б8СА	Соколову Денису Алексеевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Разработка комплексных мероприятий по проведению капитального ремонта резервуара вертикального стального типа РВС 2000 кубических метров на примере нефтегазоконденсатного месторождения «Лугинецкое»	
Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Общие затраты на проект –104859,32 руб. Расписываем виды и стоимость основных ресурсов: Материально – технические: материальные + оборудование, стоимость. Человеческие: кол–во людей, их совокупная стоимость – з/п плюс социальные отчисления.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	30 % премии 20 % надбавки 16% накладные расходы 30% районный коэффициент
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления по страховым выплатам в соответствии с Налоговым кодексом РФ (НК РФ-15) от 16.06.98, а также Трудовым кодексом РФ от 21.12.2011г. Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 27.1%; Налог на добавленную стоимость 20%.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Анализ конкурентных технических решений SWOT– анализ
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Формирование плана и графика разработки: – определение структуры работ; – определение трудоемкости работ; – разработка графика Ганта. – Формирование бюджета затрат на научное исследование: – материальные затраты; – заработная плата (основная и дополнительная);

	<ul style="list-style-type: none"> — отчисления на социальные цели; — накладные расходы.
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	28.02.2022
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Былкова Т.В.	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Соколов Денис Алексеевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СА	Соколову Денису Алексеевичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Разработка комплексных мероприятий по проведению капитального ремонта резервуара вертикального стального типа РВС 2000 кубических метров на примере нефтегазоконденсатного месторождения «Лугинецкое»	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объектом исследования является резервуар РВС-2000 м³ №1 установленный на «Лугинецком» месторождении.</p> <p>Резервуар предназначен для приема, хранения, накопления и отпуска нефти.</p> <p>Резервуар изготовлен методом полистовой сборки, марка стали 09Г2С.</p> <p>Вид хранимого продукта – товарная нефть.</p> <p>Рабочее место расположено на открытом воздухе. РВС-2000 находится на территории «Лугинецкого» месторождения Томской области. Местность заболоченная, равнинная. Климат умеренный.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: Рассмотреть специальные правовые нормы и нормативные документы.	<p>Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p> <p>При расположении элементов рабочего места должны быть предусмотрены необходимые средства защиты человека-оператора от воздействия опасных и вредных факторов, предусмотренных ГОСТ 12.0.003-74, а также условия для экстренного ухода человека-оператора с рабочего места.</p>
2. Производственная безопасность: Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды.	– Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на

	<p>местонахождении работающего;</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенный уровень шума; – отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; – разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов; – опасные и вредные производственные факторы, связанные с загрязнением воздушной среды; – производственные факторы, связанные с электрическим током; – пожаровзрывоопасность на объектах.
<p>3. Экологическая безопасность: Анализ воздействия объекта на атмосферу, гидросферу и литосферу.</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Решение по обеспечению экологической безопасности.
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения.</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. – пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	28.02.2022
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель о.о.д.	Гуляев Милий Всеволодович	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Соколов Денис Алексеевич		

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Уровень образования бакалавриат
Отделение нефтегазового дела
Период выполнения осенний / весенний семестр 2021/2022 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.02.2022	<i>Введение</i>	5
01.03.2022	<i>Обзор литературы</i>	20
08.03.2022	<i>Характеристика объекта исследования</i>	5
24.03.2022	<i>Обоснование для ремонта резервуара. Технология проведения ремонтных работ.</i>	15
29.04.2022	<i>Теоретические основы технологических расчетов на прочность</i>	20
14.05.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
31.05.2022	<i>Социальная ответственность</i>	10
04.06.2022	<i>Заключение</i>	5
10.06.2022	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Саруев А.Л.	к.т.н.		

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 117 страниц, 8 рисунков, 28 таблиц, 30 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: резервуар, капитальный ремонт, срок эксплуатации, дефектоскопия, нефть и нефтепродукты, оборудование резервуара.

Объектом исследования является резервуар вертикальный стальной типа РВС 2000м³.

Цель работы – разработка мероприятий по проведению капитального ремонта резервуара вертикального стального типа РВС-2000 м³.

В процессе исследования проводились расчет на прочность и устойчивость резервуара. Рассмотрены и проанализированы виды ремонтных работ, проведение гидравлического испытания. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности ремонта, охране окружающей среды, технико-экономическая часть.

В ходе выполнения данной работы были рассмотрены основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения работ, подготовительные работы, земляные работы, сварочно-монтажные работы резервуара, гидравлические испытания резервуара и т.д.

					Разработка комплексных мероприятий по проведению капитального ремонта резервуара вертикального стального типа РВС 2000 кубических метров на примере нефтегазоконденсатного месторождения «Лугинецкое»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		Соколов Д.А.						
<i>Руковод.</i>		Саруев Л.А.					10	117
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						
					<i>ТПУ гр. 32Б8СА</i>			

Abstract

Graduate qualification work 117 p., 8 figures, 28 tables, 30 sources, 1 appendixes.

Key words: tank, overhaul, service life, defectoscopy, labor protection, oil and oil products.

The object of the study is a vertical steel tank of RVS 2000m³ type.

The aim of the work - the development of measures for the overhaul of vertical steel tank type RVS-2000 m³.

In the process of research conducted a calculation on the strength and stability of the wall of the tank. Considered and analyzed the types of repair work, hydraulic testing. The measures of labor protection and repair safety, environmental protection, technical and economic part are given.

In the course of this work were considered the main structural, technological and technical and operational characteristics: technology and organization of work, preparatory work, excavation work, welding and installation work of the tank, hydraulic testing of the tank, etc.

					<i>Реферат</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Обозначения и сокращения

ГВС – газовоздушная среда;

ПСПТ – первичные средства пожаротушения;

ПРП – приемо-раздаточные патрубки;

РВС — резервуар вертикальный стальной;

ЛЗ — люк замерный;

ЛС – люк световой;

ПБ - промышленная безопасность;

ЛС — люк световой;

НТД – нормативно-техническая документация;

ТУ - технические условия;

ЭХЗ – электрохимическая защита;

ТС- техническое состояние;

КДС — клапан дыхательный стальной;

РД — руководящий документ;

НГКМ - нефтегазоконденсатное месторождение.

Определения

Резервуар - емкость, предназначенная для хранения, приема, откачки и измерения объема нефти;

Ремонт резервуара - комплекс мероприятий по восстановлению технико-эксплуатационных характеристик с заменой или восстановлением элементов конструкций резервуара и оборудования с выводом резервуара из технологического режима работы и его зачисткой;

Техническое диагностирование - комплекс мероприятий по определению технического состояния резервуара, характера, места и причин возникновения

					Разработка комплексных мероприятий по проведению капитального ремонта резервуара вертикального стального типа РВС 2000 кубических метров на примере нефтегазоконденсатного месторождения «Лугинецкое»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Соколов Д.А.			Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев Л.А.					12	117
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						
						ТПУ ар. 32Б8СА		

обнаруженных дефектов и предоставлению данных для последующего анализа с целью назначения ремонта и (или) установления срока безопасной эксплуатации резервуара до проведения очередного комплекса таких мероприятий;

Техническое состояние - состояние оборудования и конструкций резервуара, которое характеризует их соответствие проекту, технической документации, регламентам, нормам и правилам;

Дефект, подлежащий ремонту - каждое отдельное несоответствие нормативным документам: сварных швов, основного металла конструкции резервуара, геометрических форм резервуара, а также соединительные, конструктивные детали и приварные элементы, не соответствующие нормативным документам;

Конструкция резервуара - основание и фундаменты, днище, стенка, крыша, понтон и т.п.;

Элемент конструкции резервуара - листы днища, стенки, кровли резервуара, усиливающие накладки, патрубки, люки, стойки, элементы несущей конструкции, оборудование и т.п.;

Окрайка - часть днища резервуара, на которую опирается стенка, состоящая из краевых листов увеличенной толщины в сравнении с центральной частью, и сваренных встык.

Газоопасные работы – работы, связанные с обследованием, очисткой, исправлением, разгерметизацией технологического оснащения, коммуникаций, в том числе работы внутри емкостей (аппараты, сушильные барабаны, печи сушильные, реакторы, резервуары, цистерны и другое подобное оборудование, а также коллекторы, тоннели, колодцы, приямки и другие аналогичные места), при коих наличествует или же не исключена вероятность выделения в рабочую зону, определяемую в согласовании с ГОСТ 12.1.005-88 [17], взрыв, пожарные или вредные пары, газы и иные препараты, способные вызвать взрыв, пожар, оказывают вредоносное влияние на организм человека, а также работают при недостающем содержании кислорода в воздухе рабочей зоны (объемная доля ниже 20 %).

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

Огневые работы – все виды электросварочных, газосварочных, бензиновых и паяльных работ, варка битума и смолы, резка металла механизированным инструментом, а также другие работы, связанные с использованием открытого огня (исключение составляет открытое сжигание за счет проведения технологического процесса: технологических и утилизационных печей и т.д.), искрообразование и нагревание до температуры, способной вызвать возгорание материалов и конструкций, скашивание травы и вырубку кустарников механизированным способом (с помощью – и электроинструмента) в пределах взрыво-и пожароопасных зон.

Нормативные ссылки

РД 39-0147103-378-87.	Инструкция по ремонту железобетонных цилиндрических резервуаров для нефти
ГОСТ 31385-2016	Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов;
ГОСТ 12.4.011-89.	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация; СНиП 12-03-2001. Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования;
ГОСТ 12.3.033-84.	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;
ГОСТ 12.1.044-89.	ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения; ГОСТ 12.4.103-83(2002). «ССБТ. Одежда специальная защитная, средства индивидуальной защиты ног и рук. Классификация»;
ГОСТ Р 51330.1-99 (МЭК 60079-1-98).	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 1. Взрывозащита вида "взрывонепроницаемая оболочка";

Оглавление

Введение.....	19
1 Обзор литературы	21
2 Объект исследования	23
2.1 Краткая климатическая характеристика.....	23
2.2 Краткая характеристика объекта.....	24
2.3 Назначение и устройство основного оборудования резервуара	25
2.4 Характеристика хранимой среды	29
3 Ремонт резервуаров.....	31
3.1 Виды диагностик и ремонтов резервуара. Сроки их проведения ..	31
3.1.1 Текущий ремонт РВС	34
3.1.2 Капитальный ремонт РВС	36
3.2 Обоснование необходимости проведения капитального ремонта технологического резервуара для хранения сырой нефти.....	38
3.3 Подготовка резервуара к ремонтно – реконструкционным работам	41
3.3.1 Технология размыва донных отложений в резервуаре перед ... выводом его из эксплуатации	44
3.3.2 Особенности размыва отложений совмещенным способом	44
3.3.3 Вывод резервуара из эксплуатации.....	45
3.3.4 Зачистка внутренней поверхности резервуара от донных отложений	45

					Разработка комплексных мероприятий по проведению капитального ремонта резервуара вертикального стального типа РВС 2000 кубических метров на примере нефтегазоконденсатного месторождения «Лугинецкое»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Соколов Д.А.			Оглавление	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев Л.А.					15	117
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 32Б8СА		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

3.3.5 Пропарка резервуара с целью его дегазации	48
3.3.6 Размыв остатков донных отложений и мойка внутренней поверхности резервуара водой.....	49
3.4 Общеплощадочные подготовительные работы	51
3.4.1 Организация строительной площадки	52
3.5 Капитальный ремонт антикоррозионного покрытия	53
3.5.1 Подбор материалов для антикоррозионного покрытия	53
3.6 Подготовка поверхности стенки для нанесения антикоррозионного покрытия	55
3.7 Технология нанесения антикоррозионного покрытия наружной поверхности	61
3.8 Технология нанесения антикоррозионного покрытия внутренней поверхности	64
3.9 Производственный контроль антикоррозионного покрытия.....	65
3.10 Гидроиспытание РВС	67
4 Расчетная часть	69
4.1 Расчет стенки резервуара на прочность	69
4.1.1 Предварительный выбор толщины стенок поясов	69
4.1.2 Проверка стенки резервуара на прочность.....	72
4.2 Проверка стенки резервуара на устойчивость	74
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	80
5.1 Анализ сегмента потребительского рынка.....	80
5.2 Карта сегментирования рынка.....	81
5.3 Анализ конкурентных технических решений.....	82

5.4	Технология QuaD	83
5.5	SWOT- анализ.....	84
5.6	Определение возможных альтернатив проведения научных исследований	85
5.7	Структура работ в рамках научного исследования	86
5.8	Определение трудоемкости выполнения работ	87
5.9	Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	89
5.10	Расчет материальных затрат НТИ	90
5.11	Основная заработная плата исполнителей темы	91
5.12	Дополнительная заработная плата	93
5.13	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления) ..	93
5.14	Накладные расходы	94
5.15	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.....	95
5.16	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	95
6	Социальная ответственность	99
6.1	Введение	99
6.2	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	99
6.3	Производственная безопасность	100
6.4	Рассмотрение опасных производственных факторов и аргументация процедур по их устранению	100
6.4.1	Превышение уровня шума	100

6.4.2	Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	101
6.4.3	Отклонения в показателях микроклимата.....	102
6.5	Исследование небезопасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	104
6.5.1	Электрическая дуга и искры при сварке.....	104
6.5.2	Молниезащита сооружений.....	105
6.5.3	Опасные и вредные производственные факторы, связанные с загрязнением воздушной среды.....	106
6.5.4	Пожаробезопасность.....	108
6.6	Экологическая безопасность.....	109
6.7	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	111
	Заключение.....	113
	Список используемых источников литературы.....	114
	Приложение А «Схема внутренних устройств РВС-2000 № 1».....	117

Введение

Резервуары – это инженерные конструкции, которые служат для хранения, приемки и учета нефтепродуктов и нефти.

Металлические резервуары находятся в тяжелых эксплуатационных условиях, их относят к ответственным сварным конструкциям.

Коррозия, неравномерные осадки и множество других причин понижают надежность резервуара при эксплуатации или же приводят к его разрушению.

Вопрос надежности и работоспособности сооружений и оборудования магистральных нефтепроводов очень важен в области хранения и транспортировки нефти и нефтепродуктов.

Чем надежнее оборудования, тем меньше отрицательных последствий как для предприятия, так и для окружающей среды. Ведь с надежным оборудованием возникает меньшее количество отказов, а, следовательно, меньше простоев в работе транспорта нефтепродуктов и нефти, уменьшается количество аварий, связанных с разливом нефти и т.д.

Комплексная дефектоскопия и периодическое обследование резервуара позволяют своевременно выявить дефекты, допущенные при сооружении и появившиеся в процессе его эксплуатации. Диагностика резервуара заключается в выполнении комплекса мероприятий по техническому обследованию, дефектоскопии и обработке приобретенных данных, составлению заключения о техническом состоянии резервуара и выдачи рекомендаций по дальнейшему его использованию.

Современные технологии ремонта технических объектов, позволяющих осуществлять транспорт и хранение жидких углеводородов до конечного

					Разработка комплексных мероприятий по проведению капитального ремонта резервуара вертикального стального типа РВС 2000 кубических метров на примере нефтегазоконденсатного месторождения «Лугинецкое»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		Соколов Д.А.						
<i>Руковод.</i>		Саруев Л.А.					19	117
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						
					ТПУ гр. 32Б8СА			

потребителя, предполагают четкое планирование работ в соответствии с требованиями охраны труда и промышленной безопасности. Результаты ремонта напрямую отражаются на надежности и ресурсоэффективности при эксплуатации трубопроводов, оборудования и резервуаров, что, в целом, определяет эффективность работы всего предприятия. При этом на данном этапе закладывается следующий безаварийный период эксплуатации, в соответствии с установленным технологическим режимом.

В связи с изложенным выше, тема выпускной квалификационной работы «Разработка комплексных мероприятий по проведению капитального ремонта резервуара вертикального стального типа РВС 2000 м³ на примере нефтегазоконденсатного месторождения «Лугинецкое» **является актуальной.**

В данной выпускной квалификационной работе подробно рассматривается технология проведения капитального ремонта РВС-2000 м³.

Цель работы: разработка комплексных мероприятий по проведению итального ремонта РВС-2000 м³.

Для реализации поставленной цели, необходимо выполнить следующие задачи:

1. Изучение нормативно-технической документации;
2. Анализ методов, правил и порядка проведения капитального ремонта резервуара;
3. Обоснование необходимого проведения капитального ремонта резервуара по дефектной ведомости;
4. Расчет параметров резервуара;
5. Аналитический обзор основных требований промышленной безопасности и охраны труда.

Объект исследования – резервуар вертикальный стальной 2000 м³.

Предмет исследования: технология проведения капитального ремонта.

					Введение	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 Обзор литературы

Учитывая, что резервуары подвержены влиянию коррозии и износу, их необходимо с установленной периодичностью ремонтировать.

Наличие дефектов является возможной причиной возникновения аварии на объекте, поэтому ремонтные работы – один из методов повышения промышленной безопасности.

При выводе резервуара в ремонт, а впоследствии его ввода в эксплуатацию, необходимо:

–Вывести его из режима работы.

–Произвести зачистку от отложений и подготовить к диагностике.

–Провести диагностирование и составить дефектную ведомость.

–Произвести составление технического задания по проектно-сметной документации на ремонт резервуара, опираясь на ведомость по имеющимся дефектам.

–Подготовить документацию по проведению экспертизы и зарегистрировать ее в органах надзора.

–Выполнить все предписанные работы по ремонту.

–Покрыть резервуар специальным антикоррозийным составом.

–Провести гидравлические испытания резервуара.

–Заполнить емкость нефтепродуктом и ввести снова в эксплуатацию.

При капитальном ремонте необходим следующий перечень работ:

–Установка системы пожаротушения.

–Установка системы подачи воды.

–Установка системы Диоген.

–Замена системы оповещения по уровню температуры.

– Замена дна, стенок, кровли или окрайки.

					Разработка комплексных мероприятий по проведению капитального ремонта резервуара вертикального стального типа РВС 2000 кубических метров на примере нефтегазоконденсатного месторождения «Лугинецкое»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Соколов Д.А.			<i>Обзор литературы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев Л.А.					21	117
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						
						<i>ТПУ гр. 32Б8СА</i>		

–Гидроиспытания и нанесение антикоррозийного слоя.

Все работы обязательно проводятся в соответствии со следующими нормативными документами:

–РД 153-39ТН-012-96

–РД 153-39ТН 013-96

–РД 39-0147103-378-87

Все ремонтные работы осуществляются в соответствии с установленным на предприятии планом по диагностированию и ремонту резервуаров.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

2 Объект исследования

2.1 Краткая климатическая характеристика

Лугинецкое нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении расположено в Парабельском районе Томской области в 400 км к северо-западу от г. Томска. Районный центр – с. Парабель – находится в 130 км от месторождения, а ближайший населённый пункт г. Кедровый, удалён на расстояние около 80 км. Ближайшим крупным центром является г. Колпашево, расстояние до которого водным путём 570 км. по воздушным трассам 220 км.

Климат района континентальный, с продолжительной холодной зимой коротким тёплым летом. Зимний период продолжается с ноября по апрель, самая низкая температура в зимнее время минус 40 – 50°С. Величина снежного покрова достаточно велика, на залесенных участках достигает 1,5 м. Почва зимой промерзает на 1-1,5 м.

Шоссейные и железная дороги в районе месторождения отсутствуют. Доставка грузов производится авиатранспортом, в период навигации – по рекам, в зимнее время – по зимнику, связывающему г. Кедровый с областным центром – г. Томском. На месторождении развита сеть грунтовых дорог.

Город Кедровый, расположенный в непосредственной близости от района работ. Нефть, добываемая на Лугинецком месторождении, подаётся в нефтепровод Александровское – Томск – Анжеро-Судженск, трасса которого проходит в 130 км. к северу от месторождения. Нефтепровод введён в эксплуатацию в марте 1972 года, а «нитка» Лугинецкое - Парабель, связывающая месторождение с нефтепроводом введена в эксплуатацию в 1982 г

В районе Лугинецкого месторождения имеются залежи глин, и строительных песков, пригодных для строительных целей. Глины используются

					Разработка комплексных мероприятий по проведению капитального ремонта резервуара вертикального стального типа РВС 2000 кубических метров на примере нефтегазоконденсатного месторождения «Лугинецкое»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Соколов Д.А.			Объект исследования	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев Л.А.					23	117
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 32Б8СА		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						



Рисунок 2.1 – РВС 2000 м³

2.3 Назначение и устройство основного оборудования резервуара

Резервуар оснащен следующим оборудованием:

- дыхательными и предохранительными клапанами;
- уровнемерами;
- сигнализаторами уровня;
- хлопушками;
- приемо-раздаточными патрубками;
- люками-лазами;
- внутренним устройством – распределителем потока;
- устройством размыва донных отложений типа «Тайфун» [1].

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

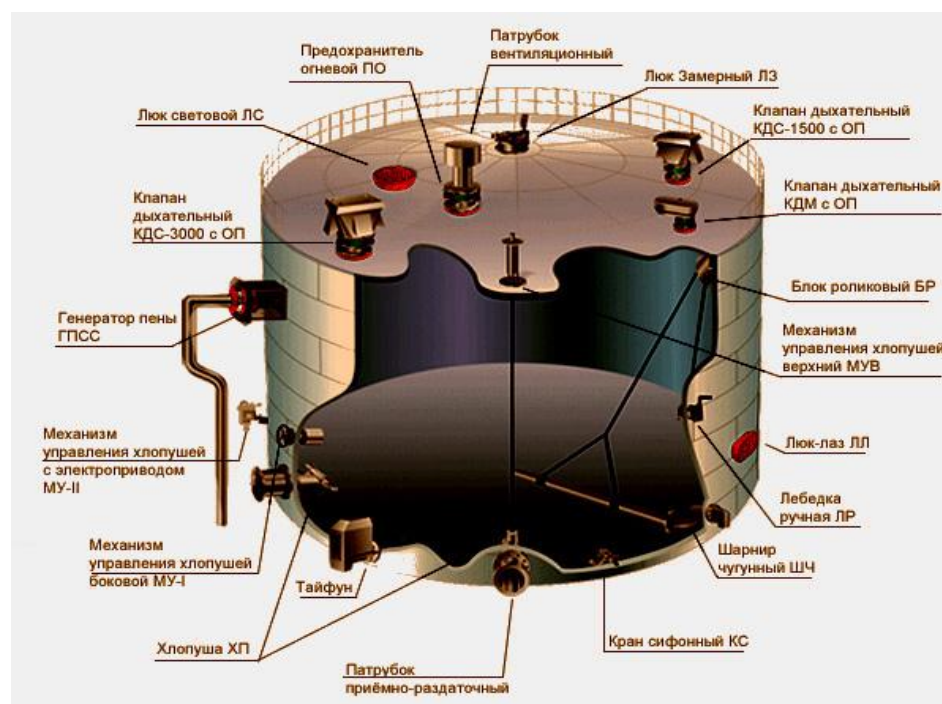


Рисунок 2.2 – РВС 2000 м³

Клапан дыхательный «КДС 1500/500» предназначен для максимального сокращения потерь нефтепродукта при дыхании резервуара с одновременным предотвращением превышения в нем разрешенных величин давления или вакуума.

Устройство клапана: устройства рассчитаны на давление 200 мм вод. ст. и вакуум 25 мм вод. ст. При увеличении давления в газовом пространстве резервуара свыше 200 мм вод. ст. открывается клапан давления, а при падении давления ниже атмосферного на 25 мм вод. ст. открывается клапан вакуума.



Рисунок 2.3 – Клапан дыхательный

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

Замерный люк (ЛЗ) специализирован для отбора проб и замера значения нефтепродуктов в резервуарах.

ЛЗ состоит из корпуса, крышки, педали, прокладки резинового и откидного блока с гайкой.

Корпус ЛЗ в нижней части имеет фланец, с помощью которого он крепится к резервуару через прокладку. В глазу корпуса располагается рычажный элемент, на котором установлена крышка с резиновым уплотнением, обеспечивающая герметичность измерительного люка ЛЗ в закрытом состоянии. Крепление крышки в закрытом положении выполняется гайкой откидного болта.

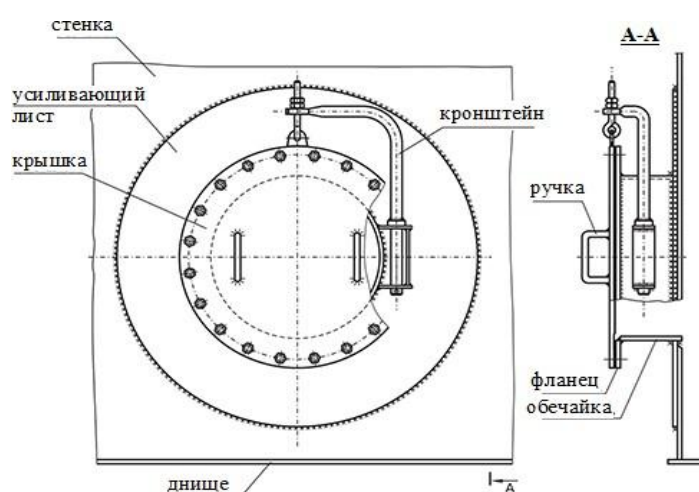


Рисунок 2.4 – Круглый люк-лаз

Световой люк (ЛС) назначен для обеспечения доступа солнечного света внутрь резервуара и его проветривания при дефектоскопии, проведении ремонтных работ и уборке, а также для подъема крышки, когда рабочий кабель поврежден.

ЛС устанавливается на крыше резервуара над хлопушей, которая монтируется на прямо-раздаточном патрубке.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					27

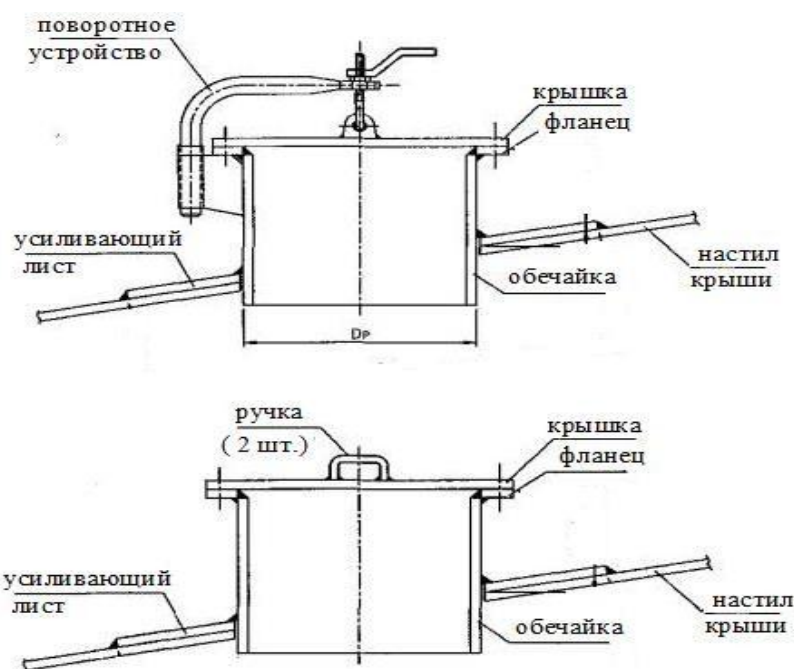


Рисунок 2.5 – Световой и монтажный люки в крыше РВС 2000 м³

Стационарные поплавковые уровнемеры с пружинной балансировкой типа УРДУ-10 (далее – уровнемеры) с локальным считыванием предназначены для контроля уровня нефти и нефтепродуктов в резервуаре [2].

Для предотвращения образования донных отложений в резервуаре принято устройство «Тайфун-24», производства ООО «Томское электромеханическое предприятие», которое монтируется на крышке круглого люка-лаза, размещенного на первом поясе резервуара. Устройство для размыва донных отложений обеспечивает:

- ❖ размыв и перемешивание донных отложений в резервуаре подвижной струей нефти, формируемой пропеллером устройства;
- ❖ автоматическое изменение направления струи нефти в горизонтальной плоскости за счет встроенного привода поворота вала пропеллера;
- ❖ создание кругового вращения всей массы нефти, находящейся в резервуаре,
- ❖ работу устройства в крайних угловых положениях вала пропеллера; запуск в работу и остановку от местного поста управления

									Лист
									28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					



Рисунок 2.6 - «Тайфун-24»

2.4 Характеристика хранимой среды

Поступающая в межпромысловый трубопровод «УПН Лугинецкое – ПСП на Лугинецком НГКМ» нефть должна быть соответствующего для транспортировки качества и удовлетворять требованиям ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия». Требования (согласно ГОСТ Р 51858-2002) к характеристикам подготовленной нефти приведены в сводной таблице 1.2.

Таблица 2.1 - Характеристика подготовленной нефти по ГОСТ Р 51858-2002

№ п/п	Показатели качества, обязательные для проверки	Ед. изм	Норма для нефти группы		
			1	2	3
1	Содержание воды, %, не более	%масс	0,5	0,5	0,5
2	Содержание механических примесей, %, не более	%масс	0,05	0,05	0,05
3	Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	мг/дм ³	100	300	900
4	Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	кПа (мм рт. ст.)	Не более 66,7 (500)		
5	Содержание сероводорода, млн. ⁻¹ (ppm), не более	ppm	20	50	100
6	Содержание меркаптанов, млн. ⁻¹ (ppm), не более	ppm	40	60	100
7	Содержание хлорорганических соединений, млн. ⁻¹ (ppm), не более	ppm	Не нормируется. Определение обязательно.		

Примечания:

1 Нефть, с нормой «менее 20 млн. ⁻¹» по показателю 5 (содержание сероводорода) таблицы считают не содержащей сероводород.

2 Если по одному из показателей нефть относится к группе с меньшим номером, а по другому - к группе с большим номером, то нефть признают соответствующей группе с большим номером.

Несоответствующая характеристикам ГОСТа нефть называется некондиционной (некачественной).

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

3 Ремонт резервуара

3.1 Виды диагностик и ремонтов резервуара. Сроки их проведения

В процессе эксплуатации резервуаров проводят полное (предремонтное) или частичное техническое диагностирование. Частичное диагностирование, которое проводится без вывода резервуара из эксплуатации, включает в себя техническое обследование резервуара с наружной стороны, а полное обследование проводится с выводом РВС из эксплуатации, его опорожнением, зачисткой и дегазацией.

При частичном диагностировании РВС проводят следующие работы:

- изучают техническую документацию и анализируют имеющуюся информацию по эксплуатации резервуара;
- осматривают конструкции резервуара с наружной стороны, с помощью шаблонов, на всем протяжении заводских и монтажных швов, измеряют геометрические параметры с целью выявления наружных дефектов;
- проводят акустико-эмиссионную диагностику стенки резервуара для выявления мест концентрации напряжений и затем проверяют эти места ультразвуковой дефектоскопией;
- измеряют толщину каждого листа стенки резервуара,
- проводят контроль ультразвуковой дефектоскопией всех горизонтальных и вертикальных сварных швов, а также перекрестия сварных швов стенки, (кроме двух поясов, которые примыкают к крыше), сварного шва между днищем и стенкой, швов приварки врезок и люков в нижние пояса резервуара;

					Разработка комплексных мероприятий по проведению капитального ремонта резервуара вертикального стального типа РВС 2000 кубических метров на примере нефтегазоконденсатного месторождения «Лугинецкое»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Соколов Д.А.			<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев Л.А.					31	117
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. 32Б8СА</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

- измеряют геометрическую форму стенки и нивелирование наружного контура днища резервуара;
- проводят контроль ультразвуковой дефектоскопией газоуравнительной системы, компенсаторов и приемо-раздаточных патрубков;
- проверяют состояние основания и отмостки.

Проведение полного технического обследования РВС осуществляется в два этапа. Первый этап проводится при эксплуатации резервуара и предусматривает проведение таких же работ, что и частичном диагностировании РВС. После вывода из эксплуатации, зачистки и дегазации резервуара проводится второй этап диагностирования, на котором выполняют следующие работы:

- осматривают конструкции резервуара с внутренней стороны, с помощью шаблонов, на всем протяжении заводских и монтажных швов, замеряют геометрические параметры с целью выявления внутренних дефектов;
- проводят контроль ультразвуковой дефектоскопией всех горизонтальных и вертикальных сварных швов стенки двух поясов, которые примыкают к кровле, сварных швов кровли и днища, швов приварки врезок и люков в верхние пояса стенки и кровлю резервуара;
- проверяют рентгенографическим и (или) другими методами дефектоскопии дефектные места горизонтальных и вертикальных швов с внутренней и наружной стороны стенки РВС, днища, крыши, утончений металла и коррозионных дефектов, которые были выявлены при исследовании ультразвуковым контролем, проверке толщинометрии и визуальном осмотре;
- измеряют толщину днища;
- контролируют герметичность всех сварных соединений днища и стационарной крыши резервуара;
- измеряют геометрическую форму стенки, проводят нивелирование поверхности днища, наружного контура, лестницы, приемо-раздаточных патрубков и газоуравнительной системы;

					<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
						32
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- проводят геодезическую съемку обвалования;
- проверяют состояние основания и отмостки.

Для РВС, эксплуатируемых сроком до 20 лет, частичная диагностика проводится 1 раз в 5 лет, а предремонтное 1 раз в 10 лет, а для резервуаров, срок эксплуатации которых больше 20 лет, частичное техническое диагностирование проводится 1 раз в 4 года, а полное 1 раз в 8 лет. Если по результатам частичного диагностирования выявлены недопустимые дефекты, то проводят внеочередное полное диагностирование и резервуар выводят из эксплуатации для проведения ремонта.

Для РВС объемом 2000 м³ предремонтное обследование с составлением дефектной ведомости для ремонта, после его вывода из эксплуатации, должно составлять не более 11 рабочих дней, а частичное диагностирование с диагностикой наружной стороны при полном обследовании и выдачей заключения о возможности эксплуатации составляет не менее 7 рабочих дней[3].

Ремонт вертикальных стальных резервуаров выполняется при условии обнаружения дефектов, выявленных при его диагностировании, а также из-за природных или техногенных чрезвычайных ситуаций. По результатам полного диагностирования резервуара и расчетам экономической целесообразности выбирается метод проведения ремонта в зависимости от видов и геометрических характеристик дефектов.

Резервуары, находящиеся в эксплуатации, подвергаются текущему, среднему и капитальному ремонтам.

✓ *Текущий ремонт:* работы по подготовке резервуаров к зимнему или летнему периодам эксплуатации (проверка клапанов, снятие кассет огнепреградителей и др.), ремонт кровли, верхних поясов корпуса без применения огневых работ, ремонт оборудования, расположенного с наружной стороны резервуара. Работы проводят без освобождения резервуара от продукта.

✓ *Средний ремонт:* работы, связанные с зачисткой, дегазацией резервуара, замена отдельных листов корпуса, кровли, днища с применением

						<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
							33
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			

огневых и сварочных работ, удаление дефектных сварных швов, замена оборудования, испытание на прочность и плотность отдельных узлов и резервуара в целом, ремонт обвалования.

✓ *Капитальный ремонт:* работы, предусмотренные средним ремонтом, работы по замене большого объема дефектных частей корпуса, днища, кровли и оборудования, ремонт основания, испытание на прочность и герметичность, укрепление основания фундамента, нанесение защитных антикоррозионных покрытий [6].

Текущий ремонт проводится один раз в 6 месяцев, предпочтительно в периоды подготовки к зимней или летней эксплуатации резервуаров.

Периодичность средних ремонтов для резервуаров устанавливается в зависимости от их типа, конструкции и вместимости, но не реже одного раза за год.

Срок капитального ремонта назначается для каждого резервуара на основании результатов эксплуатационных осмотров и ревизий с учетом его фактического износа и особенностей условий эксплуатации, и анализа технического состояния.

На основании установленных сроков ежегодно составляются графики ремонтов резервуаров, которые утверждаются главным инженером предприятия [4].

3.1.1 Текущий ремонт РВС

В период между капитальными ремонтами для поддержания работоспособного состояния расположенных отдельно резервуаров и резервуарных парков следует проводить текущий ремонт.

Текущим ремонтом резервуаров называются работы, проводимые по восстановлению технических и эксплуатационных характеристик с заменой отдельного оборудования без зачистки резервуара. Текущий ремонт резервуаров осуществляется за счет средств и сил наливных пунктов, перекачивающих

					<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
						34
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

станций и нефтебаз. Текущий ремонт проводят без освобождения резервуара от хранимого в нем продукта.

Текущий ремонт резервуара проводится по результатам осмотра резервуарных парков комиссией производственного контроля и ответственными лицами нефтебаз, наливных пунктов и филиалов предприятий.

Должностное лицо (специалист), на которого по должностному положению (инструкции) возложены функции по обслуживанию и (или) содержанию резервуара является ответственным за организацию и осуществление текущего ремонта резервуара и оборудования, установленного на резервуаре.

Текущий ремонт проводится в плановом порядке, по заранее разработанному графику, без зачистки резервуара.

При выполнении текущего ремонта ремонтируют:

- кровлю, верхние пояса стенки с применением эпоксидных или иных клеевых соединений;
- сифонные краны;
- отмостки;
- заземление;
- прочее оборудование, расположенное с внешней стороны резервуара, ремонт которого может быть выполнен без вывода резервуара из эксплуатации.

Также производят окраску, сальниковую набивку задвижек, замену кассет на огневых предохранителях и подтяжку болтов.

Сборочные единицы, остаточный ресурс которых не обеспечивает безотказную работу оборудования до следующего планового ремонта заменяют или восстанавливают. Средства измерений, которые подверглись вскрытию, разборке и регулировке, перед вводом в эксплуатацию должны быть подвергнуты калибровке [5].

					<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
						35
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3.1.2 Капитальный ремонт РВС

Комплекс мероприятий, с выводом из эксплуатации и последующей зачисткой, по проведению восстановления технических и эксплуатационных характеристик с восстановлением или заменой элементов конструкции оборудования и резервуара называется капитальным ремонтом резервуара.

Ремонт резервуара проводится чтобы обеспечить его гарантированную безопасную эксплуатацию на период до следующего ремонта и восстановить проектные показатели его полезной емкости. Ремонт резервуара проводится на основании результатов диагностики конструктивных элементов и разработанной проектно-сметной документации [6].

Производство работ по ремонту резервуара осуществляется на основании рабочего проекта, который выполняется подрядной организацией. Подрядная организация должна иметь соответствующую лицензию, согласованную в территориальном органе Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору Российской Федерации и утвержденную главным инженером компании, собирающейся проводить ремонт резервуара. Подрядная организация должна иметь:

- аккредитацию на выполнение работ по капитальному ремонту резервуаров, полученную в установленном порядке;
- сертифицированные, аттестованные и поверенные в установленном порядке технические средства;
- нормативно-техническую документацию;
- аттестованных и обученных специалистов по промышленной безопасности.

Согласно СНиП12-01-2004 проект производства работ содержит:

- пояснительную записку, включающую основные сведения об объекте, условия осуществления монтажных работ и характеристика района производства работ;

					<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
						36
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

график выполнения капитального ремонта резервуара

- обустройство монтажной площадки: места для хранения инвентаря и оборудования; временны строения; площадки сборки металлоконструкций; проезды для пожарных расчетов; стоянки и схемадвижения транспорта; места установки средств, для тушения пожара; предупредительные знаки коммуникаций: линий связи, электроснабжения, технологических трубопроводов и т.д.;
- материальное снабжение;
- снабжение строительной техникой, потребность в трудовых и материальных ресурсах;
- сроки выполнения проведения работ;
- энергообеспечение, водо-и теплоснабжение при производстве капитального ремонта;
- промышленная безопасность и охрана труда;
- охрана окружающей среды;
- контроль качества выполняемых работ;
- организацию труда.

В проекте производства работ на специальные приспособления, используемые в ходе выполнения ремонта разрабатываются комплекты детализированных чертежей. Также разрабатываются операционные технологические карты для сварки различных элементов резервуаров и видов работ, карты для пооперационного контроля качества работ. Отклонения от проекта производства работ без согласования с организациями, которые разработали и утвердили проект производства работ не допускаются.

Приказом подрядной организацией:

- назначаются ответственные за ведение исполнительной документации на каждом этапе работ, безопасную подготовку и качественное производство работ по капитальному ремонту резервуара, специалист

					<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
						37
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

технического надзора и другие специалисты и руководители структурных подразделений, определяется режим и порядок работ подрядной организации, ответственность руководителей подрядной организации и лица, несущие ответственность за безопасное выполнение работ и проведение анализов ГВС;

– определяется порядок действий при возникновении угрозы рабочему персоналу.

Контроль за качеством выполняемых работ и соблюдением проектных решений при капитальном ремонте РВС возлагается на главного инженера [6].

Структура капитального ремонта резервуара:

- подготовительная работа;
- техническая диагностика;
- разработка и координация проекта ремонта;
- разработка и согласование проекта производства работ;
- ремонтные работы;
- устройство защиты от коррозии;
- контроль качества ремонтных работ;
- испытания на гидравлическую прочность, стабильность и герметичность;
- документация и эксплуатационная приемка [13].

3.2 Обоснование необходимости проведения капитального ремонта технологического резервуара для хранения сырой нефти

Для обоснования необходимости проведения капитального ремонта технологического резервуара было проведено его полное обследование методами ультразвукового контроля перекрестий сварных швов, нивелирования и магнитно – индикаторным методом в 2021 году за 11 лет эксплуатации [7]. Оборудование, применяемое для обследования резервуара, приведено в таблице 3.1.

					<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
						38
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

По результатам исследования были составлены дефектные ведомости на основе которых было принято решение о капитальном ремонте.

Таблица 3.1 - Перечень приборов, применявшихся при обследовании РВС - 2000 №1

№	Наименование прибора	Тип	Заводской №	Периодичность проверки
1	Ультразвуковой толщиномер	УТ-93П	9811	1 год.
2	Нивелир (1981 г.)	Н-3	16978	2 года.
3	Рейка нивелирная	РН-3-3000С	-	-
4	Теодолит (1985г.)	2Т-30	16351	2 года.
5	Магнитный индикатор трещин	МИТ-1М	459	1 год.

В результате обследования было выявлено следующие:

1. При визуальном контроле и дефектоскопии наружной поверхности стенки корпуса резервуара дефектов не выявлено;
2. Внутренний упорный шов имеет не большой коррозионный износ (коррозионные подрезы и трещины глубиной до 0,6 мм);
3. В результате проведенного ультразвукового контроля перекрестий сварных швов первого и второго поясов – недопустимых дефектов не обнаружено;
4. Методом ультразвукового контроля проведена толщинометрия стенки корпуса резервуара. Ультразвуковая толщинометрия стенки проводилась путём сканирования датчиком толщиномера по поверхности листа. За действительную толщину стенки принималась минимальная величина из всех измерений. Толщины листов стенки корпуса находятся в допустимых пределах. С учетом дефектов минимальная толщина стенки I го пояса равна 8 мм, II го – 10,6мм, III го – 10,6мм, IV го – 10,7мм, V го – 10,7мм, VI го – 10,8мм, VII го – 10,8мм, VIII го – 10,9мм;

					<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		39

5. На днище резервуара в районе окрайки обнаружена язвенная коррозия с глубиной язв до 1,2мм; рекомендуется участки днища, пораженные язвенной коррозией зачистить наждачным кругом не выводя толщину листа за допустимые пределы;

6. Толщина листов днища находится в допустимых пределах. Коррозионный износ полотнища днища незначителен;

7. Толщина листов кровли находится в допустимых пределах. Коррозионный износ незначителен;

8. На кровле резервуара дефектов не обнаружено;

9. Отклонения наружного контура днища от горизонтальной плоскости не превышают предельные допустимые значения;

10. Отклонения стенки корпуса резервуара от вертикали не превышают допустимые;

11. При детальном внешнем осмотре состояния антикоррозионной защиты поверхности было обнаружено, что лакокрасочное покрытие на днище, крыше, I-II и самых верхних поясах внутренней стороны стенки полностью износилось. Наружное покрытие более чем на 71% по площади пришло в негодность в результате выветривания и облупливания.



					Ремонт резервуара	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40



Рисунок 3.1 – Пример повреждения лакокрасочного покрытия, в результате эксплуатации

Таким образом, для дальнейшей безаварийной эксплуатации резервуара необходимо провести замену антикоррозионного покрытия, так как лакокрасочное покрытие на днище, крыше и некоторых поясах внутренней стенки полностью износилось, а также более 71 % наружного покрытия пришло в негодность.

3.3 Подготовка резервуара к ремонтно – реконструкционным работам

Подготовку резервуара к ремонтно-реконструкционным работам производят в соответствии с «Регламентом вывода из эксплуатации, проведения диагностики, капитального ремонта (реконструкции) резервуаров и ввода их в эксплуатацию» и принимается по акту.

Для вывода резервуара РВС-2000 №1 из эксплуатации производятся следующие операции:

- размыв парафинистых отложений;
- откачка нефти из резервуара;
- закрытие технологических задвижек на приеме – раздаточных патрубках;
- установка заглушек на фланцевых соединениях технологических трубопроводов резервуара с составлением схемы и акта на установку [6].

					<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
						41
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Подготовительные работы включают в себя следующие виды работ:

1. Издание приказа о выводе резервуара из эксплуатации и назначении ответственных за осуществление данных работ;

2. Издание приказа о назначении ответственных за подготовку, проведение и за осуществление контроля при проведении газоопасных работ и повышенной опасности с ведением журнала анализа газовоздушной среды;

3. Подготовка схемы откачки нефти до минимального уровня в резервуаре. Перед началом работ по откачке нефти через сифонный кран производится:

- монтаж насоса и временного трубопровода в соответствии с инструкцией завода-изготовителя;

- заземление оборудования и трубопроводов с присоединением к общему контуру заземления резервуара;

- после монтажа электрооборудования для откачки нефти ответственный за производство работ должен представить его для осмотра на соответствие ПУЭ службе энергонадзора;

-испытание (опрессовка) смонтированного оборудования и трубопроводов на герметичность производится давлением $P=1,25$ Па.

4. Подготовка емкостей для сбора и последующей откачки отложений из резервуара №1;

5. Подготовка заглушек на ПРП из листовой стали $S=8-10$ мм и прокладок из паронита $S=3-4$ мм. Заглушки должны иметь «хвостики» с выбитым на них номером и допустимым давлением. Хвостик должен выступать не менее 100мм над образующей фланца;

6. Изготовление приспособлений для разъема фланцевого соединения ПРП;

7. Закрытие задвижек и обтяжка их вручную, на ПРП, при этом проверка их герметичности на отсутствие поступления нефти в резервуар. Отключение электрических кабелей, питающих задвижки и другое оборудование резервуара;

					<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
						42
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

8. Откачка оставшейся нефти из резервуара производится через сифонный кран в соседний резервуар №2 насосом ЦНС 150-50 и нефтесборщиком АКН-10;
9. Подготовка необходимого количества искробезопасного инструмента;
10. Проверка наличия подготовленной «легкой» воды в пожарной емкости и проведение её анализа;
11. Подготовка приборов контроля газовой среды;
12. Подготовка карты-плана рабочей зоны производства работ с указанием точек контроля и порядка контроля газовой среды;
13. Подготовка первичных средств пожаротушения;
14. Проведение целевого инструктажа с работниками, участвующими в работах с записью в журнале инструктажей на рабочем месте и наряде- допуске;
15. Получение наряда – допуска на проведение газоопасных работ;
16. Проведение проверки наличия индивидуальных средств защиты у персонала занятых по очистке;
17. Ознакомление персонала, занятого откачкой с планом ликвидации аварий и оперативным планом тушения пожаров на РВС-2000м;
18. Проведение комплексной проверки оборудования пожарных систем резервуара с составлением акта;
19. Проведение замера сопротивления контуров заземления;
20. Подготовка разрешения на установку заглушек при отключении резервуара от технологических трубопроводов;
21. Откачка нефти с линии трубопроводов ПРП;
22. Демонтаж люк-лаза;
23. Отключение ЭХЗ резервуарного парка, с оформлением акта [27].
24. Установка заглушек на технологических трубопроводах с составлением акта;
25. Установка заглушек на фланцевое соединение задвижек ПРП резервуара РВС-2000 №1 согласно схемы, составление акта установки заглушек [17].

					<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
						43
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3.3.1 Технология размыва донных отложений в резервуаре перед выводом его из эксплуатации

1. Перед выводом резервуара из эксплуатации производится, размыв донного осадка стационарной системой размыва;
2. Технологические операции по размыву и удалению из резервуара донных отложений осуществляются в следующей последовательности:
 - заполнение резервуара нефтью до уровня, обеспечивающего безопасную работу оборудования;
 - размыв донных отложений с подачей нефти через систему размыва;
 - откачка размывтых донных отложений в смеси с нефтью;
3. Размыв резервуара от донных отложений завершается за сутки до вывода его из эксплуатации;
4. Письменное разрешение на вывод резервуара из эксплуатации для зачистки дает главный инженер;
5. Размыв донных отложений в резервуаре с использованием стационарной системы, состоящей из трубной разводки и размывающих сопел, производится двумя способами: раздельным, или совмещенным;
6. Продолжительность размыва зависит от высоты донных отложений (объема).

3.3.2 Особенности размыва отложений совмещенным способом

1. Совмещенный способ размыва донных отложений заключается в одновременном проведении операций заполнения резервуара через систему размыва и откачки его через приемо-раздаточный патрубок. В этом случае приведение во взвешенное состояние и удаление донного осадка происходит одновременно.
2. Размыв донных отложений в резервуаре проводится винтовой мешалкой с электроприводом «Тайфун 24» установленной в люке нижнего пояса резервуара.

					<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
						44
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3. Через 2 часа после окончания откачки нефти из резервуара проводится замер уровня донных отложений (не менее чем в трех точках) замерной рулеткой с лотом, через замерный и световой люк резервуара. Работы по вскрытию световых люков резервуара выполняются по наряд-допуску на газоопасные работы. Работник, проводящий замер осадка, и страхующий его работник должны иметь противогазы. Запрещается проводить замеры уровня нефти и донных отложений при поступлении нефти в резервуар;

4. Время размыва донных отложений за один цикл должно быть не менее 10-ти часов и обеспечивать по результатам размыва остаток донных отложений не более 200 мм. Результаты размыва заносятся в журнал.

3.3.3 Вывод резервуара из эксплуатации

Вывод резервуара из эксплуатации предусматривает выполнение следующих работ:

- отключение резервуара;
- проверка герметичности задвижек;
- отключение электропитания электроприводов задвижек;
- вывешивание предупреждающих плакатов в местах возможного доступа к открытию задвижек (электропривод, штурвал, ключи и кнопки управления)
- установка заглушек на фланцевые соединения ПРП, подводящих трубопроводах системы защиты от превышения давления [17].

3.3.4 Зачистка внутренней поверхности резервуара от донных отложений

Технологический процесс зачистки резервуара включает следующие операции:

- предварительная дегазация путем принудительной или естественной вентиляции (аэрации) резервуара;
- откачка жидких фракций донных отложений после пропарки резервуара или размыва отложений водой;

					<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
						45
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- удаление из резервуара механических примесей и мойка внутренней поверхности резервуара;

-контроль степени зачистки внутренних поверхностей резервуара.

Результаты зачистки заносятся в журнал [18].

Предварительная дегазация резервуара:

1. Предварительная дегазация резервуара осуществляется путем принудительной вентиляции до снижения концентрации паров нефти ниже предельно-допустимой взрывобезопасной концентрации ПДК – не более 2 г/м^3 .;

2. Принудительная вентиляция резервуаров осуществляется с помощью взрывобезопасных вентиляторов с приводом от электродвигателя во взрывозащищенном исполнении, соответствующим с требованиями ПУЭ. Вентилятор заземляется и устанавливается на станине на расстоянии не ближе 5 м от стенки, крепление к станине выполняется на подкладках из резины или войлока. На выходном фланце вентилятора устанавливается металлическая сетка с размером ячейки 25x25 мм.;

3. Воздуховоды изготавливаются из неметаллических материалов (брезент, бельтинг) и имеют электростатическую защиту: обвиты медной проволокой диаметром не менее 2 мм с шагом витка не более 100 мм. Один конец проволоки соединяется с металлическими заземленными частями вентсистемы, а другой с фланцем люка-лаза болтовым соединением. На воздуховоде устанавливается обратный клапан;

4. Подача воздуха осуществляется при закрытых люках на стенки резервуара, через специально подготовленную крышку люка на 1-ом поясе резервуара. Крышка должна иметь отверстие, размеры которого обеспечивают прохождение воздуховода внутрь резервуара и иметь герметичность, предотвращающую выход паров нефти наружу;

5. Скорость подачи воздуха в резервуар при наличии в резервуаре взрывоопасных концентраций должна быть не более 10 м/с, но не менее 2 м/с.

					<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
						46
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

После снижения в газовом пространстве концентрации паров ниже ПДВК скорость воздуха увеличивается, но не более 50 м/с.

6. Выход паров нефти из резервуара в атмосферу осуществляется через трубы высотой 2 м, установленные на световые люки. При этом другие световые люки должны быть закрыты. Диаметр газоотводной трубы должен соответствовать диаметру люка. В основание трубы монтируется трубка для подключения шланга газоанализатора отбора проб;

7. В процессе вентиляции на выходе из резервуара отбираются пробы газовой смеси, и определяется концентрация паров нефти в ней. Периодичность отбора проб должна быть не реже чем через 2 часа. При достижении в пробе концентрации паров нефти менее 2 г/м^3 , подача воздуха в резервуар прекращается. Если по истечении двух часов концентрация паров в резервуаре не превысит указанные значения, то процесс дегазации считается законченным;

8. Естественная вентиляция (аэрация) резервуара при концентрации паров в газовом объеме более 2 г/м^3 проводится только через верхние световые люки с установкой на них дефлекторов. Диаметр газоотводных труб, рукавов должен соответствовать диаметру отверстия в люке. Рукав из неметаллических материалов должен иметь электростатическую защиту – обвит медной проволокой диаметром не менее 2-х мм с шагом витка не более 100 мм и соединяется с фланцем люка болтовым соединением;

9. Вскрытие люков-лазов первого пояса для естественной вентиляции (аэрации) допускается при концентрации паров нефти в резервуаре не более ПДВК (2 г/м^3). Дегазация резервуаров в этом случае производится путем естественной вентиляции (аэрации);

10. Отбор проб для анализа газовой среды производится через отверстие в газоотводных трубах. Концентрация паровой смеси измеряется по окончании вентиляции через люк-лаз. Точки отбора проб при этом должны быть на расстоянии 2 м от стенки резервуара и на высоте 0,1 м от дна.

					<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
						47
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Количество замеров концентрации должно быть не менее 2-х. Отбор проб проводится лаборантом в противогазе при помощи удлиненной воздухозаборной трубки;

11. При вентиляции резервуара замеры концентрации паров нефти в каре резервуаров РВС производятся каждый час;

12. Результаты замеров заносятся в журнал ведения работ по очистке резервуара и в приложение к наряду-допуску;

13. Производительность подачи воздуха в резервуар и выход из него паров нефти не должны приводить к превышению концентрации паров нефти выше ПДВК на прилегающей территории – в каре резервуаров РВС;

14. В случае превышения концентрации, производительность подачи воздуха должна быть снижена [13].

3.3.5 Пропарка резервуара с целью его дегазации

Пропарка резервуара проводится с целью его дегазации водяным паром от стационарных котельных или от передвижных пароподающих установок (ППУ). Резервуары пропариваются при открытых верхних люках. Во время пропаривания внутри резервуара поддерживается температура не ниже 78 °С.

Температура подаваемого в резервуар водяного пара и поверхности паропровода не должна превышать +120 °С.

После пропарки при достижении в резервуаре температуры не более 30°С проводится замер загазованности. При концентрации паров нефти менее 2г/м³ процесс дегазации паром прекращается. Если по истечении 2-х часов концентрация паров нефти в резервуаре ниже 2 г/м³, то процесс дегазации заканчивают.

Пропарка проводится не менее 24 часов и до достижения концентрации содержания паров нефти в резервуаре ниже 2 г/м³.

Разогретые жидкие фракции откачиваются из резервуара. Днище и стенки резервуара промываются с внутренней стороны струей воды.

					<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
						48
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

При пропарке резервуара замеры концентрации паров нефти в каре резервуаров РВС, производятся каждый час.

Производительность подачи пара в резервуар и выход из него паров нефти не должны приводить к превышению концентрации паров нефти выше ПДВК на прилегающей территории – в каре резервуаров РВС.

В случае превышения концентрации, производительность подачи пара снижается.

Результаты замеров концентрации паров нефти при пропарке и вентиляции заносятся в журнал ведения работ по очистке резервуара и в приложение к наряду-допуску [18].

3.3.6 Размыв остатков донных отложений и мойка внутренней поверхности резервуара водой

Следует начать с того, что существует 3 метода очистки резервуара:

- 1) ручной;
- 2) механизированный;
- 3) химико-механизированный.

В состав ручного способа входит промывка горячей водой из пожарных шлангов с последующей откачкой через насос.

В механизированном способе промывка осуществляется с помощью моющих машин.

А при химико-механизированном способе в состав воды входят специальные растворы моющих средств, способствующих улучшению очищения.

Размыв донных отложений и последующая мойка внутренней поверхности производится только при концентрации паров нефти в резервуаре не выше 2 г/м^3 в следующем порядке:

- после дегазации резервуара производится замер концентрации паров нефти в резервуаре, в случае если концентрация паров не превышает $2,1 \text{ г/м}^3$

					<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
						49
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

разрешается вскрытие люка-лаза резервуара для монтажа моечного оборудования;

- расстановка и монтаж оборудования производится в соответствии с планом расстановки и технологической схемой процесса мойки, с учетом обеспечения размыва наиболее удаленных зон.

Подача воды осуществляется под слой донных отложений струей воды под давлением не более 4 кг/см². Откачка размытых отложений вместе с водой производится насосом по трубопроводам в емкость-отстойник с последующей откачкой отстоявшихся нефтепродуктов в соседний резервуар. Качество закачиваемого нефтепродукта не должно ухудшать качество нефти в резервуаре. Откачка из зачищенного резервуара ведется одновременно с размывом отложений [13].

Трубопроводы подачи воды в резервуар должны быть изготовлены из искробезопасного материала и должны быть заземлены, а неметаллические рукава подачи воды должны иметь защиту от статического электричества: обвиты медной проволокой диаметром не менее 2 мм с шагом витка не более 100мм и заземлены. Применяемые при зачистке резервуара инструмент и оборудование должны обеспечивать взрывозащищенность и искробезопасность

Окончательная зачистка внутренней поверхности, конструкций и оборудования внутри резервуара осуществляется персоналом пропаркой их влажным паром с ручными направляющими подачи пара. Пропариваются трубопроводы системы размыва, оборудование внутри резервуара, не достаточно очищенные участки внутренней поверхности резервуара. Остатки отложений откачиваются. Персонал может находиться в резервуаре только при концентрации паров нефти ниже 2 г/м³.

Дозачистка с удалением продуктов очистки из резервуара проводится вручную искробезопасным инструментом. Продукты дозачистки, вынесенные из резервуара, вывозятся в места утилизации, согласованные с органами экологического контроля и пожарной охраны.

					<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
						50
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Внутри РВС рабочий должен находиться в шланговом противогазе типа ПШ-1, с принудительной подачей воздуха и надеть поверх спецодежды страховочный пояс с широкими крестообразными лямками и проверенной сигнально-спасательной веревкой.

Тонкий слой оставшихся отложений зачищается скребками и металлическими щетками из искробезопасных цветных металлов, содранные отложения также выгружаются в обратную тару.

Очищенные места сразу засыпаются сухим нефтеадсорбентом слоем 5-10 см, поглощающим остаточные загрязнения и газы. Нефтеадсорбент подается внутрь РВС через люк-лаз в мешках или носилках [6].

3.4 Общеплощадочные подготовительные работы

Мероприятия по производству подготовительных работ перед проведением ремонтных и реконструкционных работ:

1. Вокруг РВС определяется опасная зона равная $2D=2\times 19=38$ м от стенки РВС во все стороны, границы которой чётко обозначаются предупредительными знаками, плакатами, надписями с установкой стоечного ограждения;

2. Устанавливаются знаки безопасности «НЕ курить», «ОГНЕОПАСНО» на въезде в каре и возле открытых люков;

3. Производится инструктаж по технике безопасности (с оформлением в журнале инструктажа) и целевой инструктаж (с оформлением в наряде-допуске);

4. Работающие обеспечиваются спецодеждой и первичными средствами защиты;

5. Подготавливаются первичные средства пожаротушения на рабочем месте;

6. Обеспечивается дежурство пожарного поста АЦ-40 на месте производства работ;

					<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
						51
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

7. Сливные воронки, канализационные колодцы и другие устройства, связанные с канализацией, перекрываются и надёжно герметизируются приспособлениями из несгораемых материалов;

8. Подготавливаются приборы контроля газовоздушной среды;

9. Подготавливается схема вскрытия каре резервуара;

10. Вскрывается каре резервуара;

11. Освобождается место проведения строительных и монтажных работ от взрывоопасных и сгораемых продуктов, материалов, посторонних предметов, ликвидируется замазученность;

12. Все механизмы с двигателем внутреннего сгорания обеспечить исправными искрогасителями;

13. Согласовывается с ответственным за эксплуатацию энергохозяйства и утверждается у главного энергетика схема расстановки энергопотребителей, прокладки временных кабельных линий и точек подключения энергопотребителей;

14. Место производства работ обеспечивается связью с диспетчером нефти (оператором), каждые два часа сообщается диспетчеру о ходе проведения работ по зачистке резервуара;

15. Оформляется разрешение на вывод из эксплуатации резервуара;

16. Отключается ЭХЗ резервуарного парка, с оформлением акта [13].

3.4.1 Организация строительной площадки

Для организации проездов в каре резервуара и строительной площадки на месте производства работ выполняется:

- планировка съезда в каре РВС бульдозером с последующей отсыпкой песком;

- укладываются дорожные плиты ПДГ 6,0×2,0×0,14 в месте съезда;

- выполняется планировка бульдозером и уплотнение вручную трамбованием площадка для работы у основания паспортных РВС, площадка

					<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
						52
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

должна быть уплотнена до несущей способности, отвечающей паспортным характеристикам применяемых автомобильных кранов - КС-35714 и КАМАЗ-53213;

- подготавливаются площадки для изготовления и сборки металлоконструкций, складирования материалов и установки оборудования.

Место производства работ обеспечивается первичными средствами пожаротушения.

Крышка колодца ливневой канализации, расположенного в непосредственной близости от резервуара, плотно закрывается и присыпается песком толщиной не менее 10 см.

Устанавливается распределительный щит электрического питания. Устанавливается сварочное оборудование. Прокладываются кабели сечения и марки, соответствующие схеме временного электроснабжения площадки. Подводящие кабели прокладываются на временных опорах.

Подключение к энергоснабжению ПСП выполняется электриком станции.

Устанавливаются трансформаторы и устройства защиты отключения электропитания - УЗО, гарантирующие защиту от механических повреждений и случайного прикосновения.

Оборудование в обязательном порядке заземляется.

3.5 Капитальный ремонт антикоррозионного покрытия

3.5.1 Подбор материалов для антикоррозионного покрытия

Капитальный ремонт антикоррозионного покрытия производится по результатам комплексной диагностики РВС – 2000 №1.

К противокоррозионным покрытиям резервуаров предъявляются следующие требования [28]:

- высокая химическая стойкость к нефтепродуктам и холодной воде;
- достаточная прочность прилипаемости к металлу (адгезия);
- простота технологии нанесения и сушки покрытия;

					<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
						53
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- возможность механизации операций при выполнении работ по подготовке и нанесению покрытий;

- малая токсичность;

- недефицитность и экономичность использования.

Для покрытия резервуаров наибольшее применение получили лакокрасочные материалы на основе эпоксидных смол, отличающиеся сравнительно простой технологией нанесения и позволяющие получать стойкие качественные покрытия. Защитные свойства эпоксидных лакокрасочных материалов существенно зависят от вида отвердителя. В качестве отвердителя используют алифатические амины (полиэтиленполиамин и гексаметилендиамин) и низкомолекулярные полиамидные смолы, позволяющие применять холодную сушку лакокрасочного покрытия.

При выборе защитных покрытий и назначении «припусков на коррозию» учитывается степень агрессивного воздействия среды на элементы металлоконструкций внутри резервуара и на его наружные поверхности, находящиеся на открытом воздухе. Степень агрессивного воздействия среды на элементы металлоконструкций внутри резервуара приведена в таблице 3.2. Степень агрессивного воздействия среды на элементы металлоконструкций резервуара, находящиеся на открытом воздухе, определяется температурно-влажностными характеристиками окружающего воздуха и концентрацией содержащихся в атмосфере воздуха коррозионно-активных газов [17].

Таблица 3.2 – Степень агрессивного воздействия среды на элементы металлоконструкций внутри резервуара.

Элементы конструкций резервуаров	Степень агрессивного воздействия на стальные конструкции резервуаров		
	сырой нефти	нефтепродуктов	
		мазута, дизельного топлива, керосина	бензина
Внутренняя поверхность днища и нижний пояс на высоту 1 м от днища	среднеагрессивная	среднеагрессивная	слабоагрессивная

Средние пояса, нижние части понтонов и плавающих крыш	слабоагрессивная	слабоагрессивная	слабоагрессивная
Верхний пояс (зона периодического смачивания)	среднеагрессивная	слабоагрессивная	среднеагрессивная
Кровля резервуара, верх и бортовые поверхности понтонов и плавающих крыш	среднеагрессивная	среднеагрессивная	слабоагрессивная

Все применяемые лакокрасочные материалы должны удовлетворять требованиям стандартов ТУ. На каждую партию материалов должен быть паспорт качества завода производителя.

Учитывая степень агрессивного воздействия среды, принимаем материалы, применяемые при окраске:

<u>Наименование и марка материала</u>	<u>ГОСТ или ТУ</u>
Грунтовка ВГ-33	ТУ 2312-004-29727639-97
Грунтовка ВГ-28	ТУ 6-00-05807983-139-94
Эмаль КО-814	ГОСТ 11066-74
Отвердитель АСОТ-2	ТУ 6-2-1250-83
Отвердитель АГМ-9	ТУ 6-02-724-77
Добавка «продукт 10»	ТУ 6-00-05807983-160-95
Растворитель Р-5А	ГОСТ 7827-74
Нефрас С2-80/120 и С3-80/120	ГОСТ 443-76
Антистатическая присадка Сигбол	ТУ 38-101741-78

3.6 Подготовка поверхности стенки для нанесения антикоррозионного покрытия

Подготовка РВС к антикоррозионной защите производится в соответствии с «Регламентом вывода из эксплуатации, проведения диагностики, капитального ремонта (реконструкции) резервуаров и ввода их в эксплуатацию» после

завершения и приемки работ по дефектоскопии и ремонту металлоконструкций [7].

Технология подготовки поверхности перед нанесением антикоррозионных покрытий заключается в очистке поверхности металла от пластовой и рыхлой ржавчины (продуктов коррозии), старого покрытия, обеспыливании и полном обезжиривании поверхности. Подготовленные к окрашиванию поверхности должны быть сухими, без загрязнений пылью, маслами, смазками и не иметь пленок вторичной коррозии, образующихся в ходе подготовки поверхности с оформлением актов на скрытые работы.

Очистка внутренней поверхности РВС включает следующие операции:

- удаление донных отложений;
- абразивная обработка;
- обеспыливание;
- обезжиривание [29].

Зачистка дна резервуара от донных отложений производится вручную при помощи лопат, скребков, изготовленных из цветного металла или дерева. Для транспортирования донных отложений применяются носилки или тележки с колесами из цветного металла. Перемещение донных отложений в отвал производится по лотку, установленному у люка-лаза под углом 15-20°. По мере очистки дно резервуара засыпают опилками слоем 5-10см. Опилки, впитавшие влагу, собирают вручную при помощи лопат и удаляют через люк-лаз. Окончательная зачистка производится скребками и метлами.

Абразивная обработка поверхности пескоструйным аппаратом имеет целью очистку до металла и придание ей оптимальной шероховатости для получения максимальной адгезии (сцепления) лакокрасочного покрытия с металлом. Она производится струйным абразивным методом (дисперсный абразивный материал в струе воздуха или воды) до степени 2 [29] или до степени Sa 2 1/2 или Sa 2 по международному стандарту ИСО 8501-1 «Степень подготовки металлических поверхностей перед окрашиванием».

					<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
						56
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

В качестве абразива может использоваться сухой и чистый кварцевый песок (фракция 0,5 – 2,5 мм). Качество песка, поставляемого каждым поставщиком (карьером), должно быть подтверждено результатами анализа представительной пробы. При необходимости (намокание абразива под дождем, высокая влажность атмосферы) предварительно проводится сушка абразива смесью горячего воздуха и топочных газов в пескосушилке АПС – 2 до требуемой исходной влажности. Песок используется однократно и выгружается из РВС вместе с загрязнителями.

Источником сжатого воздуха для пескоструйного агрегата и аппарата безвоздушного распыления краски является станция воздушно – компрессорная передвижная (ПВ – 10/8М1, ЗИФ – ШВ – 5М или аналогичная) с производительностью по воздуху 5-10 м³/мин, номинальным и минимальным рабочим давлением 0,6-0,8 МПа, соответственно. Эксплуатация компрессора должна производиться в строгом соответствии с требованиями технической инструкции для данного типа оборудования, контроль за ее работой проводится каждые 2 часа назначенным приказом прораба работником, ответственным за состояние техники, обученным по соответствующей программе и имеющим квалификационное удостоверение на право обслуживания компрессорной техники.

Регулярному контролю подлежат рабочие параметры компрессора по производительности и давлению и качество сжатого воздуха, определяемое по отсутствию влажных или масляных пятен, пыли на белой технической салфетке или фильтровальной бумаге после обдува ее струей сжатого воздуха в течение 3 – 5 мин.

Если воздух содержит загрязнители, следует прекратить работу, выключить компрессорный агрегат и устранить причину загрязнения регулировкой аппарата, сменой масла или установкой на всас компрессора фильтра – влагоотделителя. После проведения этих работ производится повторная проверка качества воздуха тем же методом.

					<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
						57
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Абразивная обработка поверхности ведется абразивоструйным агрегатом СМБ – 039 (DSG – 160 – SP) производительностью до 15 (25) м²/час при рабочем давлении сжатого воздуха 0,5-0.8 МПа и расходе 3-6 м³. Основными частями агрегата являются емкость для абразива (бункер – питатель), смеситель, распределитель потоков – коллектор и крошкет с соплом, соединенные между собой рукавами, шлангами и запорно – регулирующей арматурой (клапаны, вентили). Проходя через смеситель, струя сжатого воздуха от компрессора захватывает сухой песок, разгоняет его до высокой скорости и выбрасывает через сопло диаметром до 6 мм на очищаемую поверхность в виде факела. До начала работ все элементы агрегата тщательно очищаются от загрязнений.

До включения проверяется по технической инструкции комплектность пескоструйного агрегата, аттестация манометра, надежность крепления деталей, качество затяжки резьбовых соединений, отсутствие повреждений и надежность соединения рукавов, все вентили и краны закрываются. Процедура пуска должна полностью соответствовать требованиям технической инструкции на данный тип агрегата. Проверка чистоты аппарата и воздуха производится до заправки агрегата абразивом - песком, как описано выше, продувкой сжатого воздуха на фильтровальную бумагу.

Только после проверки и пробного пуска, в бункер засыпается сухой чистый песок, крышка бункера после заправки плотно закрывается.

После обеспыливания зачищенная поверхность промывается нефрасом С2-80/120 или С3-80/120 и контролируется капельным методом либо чистой бумажной салфеткой на отсутствие жировых загрязнений.

Абразивоструйная подготовка поверхности выполняется звеном из 4-7 человек со следующим распределением обязанностей:

- сушка, просеивание абразива, обслуживание компрессора и пескоструйного аппарата (3 рабочих 3 разряда);
- пескоструйная очистка дна и стенок внутри РВС (3 рабочих 4 разряда);
- страховка и взаимозаменяемость работающего пескоструйщика (1

					Ремонт резервуара	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

рабочий 4 разряда);

При производстве работ выполняются следующие правила:

- просеивание песка через сито 2,5 мм производится непосредственно перед загрузкой в пескоструйный аппарат;

- песок должен быть сухим и легкосыпучим;

- пескоструйный аппарат должен быть располагается не ближе 3-х метров от резервуара;

- все оборудование, размещенное на открытом воздухе, защищается от атмосферных осадков навесом или укрытием;

- пескоструйщик сам выбирает рабочее расстояние между соплом крошкмета и обрабатываемой поверхностью исходя из степени износа поверхности и качества песка, но струя песковоздушной смеси должна быть направлена под углом 70 – 80° к очищаемой поверхности во избежание рикошета частиц;

- пескоструйная обработка производится до полного удаления любых видимых загрязнений (грязи, продуктов коррозии, окалины, пригара, старой краски) и матового блеска чистого металла. Уровень очистки и требуемая шероховатость 30 мкм в соответствии с [8], определяется визуально, по соответствию внешнего вида поверхности цветным фотографиям (эталонам) стандартов подготовки поверхности по [8];

- расход песка зависит от степени коррозионного износа поверхности, толщины слоя продуктов коррозии и может составлять от 15 до 60 кг/м²;

- особое внимание должно быть обращено на очистку сварных швов, раковин, язв и других труднодоступных мест. Перед очисткой сварных швов тщательно, до чистого металла удаляется шлак, брызги, пригар с применением ручных или механизированных металлических щеток;

- абразивная обработка внутренней поверхности резервуаров производится в следующей последовательности: стенки, днище;

- абразивная очистка крупногабаритных резервуарных конструкций

					<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
						59
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

производится поэтапно. При этом обрабатываемая за один раз поверхность не должна превышать площадь, которая может быть защищена до ее окисления. Согласно [8] интервал между подготовкой поверхности и окрашиванием не должен превышать 6 часов, если в технической документации на применяемую систему покрытия не указан меньший интервал;

- По окончании абразивной очистки и оседания пыли необходимо удалить отработанный абразивный материал из рабочей зоны и произвести обеспыливание поверхности с помощью обдува сухим и чистым сжатым воздухом. Сжатый воздух, предназначенный для абразивной обработки и окрашивания методом распыления, должен и соответствовать требованиям [9].

Обезжиривание поверхности, загрязненной маслами и парафинами, проводится методом безвоздушного распыления растворителя нефрас С2 80/120 или С3 80/120 на поверхность металла. Труднодоступные места обезжириваются вручную, протиркой ветошью, смоченной растворителем.

При наличии на поверхности участков, не соответствующих указанным требованиям, обработку следует повторить.

По окончании работ комиссией составляются акты на скрытые работы по подготовке внутренней поверхности резервуара к окраске (обезжиривание и пескоструйные работы), отражающей качество подготовки поверхности и ее соответствие техническим требованиям.

Поверхность считается подготовленной к нанесению грунтовочного слоя, если на ней нет ржавчины, окалины, набрызг от сварки, заусенцев и острых кромок, а также жировых пятен и других загрязнений. Очищенная поверхность должна иметь сплошной серебристо-серый цвет и быть достаточно шероховатой, что повышает прочность сцепления металла с покрытием. Если слой ржавчины на поверхности металла не превышает 100 мкм, то обработку можно производить преобразователями ржавчины (составы: ВА - 0112, ВА -01, ГИСИ, П-2, ГСК-1, ФПР-2 и др.). Нанесенные грунты-преобразователи ржавчины предохраняют поверхность от коррозии в течение 6 -10 суток, и формируют первый защитный

					<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
						60
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

слой, на который наносят покрывные слои.

Работу по нанесению преобразователей ржавчины в резервуарах ведут сверху вниз (крыша, элементы, покрытия, пояса корпуса). Предварительно днище резервуара укрывают фанерой, пленкой, бумагой и другими материалами. Процесс сушки преобразователей ржавчины при 15 - 20°C длится 2 - 3 сут., после этого производят окраску. На качество нанесения грунтовочного слоя следует обращать особое внимание, так как от него зависит срок службы покрытия [28].

3.7 Технология нанесения антикоррозионного покрытия наружной поверхности

Технологический процесс нанесения антикоррозионных покрытий включает следующие операции:

- нанесение лакокрасочного покрытия пневматическим распыливанием или кистью (первый - грунтовочный слой наносят па внутреннюю поверхность крыши, перекрытие и корпус резервуара, после этого сушат);
- заделка технологических отверстий и щелей и их окраска;
- нанесение покрывных слоев на внутреннюю поверхность крыши, перекрытие и корпус резервуара и сушка;
- контроль качества покрытия.

По причине того, что поверхность для окрашивания имеет большую площадь, а это влечет за собой сложность ее подготовки под окраску, следует разбить окрашиваемую поверхность на полосы площадью 6000х6000мм.

Схема нанесения антикоррозионного покрытия наружной и внутренней поверхности стенки приведена на рисунке 3.2.

					<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		61

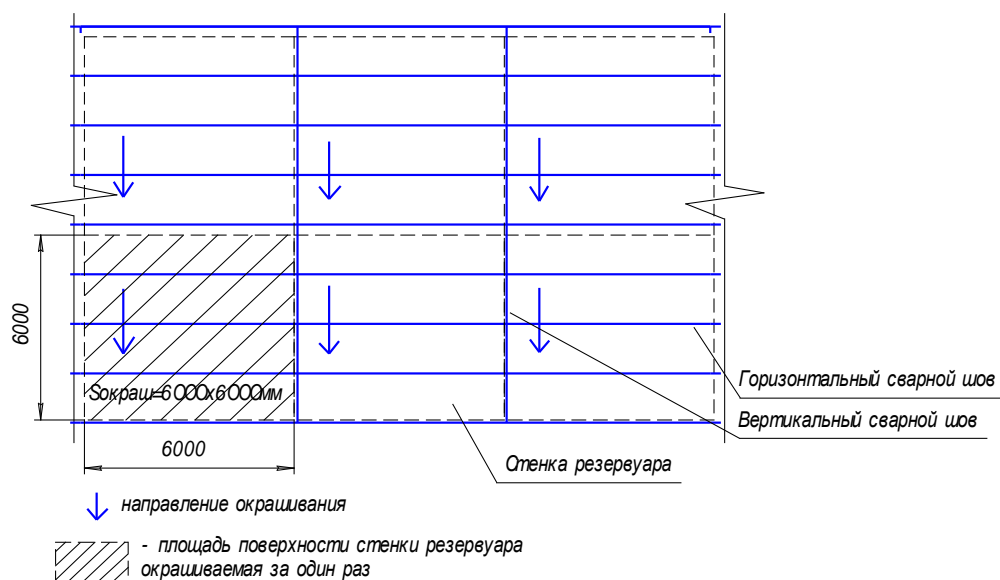


Рисунок 3.2 – Схема нанесения антикоррозионного покрытия наружной и внутренней поверхности стенки

Схема защитного покрытия:

Наружная поверхность 4-х слойное покрытие:

1 слой – грунтровка ВГ –28 зеленая с толщиной сухого слоя 30-40 мкм;

2 слой – грунтровка ВГ –28 зеленая с добавкой пластификатора «продукт 10» с толщиной сухого слоя 30-40 мкм;

3 слой эмаль КО –8104 (КО 814)серебристая с толщиной сухого слоя 30-40 мкм;

4 слой эмаль КО –8104 (КО 814) серебристая с толщиной сухого слоя 30-40 мкм;

Общая толщина сухого покрытия – 120 - 160 мкм.

Гарантийный срок эксплуатации РВС с таким покрытием – не менее 15 лет.

1. Малярные работы проводить с обеспечением хорошей приточно-вытяжной вентиляцией при температуре 5 - 35°C и относительной влажности воздуха (40-75) %.

					Ремонт резервуара	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

2. Нанесение антикоррозионного покрытия осуществляется окрасочными агрегатами высокого давления типа Финиш-211 или Вагнер-7000 безвоздушным способом.

3. На рабочем месте необходимо обеспечить максимально возможную чистоту.

Для защиты днища и нижних поясов корпуса резервуара применяют покрытия только холодной сушки (15—20° С), обладающие одновременно бензо- и водостойкостью, а также стойкостью к атмосферному воздуху. Для защиты крыши, перекрытия и верхних поясов корпуса резервуара могут применяться покрытия, стойкие к нефтепродуктам и атмосферному воздуху.

Слои покрытия наносят пневматическими краскораспылителями типа СО-19А, ЗИЛ, СО-71, КР-20, С-677, С-592 и др. Слои покрытия сушат в естественных условиях при включенной вентиляции. Процесс сушки можно интенсифицировать подачей подогретого воздуха.

Если в элементах конструкции имеются щели, их необходимо законопатить для предотвращения развития коррозионных процессов. Щели заделывают асбестовым шнуром, пропитанным и обмазанным грунт-шпатлевкой ЭП-0010, содержащей 2% отвердителя № 1, или одной грунт-шпатлевкой (без асбестового шнура), содержащей 8,5% отвердителя № 1. Полное отверждение массы наступает при 15-20°С через трое суток

Покрывочные слои следует наносить в нескольких точках одновременно. На сварные соединения накладывают дополнительно один, два слоя, в результате этого толщина покрытия увеличивается на 20—25%. Каждый покрывной слой сушат в естественных условиях при включенной вентиляции.

На наружную поверхность следует нанести 1 слой грунтовки ВГ-28 и просушить при температуре 15-35°С в течение 1 - 2ч до степени 3 «на отлип».

Нанести 2-й слой грунтовки ВГ-28 и просушить при температуре 15-35°С в течение 5 суток.

					Ремонт резервуара	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Суммарная толщина двух слоев покрытия должна быть в пределах 60-80мкм.

Затем последовательно нанести два слоя эмали КО-814 с просушкой каждого слоя при температуре 18-35°C в течении двух часов.

До начала эксплуатации готовое покрытие должно быть выдержано не менее 7 суток.

Восстановительный ремонт лакокрасочного покрытия осуществлять по следующей технологии:

а) промыть участок поверхности, на котором имеется повреждение, протереть чистой салфеткой, просушить 30 мин;

б) выровнять нарушенный участок с остальной поверхностью шлифовальной шкуркой зернистостью 80,120, 240;

в) обезжирить поверхность нефрасом, просушить, 15-30 мин;

г) нанести с помощью окрасочного агрегата последовательно 2 слоя [29].

3.8 Технология нанесения антикоррозионного покрытия внутренней поверхности

Схема защитного покрытия:

Внутренняя поверхность 3-х слойное покрытие:

1 слой – грунтовка ВГ –33 с толщиной сухого слоя 40-50 мкм;

2 слой - грунтовка ВГ – 33 с толщиной сухого слоя 40-50 мкм;

3 слой - грунтовка ВГ – 33 с толщиной сухого слоя 40-50 мкм;

Общая толщина сухого покрытия – 120 - 150 мкм.

Схема нанесения защитного покрытия внутренней поверхности стенки не отличается от схемы нанесения наружной поверхности.

Антикоррозионное покрытие внутренней поверхности выполняется с использованием эпоксидно-кремнийорганического покрытия «Грунтовка ВГ-33» по ТУ 2312-004-29727639-97. Покрытие представляет собой двухкомпонентную систему, состоящую из полуфабриката грунтовки и

					<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		64

отвердителя АСОТ-2, смешиваемых перед употреблением. Покрытие наносится с использованием агрегата высокого давления «Финиш-211».

Первый слой покрытия нанести и просушить при температуре 15-35°C в течение 1-2 часов. Второй слой покрытия нанести и просушить при температуре 15-35°C в течение 5 суток. Нанесение третьего слоя грунтовки ВГ-33 сопровождается распылением пигмента спекулярита по мокрому слою грунтовки Третий слой подлежит просушке в течение 7 суток при температуре 15-35°C. Суммарная толщина покрытия из трех слоев должна составлять 80-120мкм.

После высыхания третьего слоя производится проверка покрытия на сплошность путем замера электрического сопротивления пленки по ГОСТ 25812.

Окраска наружной поверхности резервуара выполняется с использованием окрасочного агрегата «Финиш-211» в два слоя: первый слой – грунтовка ВГ-33, второй слой - эмаль ЭП-140М. Толщина одного слоя не менее 25 мкм, время высыхания при температуре 18-25°C не менее 2 часов.

Лакокрасочные материалы наносятся на внутреннюю и наружную поверхности РВС безвоздушным окрасочным агрегатом высокого давления типа Финиш - 211 или Вагнер - 7000 в соответствии с техническими требованиями на эту аппаратуру при температуре 5 - 35°C и относительной влажности не более 80%. Работа в дождь и при более высокой влажности запрещается.

Труднодоступные места, неровности, кромки предварительно окрашиваются вручную кистью, применение валика запрещено.

На внутреннюю поверхность последовательно наносятся 3 слоя ВГ – 33 примерно равной толщины с разрывом по времени 2 часа.

3.9 Производственный контроль антикоррозионного покрытия

Производственный контроль нанесения антикоррозионного покрытия включает:

					<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
						65
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Входной контроль рабочей технологической документации, паспортов качества завода изготовителя материалов, применяемых при нанесении антикоррозионного покрытия, инструментов и приспособлений, а также качества подготовки поверхности;

Операционный контроль процесса окрашивания, технологических операций и качества нанесения антикоррозионного покрытия:

а) внешним осмотром окрашенной поверхности стенки резервуара (на поверхности не должно быть пузырей, морщины, посторонних включений, подтеков, утолщений);

б) проверкой толщины покрытия толщинометром ИТП-1, сплошности покрытия высококачественным дефектоскопом ЭД-4 (ЭД-5) или путем замера электрического сопротивления пленки, прочности покрытия на удар и эластичности прибором У-1.

Контроль качества подготовки поверхности под окраску, а также контроль качества наносимых слоев покрытий осуществляется в процессе отдельных её операций и по окончании всего цикла окрасочных работ.

При контроле технологического процесса окраски основное внимание следует обращать на:

а) качество подготовки поверхности, отсутствие загрязнений;

б) правильность приготовления лакокрасочных материалов для нанесения и соблюдение последовательности нанесения всех слоев покрытий и сушки;

в) равномерность нанесения всех слоев покрытия на поверхности резервуара;

г) сплошность всех слоев покрытия и его внешний вид, отсутствие натеков, пузырей и других дефектов.

Обнаруженные в процессе осмотра дефектные и поврежденные участки антикоррозионного покрытия исправляют смывкой и удалением механическим способом части покрытия и нанесением тех же материалов Исправленные

					<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
						66
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

дефекты должны быть вновь подвергнуты контролю сплошность, прочность и контроль толщины покрытия.

Приемочный контроль.

Резервуар после ремонтных работ принимают на основе дефектной ведомости и проектно-сметной документации с приложением актов на работы, выполненные при ремонте.

3.10 Гидроиспытание РВС

После проведения ремонтных работ необходимо провести гидроиспытание резервуара.

Важным правилом проведения гидроиспытаний является температурный диапазон, температура окружающего воздуха должна составлять не менее +5 °С. Если температура окружающего воздуха меньше, тогда необходимо разработать специальную программу, целью которой является предотвращения замерзания воды и обмерзание стенок резервуара.

Структура проведения гидравлических испытаний состоит в следующем:

- 1) Проверка на прочность и герметичность Днища и стенок РВС при максимальном гидростатическом напряжении;
- 2) проверка на прочность и герметичность днища и стенок РВС при максимальном гидростатическом напряжении и избыточном давлении;
- 3) проверка на прочность и герметичность днища и стенок РВС при максимальном гидростатическом напряжении и вакууме.

В нашем случае резервуар будем наполнять подтоварной водой до максимального рабочего объема. Наполнение резервуара производится поэтапно на уровень каждого пояса, останавливая закачку воды для осмотра результатов наполнения каждого пояса.

Время промежуточных остановок определяется исходя из необходимого времени осмотра результатов.

Все световые и замерные люки РВС должны быть открыты.

					<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
						67
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Требования безопасности при назначении границ опасной зоны при проведении гидравлических испытаний резервуаров с защитными стенками разрабатываются с учетом конструктивных особенностей конструкции в технологической карте испытаний.

Когда свищи, течи или трещины в стене, независимо от размера дефекта, испытание должно быть прекращено и вода должна быть слита до уровня:

- полностью-если обнаружен дефект в поясе I;
- один пояс под положением дефекта-если дефект найден в поясах II-VI;
- до V пояса-при обнаружении дефектов в VII поясе и выше.

После успешного достижения рабочего объема резервуара держать в течение 72 часов.

Проверку внутреннего избыточного давления и вакуум тест проводят во время гидравлического испытания. Регулирование давления и вакуума осуществляется с помощью U-образного манометра, который снимается отдельным трубопроводом для обрушения. Избыточное давление принимается на 25%, а вакуум-на 50% больше проектного значения, если нет других указаний в проекте. Продолжительность нагрузки 30 мин.

В процессе испытания резервуара на избыточное давление, проводится 100% визуальный контроль сварных швов стационарной крыши резервуара.

На резервуар, прошедший испытание, составляется акт завершения монтажа (сборки) конструкций [14].

					<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		68

4 Расчетная часть

4.1 Расчет стенки резервуара на прочность

Номинальная толщина стенок резервуара определяется в три этапа [11]:

- предварительный выбор толщин поясов (из условия прочности и минимальной конструктивной толщины стенки);
- корректировка при проверке на прочность, включая и расчет на сейсмическое воздействие для сейсмоопасных районов (выполняется специальной организацией);
- корректировка размеров при проведении расчета на устойчивость.

4.1.1 Предварительный выбор толщины стенок поясов

Стенка резервуара рассчитана на прочность согласно теории без крутящего момента, в виде цилиндрической оболочки, работающей на растяжение в кольцевом направлении от действия гидростатического давления жидкости и избыточного давления газа в паровоздушном пространстве (под покрытием). Нормальные напряжения вдоль образующей стенки не учитывают потому, что они включают в себя нагрузки от собственного веса покрытия и части стенки, избыточного давления, снега и ветра, т.е. равных направлений [11].

Согласно [ПБ 03-381 00] номинальная толщина T каждого пояса стенки выбирается из ряда ассортимента, так что разница T и минус допуск составляет не менее максимум 3 значения:

$$t - \delta \geq \max(t_c + c)$$

$$t - \delta \geq \max(t_g + c)$$

$$t - \delta \geq \max(t_k + c)$$

где: c - припуск на коррозию.

					Разработка комплексных мероприятий по проведению капитального ремонта резервуара вертикального стального типа РВС 2000 кубических метров на примере нефтегазоконденсатного месторождения «Лугинецкое»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Соколов Д.А.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев Л.А.					69	117
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						ТПУ гр. 32Б8СА		

Минимальная расчетная толщина стенки в каждом поясе t_c для условий эксплуатации резервуара определяется по формуле:

$$t_c = \frac{\gamma_n \cdot (\gamma_{f1} \cdot \rho_{ж} \cdot g \cdot z_{ж} + \gamma_{f1} \cdot P_{изб}^H) \cdot R}{R_y \cdot \gamma_c} \quad (4.1)$$

где: $Z_{ж}$ – высота от высшего уровня жидкости до нижней кромки пояса;
 g – ускорение свободного падения, $м/с^2$;
 $P_{изб}^H$ – нормативное значение избыточного давления = $2 \cdot 10^{-4}$ $кН/см^2$;
 R – радиус срединной поверхности пояса стенки;
 γ_{f1} γ_{f1} – коэффициенты по нагрузке = 1,1 / 1,2
 γ_n – коэффициент надежности по назначению; для 3-го класса резервуара = 1,1; для 2-го класса = 1,05; для 1-го класса = 1

$$z_{ж} = H_i - 30 \text{ см} \quad (4.2)$$

$$z_{ж} = 12 - 0,3 = 11,7 \text{ м}$$

$$t_c = \frac{1,1 \cdot (1,1 \cdot 850 \cdot 10 \cdot 11,7 + 1,2 \cdot 2 \cdot 10^8) \cdot 7,33}{245,45 \cdot 10^6 \cdot 0,7} = 5,98 \cdot 10^{-3} \text{ м}$$

В процессе эксплуатации стальные резервуары подвергаются воздействию агрессивных сред. Коррозионные процессы развиваются особенно активно, если в резервуаре хранится нефть. Кроме того, двусосное напряженное состояние, которое наблюдается в листовых конструкциях, стимулируют коррозию в сравнении с одноосным напряжением. Поэтому при расчете толщины стенки, мы не можем оставить без внимания действие коррозии на стенки резервуара (уменьшение их толщины) [11].

Учитывая, что исполнение стенки РВС рулонное, то по табл. 6.3 [11] резервуара диаметром меньше 16м, $t_{кmin} = 4$ мм.

Принимая минусовый допуск на прокат $\delta = 0,45$ мм. [11, табл. 6.3] при повышенной точности изготовления листового проката и припуск на коррозию 0,1 мм/год, а с учетом срока эксплуатации, который принимаем равным 20 лет [6],

$$c = 0,1 \cdot 20 = 5 \text{ мм.}$$

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

Таким образом, получим:

$$t_{\min} = t_{\text{кmin}} + \delta + c = 4 + 0,45 + 2 = 6,45 \quad (4.3)$$

Минимальная толщина стенки выбирается по ГОСТ 19903-74 , она будет такой же, и рассчитанная по формуле (4.4) $t_{\min} = 7$ мм.

Минимальная расчетная толщина стенки в каждом поясе t_g для условий гидравлических испытаний определяется по формуле:

$$t_g = \frac{1,1 \cdot \rho_B \cdot g \cdot z_B \cdot R}{R_y \cdot \gamma_c} \quad (4.4)$$

где: z_B -расстояние от уровня налива воды до нижней кромки пояса;
 ρ_B -плотность воды при гидроиспытаниях 998,2 кг/м²;
 γ_c -коэффициент условия работы при гидроиспытаниях, $\gamma_c = 0,9$.

Гидростатическое давление жидкости рассчитывается по формуле:

$$P_{ri} = \gamma_{f1} \cdot \rho_{ж} \cdot g \cdot z_{жi} \quad (4.5)$$

Расчеты по формулам (4.2), (4.3), (4.4), (4.5) представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Расчет толщины стенки

Номер пояса	$Z_{ж}, Z_B, \text{ м}$	$t_q, \text{ мм}$	Расчетное давление от хранимого продукта, Па	Расчетное давление при гидро-испытаниях, Па	$t_c, \text{ мм}$
1	11,7	4,262796	119340	140147,3	4,382364
2	10,2	3,716284	104040	122179,7	4,380096
3	8,7	3,169771	88740	104212,1	3,751776
4	7,2	2,623259	73440	86244,48	3,123456
5	5,7	2,076747	58140	68276,88	2,495136
6	4,2	1,530234	42840	50309,28	1,866816
7	2,7	0,983722	27540	32341,68	1,238496
8	1,2	0,43721	12240	14374,08	0,610176

Так как, начиная с четвертого пояса, толщина стенки меньше $t_{min} >$ то номинальная толщина с четвертого по десятый пояс будет равна 14 мм. Для того, чтобы убедиться в этом, рассчитаем высоту по формуле (4.2), в пределах которой толщина стенки может быть постоянной и равной минимальной толщине:

$$t_{pi} = \frac{\gamma_n \cdot (\gamma_{f1} \cdot \rho_{ж} \cdot g \cdot z_{жи} + \gamma_{f1} \cdot P_{изб}^H) \cdot R}{R_y \cdot \gamma_c}$$

$$t_{min} = \frac{1.1 \cdot (1.1 \cdot 850 \cdot 10 \cdot H^* + 1.2 \cdot 2 \cdot 10^3) \cdot 7.33}{245.45 \cdot 10^6 \cdot 0.8} = 7 \cdot 10^{-3} \text{ м}$$

Отсюда $H^* = 19,1$ м, до верха стенки $H^0 = H^* + 0,3 = 19,4$ м. Высота резервуара 11,92 м, что меньше 19,1 м, следовательно можем принять толщину стенки резервуара постоянной.

4.1.2 Проверка стенки резервуара на прочность

Расчет проверки прочности и устойчивости выполняется для расчетной толщины ленты, которая определяется как разница между номинальной толщиной t , минус допуск на прокат и допуск на коррозию [13]:

$$t_{pmin} = t_{min} - \delta - c = 7 - 0,45 - 0,1 = 6,45 \text{ мм} \quad (46)$$

Поверочный расчет на прочность для каждого пояса стенки резервуара проводится по формуле [14]:

$$\sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2 - \sigma_1 \cdot \sigma_2} \leq \gamma_c \cdot R_y \quad (4.7)$$

где: γ_c – коэффициент условия работы конструкции; для нижнего пояса - 0,7; для остальных – 0,8; при сопряжении стенки с днищем – 1,2;

σ_1 – расчётное меридиальное напряжение в поперечном сечении цилиндрического резервуара, возникающее от воздействия гидростатического давления продукта и избыточного давления газа, Па;

σ_2 – кольцевое напряжение, Па.

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

Поскольку для цилиндрической оболочки меридиональный радиус срединной поверхности равен бесконечности, то проверка прочности поясов проводится по формуле:

$$\sigma_2 \leq \frac{R_y \cdot \gamma_c}{\gamma_n} \quad (4.8)$$

где:

$$\sigma_2 = \frac{(P_{ri} + \gamma_f \cdot P_{изб}^H) \cdot R}{t_p} \quad (4.9)$$

Данные по расчетным значениям действующих напряжений на пояса РВС и критических значений представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Кольцевое напряжение и допустимое напряжение

Номер пояса	t_p , мм	$Z_{ж}$, м	σ_2 , МПа	$R_y \cdot \gamma_c / \gamma_n$
1	6,45	11,7	161,9956	171,815
2	6,45	10,2	141,5766	196,36
3	6,45	8,7	121,1576	196,36
4	6,45	7,2	100,7386	196,36
5	6,45	5,7	80,3196	196,36
6	6,45	4,2	59,9006	196,36
7	6,45	2,7	39,4816	196,36
8	6,45	1,2	19,0626	196,36

Проведем поверочный расчет на прочность для каждого пояса, для этого найдем меридиональные напряжения для каждого пояса:

$$\sigma_1 = \frac{\sigma_2}{2} \quad (4.10)$$

Сведем полученные по формулам (4.7), (4.10) значения в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 - Проверка прочности

Номер пояса	σ_1 , Мпа	$\sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2 - \sigma_1 \cdot \sigma_2}$	$R_y \cdot \gamma_c$
1	80,9978	140,2923	171,815
2	70,7883	122,6089	196,36
3	60,5788	104,9256	196,36
4	50,36931	87,2422	196,36
5	40,15981	69,5588	196,36
6	29,95031	51,8755	196,36
7	19,74082	34,1921	196,36
8	9,531318	16,5087	196,36

Анализ данных, представленных в таблице, показывает, что выполняется условие прочности (4.9) и (4.10), поскольку значения действующих напряжений на стенку цистерны меньше допустимых.

4.2 Проверка стенки резервуара на устойчивость

Устойчивость стенки проверяется для пустого резервуара по совместному воздействию осевого сжатия параллельно генератору и сжатия от внешнего равномерного давления, перпендикулярного боковой поверхности стенки резервуара.

Проверка на устойчивость выполняется по формуле:

$$\frac{\sigma'_1}{\sigma_{сг1}} + \frac{\sigma'_2}{\sigma_{сг2}} \leq 1 \quad (4.11)$$

где: $\sigma_{сг1}$ - критическое нормальное напряжение, Па;

$\sigma_{сг2}$ - кольцевое критическое напряжение, Па.

σ'_1 - расчётное меридиональное напряжение в поперечном сечении от нагрузок направленных вдоль оси (собственный вес крыши, снеговая нагрузка, возможный вакуум, собственный вес стен, расположенный выше рассматриваемого уровня), Па;

σ'_2 - расчётное кольцевое напряжение в поясе стенки, Па.

Критическое нормальное напряжение $\sigma_{сг1}$ определяется по формуле:

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

$$\sigma_{cr1} = c \cdot E \cdot \frac{t_{pmin}}{R} \quad (4.12)$$

где: t_{pmin} – расчетная минимальная толщина стенки, м;
 c - коэффициент [11, табл. 2.2];

E -модуль упругости, $E=2,06 \cdot 10^5$ МПа.

$$\frac{r}{t_{pmin}} = \frac{7.33}{0.00645} = 1.136 \cdot 10^3 \quad (4.13)$$

Принимаем $c = 0,07836$.

$$\sigma_{cr1} = c \cdot E \cdot \frac{t_{pmin}}{R} = 0,07836 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 10^6 \cdot \frac{6,45 \cdot 10^{-3}}{7,33} = 14,19 \cdot 10^6 \text{ Па} = 14,19 \text{ МПа}$$

Кольцевое критическое напряжение для цилиндрических оболочек с переменной толщиной стенки определяется по формуле:

$$\sigma_{cr2} = 0,55 \cdot E \cdot \frac{R}{H_r} \cdot \left(\frac{t_p}{R}\right)^2 \quad (4.14)$$

$$\sigma_{cr2} = 0,55 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 10^6 \cdot \frac{7,33}{11,99} \cdot \left(\frac{6,45 \cdot 10^{-3}}{7,33}\right)^2 = 1,8 \text{ МПа}$$

где: где H_r - редуцированная высота стенки, м.

Ниже приведен расчет редуцированной высоты.

Редуцированная высота стенки определяется по формуле:

$$\frac{v^2}{E} \cdot \left[\frac{P_1}{2 \cdot c} + \frac{P_2 \cdot \sqrt{v}}{0,55 \cdot (r/H_r)} \right] = \gamma_c$$

где:

$$v = \frac{r}{t_{min}}$$

$$P_1 = g_{кр}' + g_{сн} + \Psi \cdot (P_{вак} - P_w^{от})$$

$$P_2 = \Psi \cdot (P_{вак} + P_w)$$

$$g_{кр}' = g_{кр} \cdot H \cdot g \cdot 10^{-3} = 4,38 \cdot 11,92 \cdot 10 \cdot 10^{-3} = 0,522 \text{ кН/м}^2 \quad (4.15)$$

где: $g_{кр}'$ – удельный вес крыши (на единицу площади днища).
 $P_{вак}$ - вакуум;
 $P_w^{от}$ – ветровой отсос на покрытии;

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

P_e – ветровое давление на стенку (расчет представлен ниже);
 Ψ - коэффициент сочетания нагрузок.

Коэффициент «с» можно аппроксимировать формулой (в пределах значений $r/t = 800 \dots 2500$)

$$c = 1,092 \cdot 10^{-8} \cdot \gamma^2 - 53,686 \cdot 10^{-6} \cdot \gamma + 12,59 \cdot 10^{-2} = 7,9 \cdot 10^{-2}$$

$$\gamma = \frac{r}{t_{p \min}} = \frac{7330}{6,45} = 1,136 \cdot 10^3$$

$$P_{\text{вак}} = \gamma_{f_2} \cdot P_{\text{вак}}^H = 1,2 \cdot 0,25 = 0,3 \text{ кПа}$$

$$P_w^{\text{от}} = \gamma_{f,w} \cdot w_0 \cdot c_{e_2} = 1,4 \cdot 0,23 \cdot 0,8 = 0,258 \text{ кПа}$$

$$C_{e_2} = -0,8 - \text{ по табл. СНиП 2.01.07-85}^*$$

$$P_1 = 0,522 \cdot 10^{-4} + 3,2 \cdot 10^{-4} + 0,9 \cdot (1,2 - 0,258) \cdot 10^{-4} = 4,57 \cdot 10^{-4} \text{ кН/см}^2$$

$$P_2 = 0,95 \cdot (1,2 \cdot 10^{-4} + 0,25 \cdot 10^{-4}) = 1,305 \cdot 10^{-4} \text{ кН/см}^2$$

$$\frac{(1,136 \cdot 10^3)^2}{2,06 \cdot 10^5 \cdot 10^6} \cdot \left[\frac{4,57 \cdot 10^3}{2 \cdot 7,9 \cdot 10^{-2}} + \frac{1,305 \cdot 10^3 \sqrt{1,136 \cdot 10^3}}{0,55 \cdot (7330/H_r)} \right] = 1$$

$$H_r = 11,99 \text{ м}$$

Расчетные меридиональные напряжения для РВС определяются по формуле [15]:

$$\sigma'_1 = \frac{n_3 \cdot (Q_{\text{п}} + Q_{\text{стенки}}) + \Psi \cdot (Q_{\text{сн}} + Q_{\text{вак}} \cdot n_2)}{t_i} \quad (4.16)$$

$$\sigma'_1 = \frac{1,05 \cdot (2,626 + 4,93) \cdot 10^3 + 0,95 \cdot (11,728 + 0,916 \cdot 1,3) \cdot 10^3}{6,45} = 3,13 \text{ МПа}$$

где: Ψ - коэффициент сочетания нагрузок, $\Psi = 0,95$ [12];

n_3 – коэффициент надежности по нагрузке от собственного веса,
 $n_3 = 1,05$ [11];

n_2 - коэффициент надежности по нагрузке избыточного давления и вакуума, $n_2 = 1,3$ [12];

$Q_{\text{п}}$ – вес покрытия резервуара, Н/м;

$Q_{\text{стенки}}$ – вес вышележащих поясов стенки с учетом изоляции, Н/м;

$Q_{\text{сн}}$ – полное расчетное значение снеговой нагрузки на горизонтальную проекцию покрытия, Н/м;

$Q_{\text{вак}}$ – нормативная нагрузка от вакуума на покрытие, Н/м;

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

Определяем нагрузки на резервуар от:

- снега [11]:

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

$$Q_{\text{сн}} = P_{\text{сн}}^{\text{н}} \cdot \mu \cdot \frac{R_p}{2} = g_{\text{сн}} \cdot \frac{R_p}{2}, \text{ Па} \quad (4.17)$$

$$Q_{\text{сн}} = \frac{3,2 \cdot 10^3 \cdot 7,33}{2} = 11728$$

где: μ – коэффициент перехода от веса снегового покрова земли к снеговой нагрузке на покрытие, для конического покрытия при симметричном варианте загрузки снегом $\mu=1$ [15].

$P_{\text{сн}}^{\text{н}}$ – нормативное значение веса снегового покрова на 1 м^2 горизонтальной поверхности земли, для V снегового района (Агрыз) $P_{\text{сн}}^{\text{н}} = 3,2 \text{ кПа}$ [15, табл.4].

Определяем значение вакуума на покрытие [6]:

$$Q_{\text{вак}} = P_{\text{вак}} \cdot \frac{R_p}{2} = 250 \cdot \frac{7,33}{2} = 916 \text{ Па} \quad (4.18)$$

где: $P_{\text{вак}}$ – нормативное значение вакуума в газовом пространстве, Па. $P_{\text{вак}} = 250 \text{ Па}$ [6, табл. 2].

Для определения устойчивости конструкции РВС необходимо знать массу конструкции. Масса стенок РВС определяется последовательно по поясам в соответствии с формулой:

$$m_i = S \cdot \rho \cdot t \cdot n \quad (4.19)$$

где: где n – количество листов в поясе $n = \frac{2 \cdot \pi \cdot R}{l_{\text{листа}}} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 7,33}{6} = 7,67$

листов

$S = 1,5 \times 6 = 9 \text{ м}^2$ - площадь поверхности листа, м^2 ;

ρ - плотность стали, 7859 кг/м^3 ;

t - толщина стенки листа, м ;

$$m_i = 9 \cdot 7859 \cdot 7 \cdot 10^{-3} \cdot 7,67 = 3797,54 \text{ кг}$$

$$m_{\text{ст}} = m_i \cdot n_{\text{поясов}} = 3797,54 \cdot 8 = 30,38 \cdot 10^3 \text{ кг} \quad (4.20)$$

Масса крыши резервуара определяется по формуле:

$$m_{\text{кр}} = g_{\text{кр}} \cdot V, \text{ кг} \quad (4.21)$$

где: $g_{\text{кр}}$ - масса крыши на единицу объема резервуара,

					Расчетная часть	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$g_{кр} = 4,38 \text{ кг/м}^3 \text{ [11, табл. П1].}$$

$$m_{кр} = 4,38 \cdot 2000 = 8,76 \cdot 10^3 \text{ кг}$$

Находим массу оборудования и опорного кольца жесткости:

$$m_{об} = g_{об} \cdot V, \text{ кг} \quad (4.22)$$

где: $m_{об}$ - масса оборудования на единицу объема резервуара,
 $m_{об} = 1,78 \text{ кг/м}^3 \text{ [11, табл. П1].}$

$$m_{об} = 1,78 \cdot 2000 = 3,56 \cdot 10^3 \text{ кг}$$

$$m_{цс} = g_{цс} \cdot V, \text{ кг} \quad (4.23)$$

где: $m_{цс}$ - масса центральной стойки резервуара, $m_{цс} = 0,5 \text{ кг/м}^3$
 [7, табл. П1].

$$m_{цс} = g_{цс} \cdot V = 0,5 \cdot 2000 = 1 \cdot 10^3 \text{ кг}$$

Находим вес стенки по формуле:

$$Q_{ст} = \frac{(m_{цс} + m_{ст}) \cdot g}{2 \cdot \pi \cdot R_p} = \frac{(1 \cdot 10^3 + 30,38 \cdot 10^3) \cdot 10}{2 \cdot 3,14 \cdot 7,33} = 6,817 \cdot 10^3 \text{ Н/м} \quad (4.24)$$

Вес покрытия резервуара определяется с учетом веса оборудования:

$$Q_{п} = \frac{(m_{кр} + m_{об}) \cdot g}{2 \cdot \pi \cdot R_p} \text{ Н/м}$$

$$Q_{п} = \frac{(8,76 \cdot 10^3 + 3,56 \cdot 10^3) \cdot 10}{2 \cdot 3,14 \cdot 7,33} = 2,676 \cdot 10^3 \text{ Н/м}$$

Расчетные кольцевые напряжения в стенке при расчете на устойчивость РВС определяются по формуле в соответствии с [11];

$$\sigma'_2 = \frac{0,95 \cdot P_B \cdot n_B + 0,9 \cdot P_{\text{вак}} \cdot n_2}{t_p} \cdot R_p \quad (4.25)$$

где: P_B – нормативное значение ветровой нагрузки на резервуар, Па;
 n_B – коэффициент надежности по ветровой нагрузке = 1,4 [15, пп. 6.11];
 n_2 – коэффициент надежности по нагрузке избыточного давления и вакуума, $n_2 = 1,05$ [12], табл.1.

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

$$P_B = \omega_0 \cdot c_{e1} \cdot k_0 = 1,4 \cdot 0,23 \cdot 0,5 \cdot 1,02 = 0,164 \text{ кПа} \quad (4.26)$$

где: ω_0 – нормативное значение ветрового давления, для рассматриваемого района,
 для V района $\omega_0 = 0,23$ кПа [12, табл. 11.1];
 $k_0 = 1,02$ - коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по типу местности А [12, табл.6];
 c_{e1} - аэродинамический коэффициент.

$$c_{e1} = k_1 \cdot c_\beta \quad (4.27)$$

где: $c_\beta = 1$, так как $\beta = 0^0$;
 $k_1 = 1$ при $c_\beta > 0$
 $c_{e1} = 0,5$ – для расчета стенки на устойчивость, [11].

$$\sigma'_2 = \frac{0,95 \cdot (0,164 \cdot 10^3) \cdot 1,4 + 0,9 \cdot 0,25 \cdot 10^3 \cdot 1,05}{6,45 \cdot 10^{-3}} \cdot 7,33 = 0,516 \text{ МПа}$$

$$\frac{3,13 \cdot 10^6}{14,19 \cdot 10^6} + \frac{0,516 \cdot 10^6}{1,8 \cdot 10^6} \leq 1$$

$$0,508 \leq 1$$

Следовательно, условие устойчивости выполняется, стенка резервуара устойчива к постоянным и временным нагрузкам.

					Расчетная часть	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Для того, чтобы произвести анализ потребителей результатов исследования, необходимо определить целевой рынок, на котором будет продаваться разработка, и провести его сегментирование.

В данном случае целевыми потребителями являются предприятия нефтегазовой промышленности, занимающиеся строительством, ремонтом, эксплуатацией и обслуживанием объектов для хранения нефти и газа.

Сегментировать рынок услуг по ремонту и техническому обслуживанию резервуаров можно следующим образом:

- вид хранимой продукции (нефть, нефтепродукты, природный газ);
- характеристика резервуара
- географическое положение;
- тип работ (проведение капитального ремонта, строительство, техническое обслуживание и диагностика);
- размер компании – заказчика.

При продвижении проекта следует ориентироваться на предприятия, занимающиеся проектированием и строительством резервуаров.

5.1 Анализ сегмента потребительского рынка

Сегмент потребительского рынка – это потребители, имеющие схожие предпочтения при выборе товаров и сходно реагирующие на мероприятия по формированию спроса. Предполагается, что это потенциальные покупатели, имеющие схожие потребности в предлагаемой продукции.

Вариантов сегментации потребительского рынка может быть столько же, сколько критериев для выделения устойчивых групп потребителей.

					Разработка комплексных мероприятий по проведению капитального ремонта резервуара вертикального стального типа РВС 2000 кубических метров на примере нефтегазоконденсатного месторождения «Лугинецкое»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Соколов Д.А.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев Л.А.					80	117
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 32Б8СА		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

Однако *главный критерий – отношение потенциальных потребителей к предлагаемому товару.*

Анализ сегмента (сегментирования) потребительского рынка, является базовой частью маркетинговой деятельности, её внутренняя составляющая, не менее важная, чем непосредственное продвижение товаров. Умение самостоятельно анализировать рыночные возможности и сегментировать рынки является первым признаком квалифицированного маркетолога.

5.2 Карта сегментирования рынка

Сегментация рынка – это метод маркетинга, с помощью которого предприятие делит рынок продукции по значимым для себя признакам на сегменты, представляющие собой обособленные целевые аудитории.

Сегментирование рынков призвано выявить неудовлетворённые потребности клиентов и вовремя предложить товар целевым группам покупателей.

Таблица 5.1 - Сегментирование рынка

товар	Объём продаж		Доля продаж		Удовлетворяемые потребности, функционал		Ценовой сегмент				Производитель бренд			
	д.ед	шт.	д.ед	шт.	1	2	lux	premium	medium	mass	G	N		
A														
B														
	Σ	Σ	100 %	100 %	Итого: Процент от общего числа по каждому признаку сегментирования									

5.3 Анализ конкурентных технических решений

С помощью анализа конкурентных технических решений можно оценить степень научной новизны, определить сильные и слабые стороны создаваемой методики, тем самым дать ей оценку на фоне конкурентов и их возможностей, которым придется противостоять. Оценочная карта данного анализа отображена в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бф	Бк1	Бк2	Кф	Кк1	Кк2
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Использование менее ресурсозатратного оборудования	0,15	5	3	5	0,75	0,45	0,75
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,06	4	4	3	0,24	0,24	0,18
3. Меньшее количество отходов	0,15	4	2	3	0,6	0,3	0,45
4. Энергоэкономичность	0,1	4	4	4	0,4	0,4	0,4
5. Безопасность	0,09	5	5	5	0,45	0,45	0,45
6. Простота эксплуатации	0,04	5	5	5	0,2	0,2	0,2
7. Качество интеллектуального интерфейса	0,02	1	1	1	0,02	0,02	0,02
8. Возможность подключения в сеть ЭВМ	0,06	4	4	4	0,24	0,24	0,24
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,1	4	4	3	0,4	0,4	0,3
2. Цена	0,07	5	2	5	0,35	0,14	0,35
3. Финансирование научной разработки	0,07	5	5	5	0,35	0,35	0,35
4. Срок выхода на рынок	0,03	5	3	3	0,15	0,09	0,09
5. Наличие сертификации разработки	0,06	4	5	5	0,24	0,3	0,3
Итого	1				4,39	3,58	4,08

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле 5.1:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

$$K = \sum B_i * B_i \quad (5.1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;
 B_i – балл i -го показателя;
 B_i – вес показателя (в долях единицы).

К конкурентным преимуществам производимого продукта, можно отнести: высокое качество продукта, сокращение производственного цикла, высокую конкурентоспособность продукта и уровень проникновения на рынок. Эти качества помогут завоевать доверие покупателей путем предложения товара высокого качества со стандартным набором определяющих его параметров.

5.4 Технология QuaD

Технология QuaD (QUality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно – исследовательский проект.

Таблица 5.3 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
1	2	3	4	5	
Показатели оценки качества разработки					
Энергоэффективность	0,20	93	100	0,93	0,186
Надежность	0,15	95	100	0,95	0,1425
Ремонтопригодность	0,20	100	100	1,00	0,2
Безопасность	0,20	96	100	0,96	0,192
Длительность производственного цикла	0,10	97	100	0,97	0,097
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					

Цена	0,10	94	100	0,94	0,094
Перспективност ь рынка	0,05	95	100	0,95	0,0475
Итого	1				0,959

Значение показателя P_{cp} является 95,9%, что позволяет говорить о перспективах и качестве проводимого капитального ремонта резервуара РВС-2000.

5.5 SWOT- анализ

SWOT– анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Он проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Результаты первого этапа SWOT– анализа представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 - Матрица SWOT

	Сильные стороны проекта: С1. Отлаженная схема проведения работ С2. Применение современных технологических решений С3. Опытный персонал С4. Система контроля качества и выполнения работ	Слабые стороны проекта: Сл1. Возможное появление чрезвычайных ситуаций Сл2. Значительные финансовые затраты Сл3. Значительные временные сроки выполнения работ Сл4. Большой срок поставок материалов
Возможности: В1. Появление потенциального спроса на выполнение ремонтных работ В2. Обеспечение	Применение современных технологий и систем контроля обеспечит конкурентоспособность.	Большой срок поставок материалов может привести к простоям, что еще более увеличит срок выполнения работ. Выполнение сложных и

безопасной дальнейшей эксплуатации В3. Уменьшение значимости или достоинства конкурентных проектов		опасных работ, может привести к травмам персонала, порче оборудования, нарушению экологии.
Угрозы: У1. Несвоевременное финансовое обеспечение У2. Плохие метеоусловия У3. Некачественные материалы	Плохие метеоусловия предполагают применение особых технологий выполнения работ, для контроля качества материалов используются современное оборудование и методы.	Несвоевременное финансирование может привести к задолженностям по заработной плате, а некачественные материалы могут повлиять на безопасность и надежность проекта.

Для более четкого понимания взаимосвязей в таблице SWOT– анализ реализуем интерактивные матрицы проектов

Таблица 5.5 - Интерактивная матрица проекта (сильные стороны)

	Сил1	Сил2	Сил3
В1	+	+	+
В2	0	+	+

Таблица 5.6 - Интерактивная матрица проекта (слабые стороны)

	Слаб1	Слаб2
У1	+	+
У2	+	+
У3	-	-

5.6 Определение возможных альтернатив проведения научных исследований

Поскольку разработка находится на начальной стадии проведения научных исследований, видится логичным применение морфологического подхода для определения возможных альтернатив проведения научных

исследований.

Таблица 5.7 - Нормативы

	1	2	3
А. Сталь	08X13	Ст3сп	09Г2С
Б. ПО для построения профиля	Geocontext-Profile	lotworks	GeoniCS
В. Нормативная документация	ГОСТ 17032-2010	ГОСТ 31385-2008	ГОСТ 19281-2014

С точки зрения эстетики выбрано решение АЗБ1В2;

С точки зрения технологичности и экономической выгоды выбрано решение А2Б2В1;

С точки зрения функциональности, технологичности, эстетики и экономической выгоды более приемлимым выбрано решение А1Б2В2, которое и будет в дальнейшем реализовано.

5.7 Структура работ в рамках научного исследования

Группа участников состоит из студента и руководителя. Для выполнения научного исследования сформировали ряд работ, назначили должность исполнителя для каждого этапа работы.

Таблица 5.8 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№	Содержание работ	Исполнитель
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Руководитель, студент
	3	Изучение уже существующих решений и аналогов в данной области	Студент
	4	Проведение обзора литературы	Студент

	5	Выбор направления исследований	Руководитель
	6	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
	7	Выполнение расчетов	Студент
Теоретические и экспериментальные исследования	8	Выбор и описание метода исследования	Студент
	9	Исследование по части «Социальная ответственность»	Студент, координатор по части «Социальная ответственность»

5.8 Определение трудоемкости выполнения работ

Для определения трудоемкости работ будем использовать такие показатели как ожидаемое значение трудоемкости, продолжительность каждой работы, продолжительность выполнения i – ой работы в календарных днях, коэффициент календарности.

Для расчета ожидаемого значения продолжительности работ $t_{ож}$ применяется следующая формула:

$$t_{ож} = \frac{3 * t_{min} + 2 * t_{max}}{5} \quad (5.2)$$

где t_{min} – минимальная трудоемкость i -ой работы, чел/дн.;
 t_{max} – максимальная трудоемкость i -ой работы, чел/дн.

Из расчета ожидаемой трудоемкости работ, определим продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i} \quad (5.3)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн., i ;
 $t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел. дн.;
 $Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, человек.

$$T_{ki} = T_{pi} * k_{\text{кал}} \quad (5.4)$$

где

T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} - продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;
(кал)

$k_{\text{кал}}$ - коэффициент календарности.

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (5.5)$$

где

$T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Коэффициент календарности: $k_{\text{кал}} = 365 / (365 - 119) = 1,48$.

Таблица 5.9 - Расчеты по трудоемкости выполнения работ приведены

Название работы	Трудоёмкость работ						Исполнит.		Длит-ть работ в рабочих днях		Длит-ть работ в календарн. днях	
	$t_{\min i}$ чел-дни		$t_{\max i}$ чел-дни		$t_{\text{ож}i}$ чел-дни		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 1	Исп. 2
Исп. 1	Исп. 2	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 1	Исп. 2							
Выбор направления научного исследования	3	3	4	4	3,4	3,4	2	2	1,7	1,7	2,52	2,52
Составление и утверждение технического задания	5	6	7	8	5,8	6,8	1	1	5,8	6,8	8,58	10,06
Календарное планирование работ по теме	1	1	2	2	1,4	1,4	3	3	0,47	0,47	0,70	0,70

Подбор и изучение материалов по теме	15	17	19	21	16,6	18,6	2	2	8,3	9,3	12,28	13,76
Изучение уже существующих решений в данной области	5	6	7	8	5,8	6,8	3	3	1,93	2,67	2,86	3,95
Выполнение расчетов	25	25	30	30	27	27	3	3	9	9	13,32	13,32
Выбор и описание материала и способа изготовления	25	25	27	27	25,8	25,8	2	2	12,9	12,9	19,09	19,09
Создание изделия	25	26	27	28	25,8	26,8	2	2	12,9	13,4	19,09	19,83
Оценка эффективности полученных результатов	10	10	15	15	12	12	2	2	6	6	8,88	8,88
Составление пояснительной записки	15	15	17	17	15,8	15,8	2	2	7,9	7,9	11,69	11,69
Подготовка презентации дипломного проекта	5	5	7	7	5,8	5,8	2	2	2,9	2,9	4,29	4,29
Итого	144	151	177	184	157,2	144	-	-	75,8	80,04	112,18	118,46

На основе таблицы построен календарный план – график (таблица) по длительности исполнения работ в рамках научно – исследовательского проекта с разбивкой по месяцам и декадам за период времени дипломирования.

5.9 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

Бюджет научно – технического исследования должен быть основан на достоверном отображении всех видов расходов, связанных выполнением

проекта.

В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
 - основная заработная плата исполнителей темы;
 - дополнительная заработная плата исполнителей темы;
 - отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- контрагентные расходы;
- накладные расходы.

5.10 Расчет материальных затрат НТИ

Для вычисления материальных затрат воспользуемся следующей формулой 5.6:

$$Z_m = (1 + k_T) * \sum_{i=1}^m C_i * N_{расхi} \quad (5.6)$$

где m – количество видов материальных ресурсов;

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно – заготовительные расходы.

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов;

Для разработки данного научного проекта необходимы следующие материальные ресурсы: компьютер, лицензия на ПО, учебные пособия, бумага А4, ручка.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

Таблица 5.10 - Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество		Цена за ед.руб.		Затраты на материалы (З _м), руб.	
		Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2
Компьютер	шт.	1	1	46200	46200	46200	46200
Лицензия на ПО	шт.	1	1	4699	6799	4699	6799
Учебные пособия	шт.	1	1	2200	3200	2200	3200
Бумага А4	шт.	50	50	5	5	250	250
Ручка	шт.	2	2	75	75	150	150
Итого:						50607	55377

5.11 Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату (формула 5.7):

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп} \quad (5.7)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12–20 % от $Z_{осн}$).

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле

$$Z_{дн} = \frac{Z_m * M}{F_d} \quad (5.8)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

- при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5–дневная неделя;
- при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6–дневная неделя;
- при отпуске в 72 раб. дней $M = 9,6$.

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно–технического персонала, раб. дн. (таблица 5.11).

Таблица 5.11 - Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные дни - праздничные дни	119	119
Потери рабочего времени - отпуск -невыходы по болезни	48	72
Действительный годовой фонд рабочего времени	198	174

Месячный должностной оклад работника (формула 5.9):

$$Z_m = Z_{тс} * (1 + k_{пр} + k_d) * k_p \quad (5.9)$$

где $Z_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{тс}$);

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15–20% от $Z_{тс}$);

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 5.12.

Таблица 5.12 - Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{тс}$, руб.	k_p	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.		$Z_{осн}$, руб.		
					Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	
Руководитель	1530,5	1,3	1989,65	104,5	46	48	4807	5016	
Студент	1000	1,3	1300	71,7	177	184	12690,9	13192,8	
Итого:								30188,8	31401,6

5.12 Дополнительная заработная плата

Дополнительная заработная плата включает заработную плату за не отработанное рабочее время, но гарантированную действующим законодательством. Расчет дополнительной заработной платы ведется по формуле 5.10:

$$З_{\text{доп}} = З_{\text{осн}} * k_{\text{доп}} \quad (5.10)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).
 $k_{\text{доп}}$ равен 0,12

Результаты по расчетам дополнительной заработной платы сведены в таблицу 5.13.

Таблица 5.13 - Затраты на дополнительную заработную плату

Исполнители	Основная зарплата (руб.)		Коэффициент дополнительной заработной платы ($k_{\text{доп}}$)	Дополнительная зарплата (руб.)	
	Исп.1	Исп.2		Исп.1	Исп.2
Руководитель	4807	5016	0,12	576,84	601,92
Студент	12690,9	13192,8	0,12	1522,91	1583,14
Итого:				3622,66	3768,20

5.13 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из формулы 5.11:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} * (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) \quad (5.11)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.). На 2015 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212–ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212–ФЗ для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2015 году водится пониженная ставка – 27,1%.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 5.14
 5.14 - Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата,руб		Дополнительная заработная плата, руб	
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2
Руководитель	4807	5016	576,84	601,92
Студент	12690,9	13192,8	1522,91	1583,14
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	27,1%, Для работников сферы образования.			
Итого				
Исп. 1	5310,96			
Исп.2	5526,74			

По таблице видно, что на исполнение 1 потратиться 5310,96 руб., а на исполнение 2 – 5526,74 руб.

5.14 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов, оплата услуг связи, электроэнергии и т.д. Их величина определяется по формуле 5.12:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 4) \cdot k_{\text{нр}} \quad (5.12)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента накладных расходов равна 16%.

Исполнение 1: $(94561,9 \cdot 0,16) = 15129,90$.

Исполнение 2: $(101097,74 \cdot 0,16) = 16175,64$.

5.15 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Расчитанная величина затрат научно–исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на научно – исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 6.15.

Таблица 5.15 - Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	
	Исп.1	Исп.2
1. Материальные затраты НИИ	50607	55377
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	30188,8	31401,6
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	3622,66	3768,20
4. Отчисления во внебюджетные фонды	5310,96	5526,74
5. Накладные расходы	15129,90	16175,64
Бюджет затрат НИИ	104859,32	112249,18

В результате полученных данных в пунктах 3.4.1 – 3.4.6, был рассчитан бюджет затрат научно–исследовательской работы для двух исполнителей. Наиболее низким по себестоимости оказался проект первого исполнителя, затраты на его полную реализацию составляют 104859,32 рублей.

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

Для определения интегрального показателя эффективности научного исследования необходимы показатели финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как (формула 5.13):

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (5.13)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп}i}$ - интегральный финансовый показатель разработки;
 Φ_{ri} – стоимость i -го варианта исполнения;
 Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно–исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Рассчитаем интегральный финансовый показатель:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.1}} = \frac{104859,32}{112249,18} = 0,93$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{112249,18}{112249,18} = 1$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом (формула 5.14):

$$I_{\text{р-исп}i} = \sum a_i \cdot b_i \quad (5.14)$$

где $I_{\text{р-исп}i}$ – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;
 a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;
 b_i – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности рекомендуется проводить в форме и таблице 5.16.

Таблица 5.16 - Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения.

Критерии / объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2
Способствует росту производительности труда	0,1	4	4
Удобство в эксплуатации	0,1	5	5
Энергосбережение	0,15	4	4
Надежность	0,25	4	4
Воспроизводимость	0,3	5	5
Материалоемкость	0,1	4	4
ИТОГО	1	4,4	4,5

$$I_{p-исп1} = 4 * 0,1 + 5 * 0,1 + 4 * 0,15 + 4 * 0,25 + 5 * 0,3 + 4 * 0,1 = 4,4$$

$$I_{p-исп2} = 4 * 0,1 + 5 * 0,1 + 4 * 0,15 + 4 * 0,25 + 5 * 0,3 + 4 * 0,1 = 4,5$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{испi}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр.1}} = \frac{4.4}{0.93} = 4.73$$

$$I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр.2}} = \frac{4.5}{1} = 4.5$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволяет определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Сравнительная эффективность разработки, представлена в таблице 5.17.

Таблица 5.17 - Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Исп.1	Исп.2
Интегральный финансовый показатель разработки	0,93	1
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,4	4,5
Интегральный показатель эффективности	4,73	4,5
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,05	1

В результате проделанной работы были выполнены анализ и расчет основных параметров для реализации успешного конкурентоспособного проекта. В процессе было выбрано два исполнения для данной продукции, отличающихся используемым для изготовления материалом и соответственно количеством времени на изготовление (в рабочих и календарных днях) и финансовыми расходами. В процессе исследовательской работы был проанализирован рынок потенциальных потребителей для изготавливаемой

продукции, рассмотрены конкурентные решения, проведен SWOT–анализ, выявлен коммерческий потенциал разработки. Был обозначен календарный план-график выполнения работ и в соответствии с ним были посчитаны основная, дополнительная и обычная заработные платы для руководителя и исполнителя. Также были рассчитаны материальные затраты для трех исполнений и финансовая и ресурсоэффективность.

Бюджет затрат НТИ исполнения 1 равен 104859,32руб., для исполнения 2 составил 151646,61 рублей. Наименее затратным является первое исполнение при реализации проекта. По сравнительной оценке, эффективности наиболее эффективным является первое исполнение.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

6 Социальная ответственность

6.1 Введение

Резервуар РВС-2000 м³ №1 установлен на «Лугинецком» месторождении Западно-Сибирского региона.

Резервуар вертикальный стальной РВС-2000 №1 предназначен для приема, хранения и отпуска нефти.

Важнейшей задачей при производстве работ по ремонту резервуара является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности.

6.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Таблица 6.1 - Опасные и вредные факторы при выполнении работ по ремонту РВС-2000

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Ремонтные работы 1) очистка резервуара; 2) подготовка резервуара и оборудования для проведения ремонта; 3) Ремонт резервуара; 4) Гидравлическое испытание резервуара.	1. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; 2. Повышенный уровень шума; 3. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения.	1. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с загрязнением воздушной среды 2. Поражение электрическим током; 3. Пожаровзрывоопасность на объектах.	ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. [15] СНиП 41-01-2003 [16] ГОСТ 12.1.005-88 . [17] ГОСТ 12.1.007-76 [18] ГОСТ 12.1.008-76 [19] ГОСТ 12.1.038-82 [20] ГОСТ 12.1.010-76 [21] ГОСТ 12.1.035-81 [22] СНиП 41-01-2003 [23]

					Разработка комплексных мероприятий по проведению капитального ремонта резервуара вертикального стального типа РВС 2000 кубических метров на примере нефтегазоконденсатного месторождения «Лугинецкое»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Соколов Д.А.			Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев Л.А.					99	117
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 32Б8СА		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

6.3 Производственная безопасность

Анализ опасных и вредных производственных факторов.

ВПФ – это производственный фактор, под воздействием которого у работника возможно появление профессиональных заболеваний из-за воздействия на него определенных условий, в которых происходит выполнение трудовых функций работником.

Для оператора товарного определены следующие ВПФ:

- повышенный уровень шума,
- отклонения в показателях микроклимата,
- недостаточная освещенность.

6.4 Рассмотрение опасных производственных факторов и аргументация процедур по их устранению

Рассмотрим основные наиболее вероятные вредные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данного вида работ.

6.4.1 Превышение уровня шума

Источником формирования фактора на производстве является работа оборудования, с помощью которого производится ремонт (шлифмашины, насосы и т.д.)

Физико-химическая природа данного фактора заключается в упругих колебаниях материальных частиц и тел, передаваемых жидкой, твердой и газообразной средой.

Средства защиты.

Снижение уровня шума в некоторых случаях можно добиться при помощи изменения конструкции машины или изменения технологического процесса.

К коллективным методам защиты относятся:

					Социальная ответственность	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Изменение направленности шума - специальные устройства в некоторых случаях могут изменить направление шума в противоположную от рабочего места сторону;

Планировка предприятий и помещений – запланированное грамотное расположение помещений с высоким уровнем шума, относительно рабочих мест;

Акустическая обработка – размещение поглотителей звука, а также установка облицовка части внутренних ограждающих поверхностей звукопоглощающими материалами;

Звукоизоляция – Установка специального покрытия либо ограждающих конструкций.

К индивидуальным средствам защиты стоит отнести наушники, шлемы, каски, беруши [15].

6.4.2 Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

Источником возникновения фактора является недостаточное количество и несоответствующее качество осветительных приборов, а также неправильная их установка.

Освещенность в различных рабочих помещениях в РФ регламентирует СНиП 41-01-2003 [23]:

Для общего и местного освещения операторной используется естественное и искусственное освещение.

Источниками искусственного освещения преимущественно устанавливаются осветительные приборы с цветовой корреляцией температур от 2400°К до 6800°К. Светодиодные лампы наиболее предпочтительны в современных условиях. При необходимости корректировки локального освещения, при недостаточности общего, могут быть использованы дополнительные индивидуальные приборы освещения.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

Оконные проемы обеспечивают естественное освещение рабочего помещения оператора товарного. Направление естественного света от окна к рабочему месту должно быть слева на право. Используется естественное освещение на протяжении светового рабочего дня. При его недостаточности включается искусственное освещение. Продолжительность и интенсивность искусственного освещения связана с климатическими условиями, сезонными условиями и продолжительностью светового дня.

Во время работы с экраном и с документами одновременно общая освещенность рабочего места оператора товарного должна составлять 500 лк. Для обеспечения норм использования естественного освещения ределяется график регулярного мытья окон в операторной. И, при необходимости, обрезка веток, загораживающих прохождение солнечных лучей в оконные проемы.

Опасный производственный фактор (ОПФ) – это фактор на производстве, который своим воздействием на работника при определенных условиях приводит к отрицательным изменениям здоровья человека, может нанести травму человеку, выполняющему свои трудовые обязанности.

В деятельности товарного оператора имеются такие ОПФ как: пожароопасность, удар электрическим током.

6.4.3 Отклонения в показателях микроклимата

Согласно данным, приведенным в таблице 5.4, взятых из источника [6], климат Томской области Парабельского района является резко-континентальным и характеризуется продолжительной суровой зимой. Основная часть территории сильно заболочена, влажность воздуха высокая.

Так как резервуар может быть капитально отремонтирован как в теплое время года, так и в холодное, мы рассмотрим требования к организации работ на открытой площадке зимой и летом.

Работы в охлаждающей среде проводятся при соблюдении требований к мерам защиты работников от охлаждения. Лица, начинающие работать на

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

холоде, должны быть проинформированы о его воздействии на организм и мерах по предотвращению охлаждения.

Для отопления и отдыха работников в зоне производства строительного-монтажных работ устанавливаются специально оборудованные передвижные вагоны-дома или другие помещения контейнерного типа. Отопительные помещения должны располагаться на расстоянии не более 75 м от наиболее удаленных рабочих мест.

Температура в отапливаемых помещениях должна поддерживаться на уровне 25 ± 1 °С, в зависимости от эквивалентной температуры в открытой местности, скорость воздуха не должна превышать 0,3 м/с, относительная влажность 40-60%. При этом перепад температур по вертикали не должен превышать 5°С, а температура поверхности стенок опускается ниже +20°С. при эквивалентной температуре минус 25°С нагревание следует проводить при температуре воздуха в помещении плюс 24-25° С. При эквивалентной температуре ниже минус 25° С в помещении следует поддерживать температуру плюс 25—26° С.

Работы в условиях нагревающего микроклимата следует проводить при соблюдении мер профилактики перегревания. Во избежание перегрева работников при температуре выше допустимой, время нахождения на этих рабочих местах должно быть ограничено значениями, указанными в таблице 6.2.

Время непрерывного пребывания на рабочем месте, указанное в таблице 6.2, для лиц, не адаптированных к микроклимату отапливание (вновь принятых, временно прервал работу из-за отпуска, болезни и т. д.), сокращается на 5 минут, а продолжительность отдыха увеличивается на 5 минут [24].

					Социальная ответственность	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 6.2 – Оптимальное время пребывания на рабочих местах при температуре воздуха выше допустимых величин [24]

Температура воздуха на рабочем месте, °С	Время пребывания, не более при категориях работ, ч		
	Ia – Ib	IIa – IIб	III
32,5	1	-	-
32,0	2	-	-
31,5	2,5	1	-
31,0	3	2	-
30,5	4	2,5	-
30,0	5	3	2
29,5	5,5	4	2,5
29,0	5	5	3
28,5	7	5,5	4
28,0	8	6	5
27,5	-	7	5,5
27,0	-	8	6
26,5	-	-	7
26,0	-	-	8

6.5 Исследование небезопасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим основные наиболее вероятные опасные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данного вида работ.

6.5.1 Электрическая дуга и искры при сварке

Возможно проведение огневых работ, в частности работа болгаркой и сварочным агрегатом.

Основными источниками пожарной опасности при сварке, осуществляемой электрической дугой, являются: дуговое пламя, искры раскаленного металла, недоиспользуемые электроды, электрические дуги и искры, короткие замыкания и другие неисправности в электрооборудовании.

Пламя электрической дуги имеет температуру 3000-4000 °с и поэтому может воспламенить любое горючее вещество не только при прямом прикосновении 45, но и на некотором расстоянии. Горячие металлические частицы (искры), образующиеся в процессе сварки, могут распространяться на расстояние 4-6 м.

При неисправности электрооборудования может произойти воспламенение электрической изоляции оборудования, а также соприкасающихся с ним предметов.

Пожарную опасность при сварочных работах можно снизить правильной организацией рабочего места.

Основные требования пожарной безопасности при сварочных работах следующие:

-сгораемые предметы необходимо удалять от места ручной сварки не менее чем на 5 м;

-машины для точечной, шовной, роликовой и стыковой сварки следует устанавливать только в помещениях, где не производится пожароопасных операций.

При этом сварочные машины удаляют от сгораемых предметов на расстояние не менее 4 м; при стыковой сварке деталей сечением более 50 мм² – не менее 6 м.

При невозможности удаления сварочных машин на указанные выше расстояния место сварки отгораживают металлическими или асбестовыми листами [22].

6.5.2 Молниезащита сооружений

Молниезащита – наиболее эффективное средство для защиты от молний, несущих в себе высокий электрический заряд, предоставляющий опасность жизни и здоровью работников. Она обязательна для всех производственных, жилых и административных помещений и сооружений.

					Социальная ответственность	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В РФ установку молниезащиты регламентирует «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» СО 153-34.21.122-2003 [25]

Существует три категории (I, II, III) молниезащиты для операторной комнаты. Какая именно должна быть применена к тому или иному помещению определяется с учетом таких параметров: назначение сооружения, среднегодовая нормативная продолжительность гроз в году по климатическим показателям.

Электрический разряд молнии должен отводиться в землю через молниеотвод.

Для предотвращения возникновения электростатической индукции в помещениях, все металлические корпуса и металлическое оборудование, соприкасающееся со зданием, в котором находится операторная, присоединяются к заземлителю. Могут быть использованы также отдельные тросовые и стреевые молниеотводы.

Обязательным является наличие вертикального молниеотвода для защиты от прямого удара молнией.

6.5.3 Опасные и вредные производственные факторы, связанные с загрязнением воздушной среды

Главным источником формирования данного фактора является скопление вредных и взрывопожароопасных веществ, при работе, связанной с осмотром, чисткой и ремонтом технологического оборудования, а также с установкой и снятием заглушек, что может вызвать отравление парами углеводородов и ожоги при возгорании смеси.

В таблице 6.3 указаны предельно допустимые концентрации вредных веществ на производстве.

					Социальная ответственность	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 6.3 - ПДК некоторых вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Наименование вещества	Класс опасности	ПДК, мг/м ³
Метан	4	300
Этан	4	300
Пропан	4	300
Бутан	4	300
Пентан	4	300
Сероводород	2	10
Метанол	3	5
Пары нефти	4	300
Стабильный конденсат	4	300

Предельно допустимая концентрация (ПДК)- концентрация, которая при ежедневной работе (кроме выходных) в течение 8 часов или другой продолжительности, в течение всего рабочего стажа не может вызвать заболеваний или отклонений в составе здоровья.

Два типа предельно допустимых концентраций для загрязненного воздуха:

- максимальная разовая (вводится с целью предупреждения негативных рефлекторных реакций при кратковременном (20-30 мин) и отмечены P_{dmax} раз);

- среднесуточная (для предотвращения токсических эффектов, называемых ПДК).

Предельно допустимая взрывобезопасная концентрация горючих веществ (ПДВК) - это концентрации взрывоопасных и вредных веществ в воздухе рабочей зоны, выше которых запрещено проведение огневых работ.

ПДВК нефтепродуктов и углеводородов нефти при проведении ремонтных работ резервуара должна быть не более (2,1 г/м³).

Средства Защиты.

Основные методы защиты человека от запыленности и загазованности воздушной среды следующие:

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

- 1) полная автоматизация и робототизация технологических процессов;
- 2) герметизация технологического оборудования;
- 3) устройство систем естественной и искусственной вентиляции;
- 4) снижение содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

К индивидуальным средствам защиты относятся противогазы и респираторы.

К работам внутри емкостей допускаются физически здоровые люди не моложе 20 лет, перед проведением работ они проходят инструктаж по технике безопасности. Также проведения работ не производится без наличия наряда-допуска на проведение газоопасных работ.

Численность бригады должна составлять не менее 2 человек.

Продолжительность непрерывной работы в резервуаре в противогазе не должна превышать 15 минут; по истечении этого времени работник должен отдыхать на свежем воздухе не менее 15 мин. [18].

6.5.4 Пожаробезопасность

Противопожарная защита – это целый комплекс специальных технических и организационных мероприятий, обеспечивающих безопасность людей в случае возникновения пожара. И комплекс мер, направленный на недопущение возникновения пожара в производственных помещениях. А в случае его возникновения эти меры должны позволять максимально ограничить распространение огня и задымления и позволять качественно проводить тушение пожара.

В РФ рабочие места должны соответствовать ГОСТ 12.1.004-91[25] и быть оснащены средствами пожаротушения по ГОСТ 12.4.009-83[30].

В комплекс пожарной безопасности должны входить система предотвращения пожара и система пожарной защиты.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						108
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

В рабочей зоне товарного оператора обязательно должен висеть в хорошо видимом месте «План эвакуации людей при пожаре», в котором отражаются действия персонала, пути эвакуации и места, где находятся средства тушения.

Напоминание об отключении электричества по окончании выполнения работ необходимо размещать около двери, через которую рабочие покидают операторную.

Рабочее место товарного оператора оснащено оргтехникой. Поэтому согласно НПБ 105-03 это помещение относится к категории В по взрывопожаробезопасности: помещение пожароопасное, но угрозы взрыва нет.

К основным источникам предполагаемого возгорания относятся электропроводка, взаимодействие горючих веществ, неисправные электроприборы и неисправная электротехника, иное электронное оборудование.

Особо горючими компонентами в рассматриваемом помещении являются: изоляции кабелей, стройматериалы для эстетической отделки.

Помещение должно быть оснащено порошковым ОП-З и углекислым ОУ-З огнетушителями.

С работником должны регулярно проводиться инструктажи по пожарной безопасности.

6.6 Экологическая безопасность

Природоохранные мероприятия должны обеспечить возможность сохранения существующего до реконструкции и потенциально достижимого в ходе реконструкции:

- уровень загрязнения природной среды;
- локализацию и уменьшение активности опасных природных процессов.

[25,26]

Учитывать влияние вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия при ремонте резервуара в таблице 6.4.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

Таблица 6.4 – Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия при реконструкции.

Природные ресурсы и компоненты	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Почва	Засорение почвы производственными отходами	Приказом на предприятие назначается лицо, ответственное за сбор, временное хранение и организацию своевременного вывоза отходов, образовавшихся в результате работы. На участке должен проводиться постоянный мониторинг состояния рабочих емкостей и контейнеров с отходами. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям безопасности, санитарно-гигиеническим нормам и инструкциям выше. Места сбора и хранения должны быть оборудованы углекислотными огнетушителями, ящиками с песком, лопатой, войлоком, кошкой или асбестомпредотвращение.
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов	Поддержание всего транспортного парка в исправном состоянии, осуществление постоянного контроля на соответствие требованиям нормативов уровня выбросов в атмосферу оксидов азота и окиси углерода в составе выхлопных газов и регулировка двигателей.
Вода и водные ресурсы	Загрязнение промышленными стоками Загрязнение бытовыми стоками	Подготовка промышленных стоков и дальнейшее использование в системе ППД Созданы очистные сооружения для бытовых стоков (канализационные устройства, септики)

В целях минимизации и предотвращения вредного антропогенного воздействия должны быть выполнены: инструкции обслуживающего персонала по соблюдению норм и правил экологической и пожарной безопасности, требований санитарно-эпидемиологической службы, ознакомление со специальным режимом деятельности в водоохраных и санитарно-защитных зонах водотоков и водозаборов [26].

6.7 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На непосредственном месте работы товарного оператора – в операторной вероятность возникновения чрезвычайной ситуации достаточно мала при соблюдении всех норм и требований к организации рабочего места.

Возможные чрезвычайные ситуации: обрушение помещения, в котором находится рабочая зона; поломка оборудования из-за удара молнии; сбой электроснабжением, влекущий сбой электрооборудования; пожар.

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией мы считаем возникновение пожара, связанного с возгоранием электропроводки.

Превентивные меры:

- своевременно проводить технический осмотр и планово-предупредительный ремонт электроустановок согласно утвержденного графика и технических средств противопожарной защиты и пожаротушения;
- пользоваться только исправным электрооборудованием;
- строго соблюдать требования приказа о противопожарном режиме,
- проверять исправность и соответствие устройств защиты техническим требованиям.
- отключать все потребители электроэнергии при неиспользовании их;
- сдавать помещение сменщику под охранно-пожарную сигнализацию под роспись, покидая рабочее место.

Порядок действия при пожаре:

- немедленно сообщить о возникновении пожара в пожарную охрану округа или города;
 - доложить о возникновении пожара непосредственному начальнику;
- Отключить подачу на объект электроэнергии;
- эвакуировать людей (постоянный, переменный состав, посетителей) из прилегающих к месту пожара помещений;
 - отключить вентиляционные системы, кондиционеры, закрыть окна и двери в районе возникновения пожара для предотвращения его распространения;

					Социальная ответственность	Лист
						111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- организовать локализацию и тушение пожара имеющимися силами и средствами;
- организовать тщательную проверку всех задымленных и горящих помещений с целью выявления пострадавших или потерявших сознание сотрудников, обеспечить пострадавших первой медицинской помощью и отправить их в медицинское учреждение;
- организовать встречу пожарной команды, сообщить старшему пожарной команды сведения об очаге пожара, принятых мерах и специфических особенностях объекта, которые могут повлиять на развитие и ликвидацию пожара;
- начать вынос документации и имущества из прилегающих к месту пожара помещений;
- организовать охрану вынесенного имущества;
- доложить о сложившейся на объекте ситуации, количестве пострадавших и принятых мерах по ликвидации пожара в Управление по делам ГО и ЧС округа, окружную комиссию по ЧС.

					Социальная ответственность	Лист
						112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

При выполнении выпускной квалификационной работы:

1. Изучена нормативно-технической документация;
2. Проведен анализ методов, правил и порядка проведения капитального ремонта резервуара в соответствии с современными техническими требованиями и нормативными документами проведения ремонта;
3. Рассмотрено обоснование необходимого проведения капитального ремонта резервуара по дефектной ведомости;
4. Для резервуара был произведен расчет номинальных значений толщин стенок поясов. По результатам расчетной части установлено, что условие прочности выполняется и для каждого пояса составляет:

1 пояс: $140,2 * 10^6$ Па;

2 пояс: $122,6 * 10^6$ Па;

3 пояс: $104,93 * 10^6$ Па;

4 пояс: $87,24 * 10^6$ Па;

5 пояс: $69,56 * 10^6$ Па;

6 пояс: $51,88 * 10^6$ Па;

7 пояс: $34,2 * 10^6$ Па;

8 пояс: $16,5 * 10^6$ Па.

Также резервуар, находящийся в заданных климатических условиях, был проверен на устойчивость от постоянных и кратковременных нагрузок. Выбранная конструкция выдерживает нагрузки и является устойчивой.

					Разработка комплексных мероприятий по проведению капитального ремонта резервуара вертикального стального типа РВС 2000 кубических метров на примере нефтегазоконденсатного месторождения «Лугинское»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Соколов Д.А.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев Л.А.					113	117
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						ТПУ гр. 32Б8СА		

Список используемых источников литературы

1. Коннова Г.В. Оборудование транспорта и хранения нефти и газа: учеб. пособие для вузов / Г.В, Коннова. – 2-е изд. – Ростов н/Д.: Феникс, 2007. – 128 с.
2. ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия.
3. РД-23.020.00-КТН-271-10 «Правила технической диагностики резервуаров. Часть 1. Правила диагностики вертикальных стальных и железобетонных резервуаров».
4. РД-23.020.00-КТН-053-17. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз – 2017. – 186 с
5. РМГ 116-2011 «Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары магистральных нефтепроводов и нефтебаз. Техническое обслуживание и метрологическое обеспечение в условиях эксплуатации».
6. РД-23.020.00-КТН-283-09 «Правила ремонта и реконструкции резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 куб.м. Том 1».
7. РД 39-30-1284-85. Руководство по обследованию и дефектоскопии вертикальных стальных резервуаров. – М.: Миннефтепром СССР, 1985. – 25 с.
8. ГОСТ 9. 402 Подготовка металлических поверхностей перед окрашиванием /Госстрой СССР– М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986 - 33с
9. ГОСТ 9.010-80 Воздух сжатый для распыления лакокрасочных материалов /Госстрой СССР – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1980–51 с
10. Шухов В.Г. Строительная механика. Избранные труды; пол.ред. А.Ю.Ишлинского/ В.Г.Шухов. - М.:Наука, 1977. -192 с

					Разработка комплексных мероприятий по проведению капитального ремонта резервуара вертикального стального типа РВС 2000 кубических метров на примере нефтегазоконденсатного месторождения «Лугинецкое»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Соколов Д.А.			Список используемых источников литературы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев Л.А.					114	117
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.				ТПУ зр. 32Б8СА		

11. Нехаев Г.А. Проектирование и расчет стальных цилиндрических резервуаров и газгольдеров низкого давления. - Изд. АСВ, 2005. -216.
12. ПБ 03 - 605 - 03. Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов. - М.; ГУП «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2003. -76 с.
13. 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» разработан Государственным унитарным предприятием «Институт проблем транспорта энергоресурсов» (ГУП «ИПТЭР») по договору № 19-1-02-147/15 от 02.04.2002 г. с ОАО «АК «Транснефть»
14. СНиП 2.01.07-85* Актуализированная редакция. Нагрузки и воздействия. - М.: ЦНИИСК им. Кучеренко Госстроя СССР, 1988. -101 с.
15. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.
16. СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.
17. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
18. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
19. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.
20. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
21. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
22. ГОСТ 12.1.035-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование для дуговой и контактной электросварки. Допустимые уровни шума и методы измерений.

					Список используемых источников литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		115

23. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий.

24. СанПиН 2.2.3.1384-03 «Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ».

25. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов».

26. ГОСТ 17.1.3.13-86 «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения».

27. РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04 «Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000 – 5000 м³

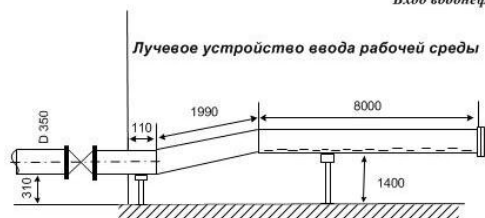
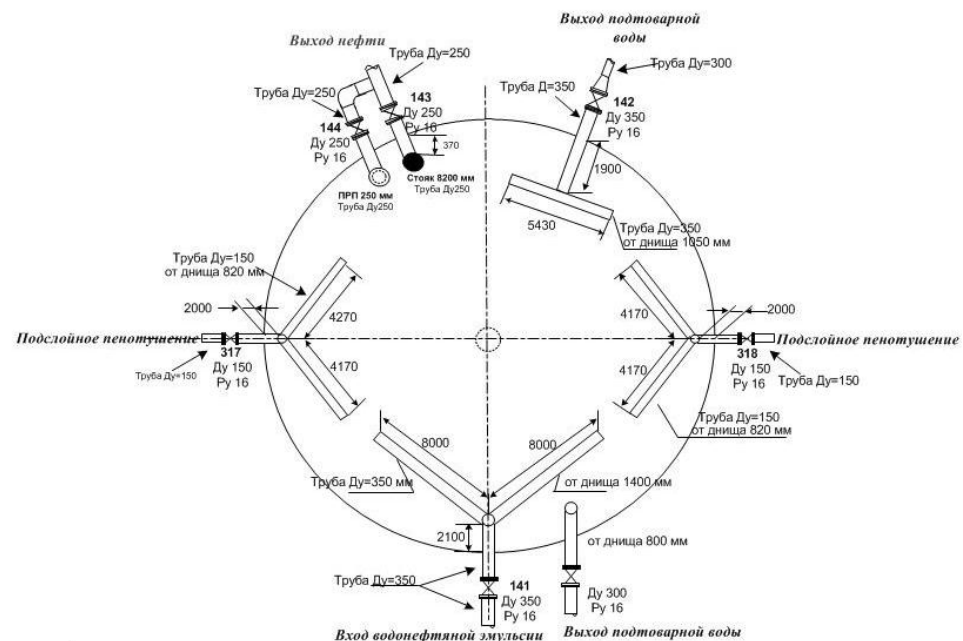
28. ГОСТ 23143-78 Эмали. Лакокрасочные материалы /Госстрой СССР – М.: НИИЖБ Госстроя СССР, 1980–30 с.

29. ГОСТ 9. 402 Подготовка металлических поверхностей перед окрашиванием /Госстрой СССР– М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986 - 33с.

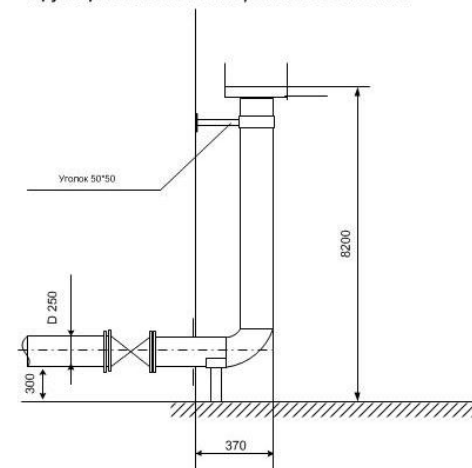
30. ППБ-01-93 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации – М.: ГУГПС МВД России.

					Список используемых источников литературы	Лист
						116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение А «Схема внутренних устройств РВС-2000 № 1»



Нефтезаборный стояк трубопровода откачки нефти из РВС-2000 №1



Лучевое устройство вывода подтоварной воды

