

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
«Организация проведения ремонтных работ резервуара вертикального стального типа РВС-2000 кубических метров на примере объекта Томской области»

УДК: 622.692.23-025.71-034.14-049.32

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Савранский М.А.		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
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>

Р7	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>
Р8	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>
Р9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС. и ЛЧМН	<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>

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

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	Савранскому Максиму Александровичу

Тема работы:

«Организация проведения ремонтных работ резервуара вертикального стального типа РВС-2000 кубических метров на примере объекта Томской области»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования является Резервуар РВС-2000 метров кубических технологический №1 установленный на Казанском месторождении Томской области.</p> <p>Тип резервуара – РВС-2000 м³, диаметр резервуара 15,18 м, высота стенки 11,92 м, резервуар состоит из 8 поясов. Вид продукта, хранимого в резервуаре – товарная нефть плотностью 760 кг/м³.</p>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1. Провести обзор литературных источников, связанных с вопросами повышения безопасной, организации проведения ремонтных работ надежной и эффективной эксплуатации резервуара вертикального стального.</p> <p>2. Охарактеризовать РВС-2000 м³, расположенный на Казанском месторождении Томской области, Парабельского района.</p> <p>3. Изучить организацию проведения ремонтных работ, произвести выбор ремонта, требуемый по установленным дефектам в ходе эксплуатации.</p> <p>4. Анализ результатов технической диагностики РВС - 2000 м³ и обоснование выбора методов ремонта, определение правил и порядка проведения работ.</p> <p>5. Провести поверочный расчет на прочность и устойчивость стенки резервуара по методике, представленной в РД-23.020.00-КТН-018-14.</p> <p>Дополнительные разделы:</p> <p>1. «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».</p> <p>2. «Социальная ответственность».</p>
--	---

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

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Былкова Татьяна Васильевна к.э.н., доцент
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович, старший преподаватель ООД

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 Алексей Львович	доцент, к.т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Савранский Максим Александрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СА	Савранскому Максиму Александровичу

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

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Зарботная плата производственного персонала, стоимость основных материалов, стоимость вспомогательных материалов, стоимость основных средств.</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормативы амортизации, название документов нормативов, нормы расхода на оплату труда, расходы, на материалы и социальные нужды, районный коэффициент 50 %</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления в социальные внебюджетные фонды 30,6%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Определить трудоемкость капитального ремонта резервуара. РВС-2000</i>
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Определить затраты на проведение капитального ремонта резервуара. РВС-2000</i>
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Рассчитать интегральный показатель финансовой эффективности</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<i>1. Строительно-монтажные работы</i>	
<i>2. Профессионально- квалификационный состав работников</i>	

3.	<i>Оплата труда производственного персонала</i>
4.	<i>Стоимость основных средств, применяемых на объекте за 2 месяца проектирования</i>
5.	<i>Основные материалы, необходимые для конструкции резервуара</i>
6.	<i>Вспомогательные материалы, необходимые для конструкции резервуара</i>
7.	<i>Смета затрат на РВС</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Былкова Татьяна Васильевна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Савранскому Максиму Александровичу		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СА	Савранский Максим Александрович

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01. Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

«Организация проведения ремонтных работ резервуара вертикального стального типа РВС-2000 кубических метров на примере объекта Томской области»	
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 метров кубических технологический №1 установленный на Казанском месторождении Томской области.</p> <p>Резервуар предназначен для разделения нефти и воды для дальнейшего производства.</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 УПН Казанского месторождения Томской области. Местность заболоченная, равнинная. Климат умеренный.</p>
<i>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</i>	
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. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов.	<ul style="list-style-type: none"> – Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; – Повышенный уровень шума; – Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;

	<ul style="list-style-type: none"> – Опасные и вредные производственные факторы, связанные с загрязнением воздушной среды – Повышенный уровень напряженности электростатического поля, электромагнитных полей; – Пожаровзрывоопасность на объектах.
3. Экологическая безопасность: Анализ воздействия объекта на атмосферу, гидросферу и литосферу.	– решение по обеспечению экологической безопасности.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения.	<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 ООД.	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Савранский Максим Александрович		

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 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)
05.05.2022	<i>Обзор литературы</i>	10
10.05.2022	<i>Общие сведения об исследуемом резервуаре</i>	15
20.05.2022	<i>Современные методы, правила и порядок проведения капитального ремонта резервуара</i>	15
26.05.2022	<i>Расчет на прочность и устойчивость стенки резервуара.</i>	15
29.05.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	15
01.06.2022	<i>Социальная ответственность</i>	10
03.06.2022	<i>Заключение</i>	5
05.06.2022	<i>Презентация</i>	15
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа 97 стр., 8 рис., 27 табл., 43 источников, 2 прил.

Ключевые слова: резервуар, расчет, ремонт, срок эксплуатации, этап, испытание, охрана труда, промышленная безопасность, металл.

Объектом исследования является резервуар вертикальный стальной типа РВС 2000м3

Цель работы – Изучить организацию проведения капитального ремонта резервуара вертикального стального типа РВС-2000 м3.

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

В результате исследования был произведен сравнительный анализ методов ремонтных работ резервуара. На основании полученных результатов было выявлено, что проведение капитального ремонта резервуара имеет ряд преимуществ, таких как, увеличение срока эксплуатации резервуара и экономическая выгода.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения работ, подготовительные работы, земляные работы, монтаж патрубков резервуара и люков-лазов, сварочно-монтажные работы резервуара, частичная реконструкция шахтной лестницы, гидравлические испытания резервуара и т.д.

					Организация проведения ремонтных работ резервуара вертикального стального типа РВС-2000 кубических метров на примере объекта Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Савранский М.А.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					11	109
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						ТПУ гр. 3-2Б8СА		

Экономическая эффективность/значимость работы: трудозатраты при ремонте резервуара меньше, чем строительство нового резервуара. В то время на ремонт резервуара было потрачено 2 577 558,6 руб.

					<i>Реферат</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

ГВС – газовоздушная среда;

СГГ – сигнализатор горючих газов;

ЭПБ – экспертиза промышленной эксплуатации;

ПСПТ – первичные средства пожаротушения;

ПТМ – пожарно-технический минимум;

НКПР – нижний концентрационный предел распространения пламени;

БКНС – блочная кустовая насосная станция;

УПН – установка подготовки нефти;

РВС – резервуар вертикальный стальной;

УЗТ – ультразвуковая толщинометрия;

УЗК – ультразвуковой контроль;

ЛЗ – люк замерный;

ПБ – промышленная безопасность;

ЛС – люк световой;

НТД – нормативно-техническая документация;

ОПО – опасный производственный объект;

РЭ – руководство по эксплуатации;

ТУ – технические условия;

ТТ – технологический трубопровод;

НК - неразрушаемый контроль;

ТС – техническое состояние;

ППР – проект производства работ;

					Организация проведения ремонтных работ резервуара вертикального стального типа РВС-2000 кубических метров на примере объекта Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Саевранский М.А.			Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					13	109
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б8СА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

КДС — клапан дыхательный стальной;
 РД — руководящий документ;
 НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение
 БАПР – блок автоматической подачи реагента
 БИР – блок измерения и регулирования
 С – сепаратор
 КС – концевой сепаратор
 ОН – отстойник нефти
 ПТБ – печь трубчатая блочная
 БЕ – буферная емкость
 БКС – блочная компрессорная станция
 КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика
 КУ – компрессорная установка.

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 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

					<i>Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки</i>	<i>Лист</i>
						14
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

резервуара, геометрических форм резервуара, а также соединительные, конструктивные детали и приварные элементы, не соответствующие нормативным документам;

Конструкция резервуара - основание и фундаменты, днище, стенка, крыша, 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, 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 %).

					<i>Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		15

Оглавление

Введение.....	18
Обзор литературы.....	22
1. Объект исследования.....	25
1.1. Краткая климатическая характеристика.....	25
1.2. Краткое описание технологического процесса подготовки нефти.....	25
1.3. Краткая характеристика объекта.....	26
1.4. Назначение и устройство основного оборудования резервуара.....	28
1.5. Характеристика хранимой среды.....	30
1.6. Обоснование ремонта резервуара	31
2. Организационно-технологическая часть.....	34
2.1. Технические решения.....	35
2.2. Подготовительные работы.....	36
2.3. Подготовка резервуара к проведению работ	36
2.4. Организация строительной площадки	38
2.5. Вывод резервуара строительной площадки.....	39
2.6. Размыв донных отложений	40
2.7. Опорожнение резервуара.....	41
2.8. Пропарка резервуара.....	41
2.9. Предварительная очистка.....	42
2.10. Очистка резервуара.....	43
2.11. Техническое диагностирование.....	44
2.12. Разработка и согласование проекта ремонта.....	44
2.13. Выполнение ремонтных работ.....	45
2.13.1. Замена дефектных патрубков и люков лазов, на установленных первом поясе.....	45
2.13.2. Устранение подреза сварного шва на стенке резервуара.....	49
2.13.3. Ремонт днища.....	50
2.14. Гидроиспытание РВС.....	54
2.15. Повторное оформление заявки на проведение ЭПБ.....	55
3. Расчетная часть.....	56
3.1. Исходные данные для расчета.....	56
3.2. Расчет номинальной толщины стенки в каждом поясе.....	57
3.3. Проверочный расчет стенки резервуара на прочность	60
3.4. Проверочный расчет стенки резервуара на устойчивость.....	63

					Организация проведения ремонтных работ резервуара вертикального стального типа РВС-2000 кубических метров на примере объекта Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Савранский МА				Лит.	Лист	Листов	
Руковод.	Саруев А.Л.					16	110	
Консульт.					Оглавление			
Рук-ль ООП	Брусник О.В.				ТПУ гр. 3-2Б8СА			

4.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	66
4.1.	Планирование работ для капитального ремонта резервуара	67
4.2.	Определение финансовой эффективности исследования	72
5.	Социальная ответственность	74
5.1.	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	75
5.2.	Производственная безопасность	75
5.3.	Рассмотрение опасных производственных факторов	76
5.3.1.	Повышение уровня шума	76
5.3.2.	Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	77
5.3.3.	Отклонение в показателях микроклимата	78
5.3.4.	Электрическая дуга и искры при сварке	81
5.3.5.	Молниезащита сооружений	82
5.3.6.	Опасные и вредные производственные факторы, связанные с загрязнением воздушной среды	83
5.3.7.	Пожаробезопасность	85
5.3.8.	Экологическая безопасность	86
5.3.9.	Безопасность и чрезвычайных ситуациях	87
	Заключение	90
	Список используемой литературы и источников	91
	Приложение А	96
	Приложение Б	97

Введение

Вертикальные стальные цилиндрические резервуары являются самым распространенным видом емкостей для хранения, приема, отпуска и учета нефтепродуктов.

На Казанском месторождении используются резервуары, вмещающие общий объем подготовленной нефти не более 12000 м³ (РВС-1,2,3,4,5,6) и подтоварной воды не более 1400 м³ (РВ-1,2). Резервуары вертикальные стальные РВС-2000 предназначены для хранения, а также для дополнительного обессоливания и обезвоживания, за счет гравитационного отстоя, отделения воды от нефти. Резервуары вертикального типа (РВ-1,2), предназначены для подачи воды на БКНС-1, а РВС-2000 м³ (РВС-1,2,3,4,5,6) нефть – в насосной нефти насосную внешней и внутренней перекачки (НВВП), для дальнейшей откачки.

При хранении подготовленной нефти, в процессе непрерывной эксплуатации УПН в резервуарах скапливается подтоварная (сеноманская) вода. В процессе подготовки нефти применяются технологии ее хранения и транспортировки. В процессе обезвоживания, обессоливания и отстаивания происходит расслоение водонефтяной эмульсии, затем в емкостях для хранения продуктов подготовки внизу образуется вода, вверху – нефть ввиду различной плотности. Эта вода содержит растворенные соли, которые являются причиной быстрого коррозионного износа, так как вода является агрессивной средой, как и сама нефть. Огромное влияние на состояния данных резервуаров оказывают механические примеси, которые входят в состав нефти.

Чтобы поддерживать резервуары в работоспособном состоянии, необходимо постоянно контролировать состояние емкостей и своевременно выполнять ремонтные работы.

					Организация проведения ремонтных работ резервуара вертикального стального типа РВС-2000 кубических метров на примере объекта Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Савранский			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					18	99
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						ТПУ гр. 3-2Б8СА		

Проблематика данной темы состоит в угрозе остановки технологического процесса, а также в угрозе создания аварийной ситуации, которая может привести не только к высоким финансовым потерям, но и к жертвам со стороны сотрудников, вреду экологии.

Исходя из вышесказанного, можно утверждать, что проблема, затронутая в данной ВКР, является актуальной.

Основные задачи и цель работы

Целью данной выпускной квалификационной работы является организация проведения капитального ремонта резервуара вертикального стального типа РВС-2000 м³, установленного на УПН Казанского месторождения.

Основными задачами являются:

- Провести обзор литературных источников, связанных с вопросами организации проведения ремонтов РВС;
- охарактеризовать РВС-2000 м³, располагающийся в Казанском нефте-газо-конденсатном месторождении;
- изучить организацию проведения ремонтных работ, произвести выбор ремонта, требуемый по установленным дефектам в ходе эксплуатации;
- Провести поверочный расчет на прочность и устойчивость стенки резервуара по методике, представленной в РД-23.020.00-КТН-018-14.
- Провести расчет сметной стоимости работ по капитальному ремонту РВС-2000 м³.

Актуальность

Ознакомившись с некоторыми научными статьями и работами, проанализировав все полученные данные, я сделал вывод, что описание организации различных технологий ремонта резервуара будет являться актуальной темой для ВКР.

Объектом ремонта я принял резервуар вертикальный стальной №1 типа РВС-2000 м³, установленный на УПН Казанского месторождения.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		19

Ведущие инженерные компании постоянно разрабатывают более совершенные методы обследования и ремонта резервуаров. Не мало важную часть в данных процессах занимает организация проведения ремонта в различных ситуациях, требуемые определенных решений. Поэтому тема данной работы является актуальной.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		20

Обзор литературы

Резервуар вертикальный стальной (РВС) является основным сооружением по приему, хранению, учету и отпуску нефтепродуктов. Из-за своих размеров и вероятности возникновения пожаров и взрывов, резервуары относятся к особо опасным объектам [1].

В процессе эксплуатации резервуары подвергаются комплексу воздействий статических, малоцикловых, снеговых и ветровых нагрузок, температур и агрессивных рабочих сред, также образуются несовершенства геометрической формы. Перечисленные факторы приводят к значительному уменьшению несущей способности конструкции, снижению эксплуатационной надежности и сокращению долговечности резервуарных конструкций. Кроме того, современные нормативные документы [2-6] не устанавливают предельного срока службы резервуаров. Основанием для демонтажа резервуара являются лишь результаты диагностического обследования (в частности, численного моделирования). Методы численного моделирования (например, определение напряженно-деформированного состояния резервуара), в отличие от стандартных методов расчета на прочность и устойчивость, позволяют на этапе разработки геометрической модели создать адекватную конечно-элементную модель.

Методы диагностики технического состояния РВС описаны в работах [10-11]. Авторами рассматриваются методы неразрушающего контроля, позволяющие определять возможность дальнейшей эксплуатации резервуара без остановки плановой работы, планировать порядок ремонтных работ и оставшийся срок безопасной службы. Диагностике и капитальному ремонту резервуаров вертикальных стальных также посвящены работы Г.М. Гималетдинова [12-13]. Проблемам безопасности, эффективности и надежности

					Организация проведения ремонтных работ резервуара вертикального стального типа РВС-2000 кубических метров на примере объекта Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Савранский МА			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					21	99
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
					ТПУ гр. 3-2Б8СА			

резервуаров посвящено большое количество трудов. Например, в работе [7] рассматривается задача оценки напряженно-деформированного состояния РВС с дефектами, имеющими непростую историю возникновения и развития. Сложность заключается в том, что рассматривается конструкция, которая из-за неправильного монтажа имеет существенные дефекты общей площадью 100 м², вызванные прогибом в некоторых зонах резервуара. Задача решается путем математического моделирования напряженно-деформированного состояния исследуемой конструкции и экспериментального исследования поведения элементов конструкции.

В работе [9] представлена разработанная авторами численная модель резервуара с трубным коллекторным агрегатом. Модель полностью учитывала все параметры объекта. В данной статье решена задача соединения трубопровода со стенкой с учетом неподвижного соединения на основе «скрепленного» контакта. Рассмотрены особенности контактного взаимодействия коллекторных трубопроводов с опорами скольжения. Таким образом, по результатам расчетов получены новые зависимости максимальных эффективных эквивалентных напряжений в металле в зоне соединения коллекторных трубопроводов со стенкой от расчетного значения. Полученные зависимости позволяют определить области возникновения предельных состояний, в соответствии с которыми принимается оперативное решение о необходимости ремонта или возможности продолжения эксплуатации резервуара.

В каждой из статей [7-9] производится анализ напряженно-деформированного состояния разных элементов конструкции резервуара. Анализируя работы, можно сделать вывод, что исследование напряженно-деформированного состояния резервуара помогает оценить его текущее состояние, а также выявить участки, наиболее подверженные риску разрушения. Это позволяет принимать решения о дальнейшей эксплуатации резервуара, проведении ремонта или же его демонтаже, что является важным

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

фактором, влияющим на показатели надежности всей нефтепроводной системы.

Немаловажную роль на эффективность эксплуатации резервуара оказывает этап проектирования. В работах [21-22] рассмотрены конструктивные особенности резервуаров и емкостей для хранения нефтепродуктов. Авторы указывают на наиболее эффективные проектные решения в различных условиях эксплуатации, которые помогут снизить эксплуатационные расходы, гарантируют долгую и надежную работу на протяжении всего срока службы с точки зрения экологической и пожарной безопасности.

На этапе проектирования, для того чтобы получить конструкцию, которая будет полностью соответствовать всем требованиям нормативно технической документации, специалистами проводятся расчеты различных параметров резервуара (например, расчет геометрических характеристик РВС, расчет на прочность и устойчивость стенки РВС, расчет потерь нефтепродукта от больших и малых дыханий и др.). Чтобы РВС сохраняли свою геометрию, были герметичны и не подвергались деформации под нагрузками, необходимо грамотно выполнить расчеты металлоконструкций. В работе [20] авторами изложены основные вопросы расчета и конструирования вертикальных стальных цилиндрических резервуаров.

В [14] приведены краткие сведения о свойствах нефтепродуктов, справочные данные о резервуарах. Рассмотрен порядок расчета вместимости резервуарных парков нефтепроводов, а также нефтебаз. Приведен порядок исчисления естественной убыли нефти и нефтепродуктов, а также методики определения их фактических потерь при транспортировке и хранении.

					Обзор литературы	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Объект исследования

1.1. Краткая климатическая характеристика

Согласно данным, приведенным в таблице 1, взятых из источника [23], климат Томской области является резко-континентальным и характеризуется продолжительной суровой зимой и сильными повсеместными метелями. Основная часть территории сильно заболочена, влажность воздуха высокая.

Таблица 1- Краткая климатическая характеристика

Температура наружного воздуха				
Среднегодовая (- минус), °С	Абсолютная минимальная: °С	Среднем месячная температура воздуха в январе, °С	Абсолютный максимум, °С	Среднем месячная температура воздуха в июле, °С
-3,1÷ +1,0	- 50	-22	+40	+16,9

1.2. Краткое описание технологического процесса подготовки нефти на УПН

Сбор продукции с кустов скважин осуществляется по лучевой схеме, по которой газожидкостная смесь от кустов скважин поступает на УПН.

Газожидкостная смесь с кустовых площадок по трубопроводам под давлением поступает на площадку подключения в сборные коллектора. Для улучшения процесса деэмульсации нефти и отделения пластовой воды, а также для борьбы с парафиноотложением и коррозией в трубопровод нефтегазоводяной смеси после сборного коллектора предусмотрена подача деэмульгатора и ингибитора парафиноотложения и коррозии с блока дозирования реагентов (БАПР), установленного на входной площадке.

Добавление деэмульгатора в сырую нефть дает возможность разрушить слои природных стабилизаторов нефтяной эмульсии, входящих в состав

					Организация проведения ремонтных работ резервуара вертикального стального типа РВС-2000 кубических метров на примере объекта Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Саеванский МА			Объект исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					24	99
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б8СА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

защитных оболочек глобул воды и способствует их переводу с границы раздела фаз в объем.

На технологической площадке размещаются: сепарационные установки, площадка подогревателей нефти, площадки отстойников нефти и площадка газовых сепараторов. На сепарационных установках расположены нефтегазовые сепараторы первой ступени С1, трехфазные сепараторы второй ступени С2 и сепараторы концевой ступени сепарации КС1.

Порядок подготовки нефти заключается в следующих процессах. Сначала нефть поступает в сепараторы первой ступени (С1), двухфазные сепараторы, для отделения газа от нефти. Следующий этап – нагрев нефти в печах, до оптимальной работы ингибитора ($55\text{C}^{\circ} - 70\text{C}^{\circ}$), после нефть поступает на сепараторы второй ступени (С2), трехфазные, где идет отделение на газ, нефть и воду. Фаза воды далее проходит процесс подготовки дегазирования и отправляется на хранение и откачку на (БКНС). Фаза газа отправляется на осушение, компримируется и отправляется на установку комплексной подготовки газа (УКПГ). Нефть направляется на дальнейшую отстойку в отстойники нефти (ОН). И последний завершающий этап происходит в концевых сепараторах (КС) где происходит конечная дегазация нефти. После (КС) нефть отправляется в товарный парк, в технологический резервуар. В технологическом резервуаре находится подтоварная вода, на уровне 2 – 2,5 м., для дополнительного обезвоживания и обессоливания подготовленной нефти. После товарная нефть отправляется по трубопроводам потребителям.

1.3. Краткая характеристика объекта

Резервуар РВС-2000 м³ технологический №1 установлен на Казанском месторождении в Парабельском районе Томской области. Характеристики резервуара представлены в таблице 2.

					Объект исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

Таблица 2 - Краткая характеристика РВС-2000

Наименование	РВС-2000				
Назначение	Предназначен для хранения нефти и нефтепродуктов				
Тип резервуара	Вертикальный стальной, сварной со стационарным покрытием				
Местонахождение	Казанское месторождение				
Позиционный номер	№1				
Завод-изготовитель	ОАО «Металургмонтаж»				
Технический проект	704-1-1525С				
Монтажная организация	ОАО «Металургмонтаж»				
Дата начала монтажа	20.09.2008г.				
Дата окончания монтажа	10.01.2009 г.				
Вид хранимого продукта	Товарная нефть				
Полезный объём резервуара, м ³ .	2000				
Диаметр резервуара по нижнему поясу, мм.	15180				
Высота цилиндрической части резервуара, мм.	11920				
Максимальный уровень нефтепродукта, мм.	10500				
Толщина листов днища резервуара, мм.	6,0				
Толщина листов окрайки днища резервуара, мм.	Данные отсутствуют				
Толщина листов кровли резервуара, мм.	5,0				
Толщина листов стенок резервуара, мм.	Данные отсутствуют				
Номер пояса	Толщина	Номер пояса Толщина	Номер пояса	Толщина	Номер пояса
1	8,0	3 8,0	5	5,0	7
2	8,0	4 5,0	6	5,0	S
Данные о металле резервуара	-окраек			09Г2С	
	-днище			09Г2С	
	-корпус			09Г2С	
	-кровля			09Г2С	
Перечень оборудования, установленного на резервуаре:	Клапан дыхательный КДС- 1500/500 — 2шт., люк для замеров — 3 шт., люк световой — 1 шт., уровнемер — 2шт., устройство для размыва донных отложений «Тайфун» - 1шт.				



Рисунок 1 – РВС-2000 м³

1.4. Назначение и устройство основного оборудования резервуара

Резервуар вертикальный стальной РВС-2000 №1, «технологический», предназначен предназначен для хранения, а также для дополнительного обессоливания и обезвоживания, за счет гравитационного отстоя, отделения воды от нефти и перекачки нефти в товарные резервуары, а также сброс водяной подушки, подачи нефти на НВВП, для дальнейшей откачки.

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.

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.

					Объект исследования	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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.

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 приемо-раздаточном патрубке.

По стабильности к воздействию климатических факторов внешней среды люк световой ЛС изготавливается в исполнении УХЛ, категории 1 по ГОСТ 15150-69.

Стационарные поплавковые уровнемеры с пружинной балансировкой типа УРДУ-10 (далее – уровнемеры) с локальным считыванием предназначены для контроля уровня нефти и нефтепродуктов в резервуаре [24].

Устройство для размыва донных отложений «Тайфун-20/24». Устройство для размыва донных отложений в резервуарах и емкостях, предназначено для установки на нижней части резервуаров с нефтью и нефтепродуктами на крышке овального или круглого люков и эксплуатируется во взрывоопасных зонах класса В-1а.

Принцип работы – образование направленной затопленной струи нефти или нефтепродукта, создаваемой пропеллером при его возвратно-угловом движении над днищем резервуара. Это обеспечивает процесс перемешивания, при котором тяжелые парафинистые осадки и механические примеси взвешиваются в общей массе нефти и затем удаляются путем откачивания нефти из резервуара.

					Объект исследования	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.5. Характеристика хранимой среды

Таблица 3 - Аналитический контроль технологического процесса

Наименование сырья, материалов, реагентов, изготавливаемой продукции	Номер государственного или отраслевого стандарта, технических условий, стандарта организации	Показатели качества, обязательные для проверки	Норма по ГОСТ, ОСТ, СТП, ТУ	Область применения изготавливаемой продукции
Товарная нефть	ГОСТ Р 51858-2002	1. Содержание воды, % 2. Содержание Cl-солей, не более мг/л 3. Содержание мех. примесей, не более % 4. Давление насыщенных паров, кПа 5. Содержание хлорорганических соединений, ppm	не более 1,0 100-900 0,05 66,7 не более 10	Сырье для нефтеперерабатывающей промышленности

Таблица 4 - Физические и химические свойства нефти

Плотность при 20 ⁰ С, кг/м ³	755,2
Молярная масса	151,5
Вязкость кинематическая, мм ² /с	
- при 20 ⁰ С	1,25
- при 50 ⁰ С	0,82
Температура застывания, ⁰ С	-67
Температура насыщения нефти парафином, ⁰ С	+22
Массовое содержание, %	

					Объект исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

Продолжение таблицы №4

- серы	0,19
- смол силикагелевых	1,44
- асфальтенов	0,07
- парафинов	2,3
Температура начала кипения, °С	46,4
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %	
- до 100°С	29,96
- до 150°С	48,81
- до 200°С	64,08
- до 316°С	95,01

1.6. Обоснование ремонта резервуара

Обоснованием для проведения ремонта резервуара, является заключение экспертизы промышленной безопасности (ЭПБ) резервуара РВС-2000 м³ технологический №1.

Целью экспертизы промышленной безопасности (далее ЭПБ) РВС считается определение соотношения объекта экспертизы, предъявляемым к нему требованиям промышленной безопасности, определение технического состояния, критериев и срока последующей безопасной эксплуатации.

В состав экспертизы входит:

- анализ технической документации (на этом этапе экспертная организация проверяет подлинность и наличие всех необходимых нормативных и технических документов);
- наружный и внутренний осмотр конструкций резервуара, визуально-измерительный контроль (в ходе данного мероприятия участники

комиссии визуально осматривают резервуар на наличие видимых нарушений эксплуатации объекта и правильность установки оборудования);

- функциональное диагностирование (по результатам функционального диагностирования устанавливается соответствие паспортным параметрам фактического режима работы и фактического нагружения резервуара);

- определение действующих повреждающих факторов и механизмов повреждения, выбор методов неразрушающего контроля (устанавливается восприимчивость материала конструкций резервуара к проведению неразрушающего контроля);

- оценка качества соединений элементов резервуара;

- оценка выявленных дефектов, составление ведомости дефектов и повреждений (на данном этапе подготавливается заключительная документация и составляется ведомость дефектов);

- оценка остаточного ресурса и пригодности резервуара к дальнейшей эксплуатации;

- оценка соотношения объекта экспертизы требованиям промышленной безопасности;

- неразрушающий контроль металла и сварных соединений (в состав данного процесса входит проверка конструкций резервуара на прочность и герметичность при помощи специальных устройств).

Данный этап содержит следующее: ультразвуковая толщинометрия, ультразвуковой контроль сварных соединений, геодезические измерения и нивелирование [25].

Рассмотрим более подробно каждую из них:

1) Ультразвуковая толщинометрия (УЗТ) выполняется при помощи толщиномера ультразвукового.

Измерения толщины стенки проводились с наружной стороны резервуара. На 1-2 поясах измерения проводились на каждом листе в трёх точках

					Объект исследования	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

по высоте листа, на 3-м поясе по четырём диаметрально противоположным образующим в трёх точках по высоте листа, на 4-8 поясах – вдоль шахтной лестницы, по три измерения на листе.

Толщина листов днища и настила кровли измерялась по двум взаимно перпендикулярным диаметральному направлениям, по три измерения на каждом листе.

2) Ультразвуковой контроль (УЗК) производится при помощи ультразвукового дефектоскопа. Контроль проведён выборочно на листах 1, 4, 6, 8 т.к. по результатам визуально-измерительного контроля поверхностных дефектов сварных швов и подозрений на наличие скрытых дефектов, возникших в процессе эксплуатации резервуара не обнаружено.

3) Контроль отклонения от вертикали образующих стенки резервуара производится при помощи теодолита. Контроль отклонения стенки от вертикали осуществлялся по 8-ми образующим снаружи резервуара. Образующие расположены вблизи вертикальных сварных швов, первая образующая расположена вблизи вертикального сварного шва №1.

4) Нивелирования наружного контура днища проводится при помощи нивелира [25].

Нивелирование днища осуществлялось в 8 точках днища снаружи резервуара. Точки измерения расположены вблизи вертикальных сварных швов.

Заключение.

На основании анализа технической и эксплуатационной документации, результатов технического диагностирования: резервуар РВС-2000 м³, технологический №1, установленный на Казанском месторождении Томской области, на момент проведения экспертизы находится в неработоспособном состоянии и не соответствует предъявляемым ему требованиям промышленной безопасности.

					Объект исследования	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Организационно – технологическая часть

Виды ремонтных работ.

Техническое обслуживание (ТП) считается наименьшим по объему и содержанию видом ремонта, выполняемого в процессе эксплуатации и заключается в периодическом и своевременном выполнении работ по предотвращению раннего износа, устранению мелких повреждений и неисправностей. Текущие ремонты разделяются на профилактические, количественные и качественные, заранее определенные и запланированные по объему и реализации, а внеплановые – по фактическому техническому состоянию, определяемому в процессе эксплуатации и проверок.

Текущий ремонт проводится в плановом порядке с очисткой резервуара по заблаговременно созданному графику.

Капитальный ремонт (КР) – Комплекс мероприятий и работ, производимый с целью восстановления технических характеристик, связанных с выводом резервуара из эксплуатации [26].

Из вышесказанного можно с уверенностью заявить, что в нашем случае будет производиться капитальный ремонт резервуара.

Структура капитального ремонта резервуара:

- подготовительная работа;
- техническая диагностика;
- разработка и координация проекта ремонта;
- разработка и согласование проекта производства работ;
- ремонтные работы;
- контроль качества ремонтных работ;
- испытания на гидравлическую прочность, стабильность и герметичность;

					Организация проведения ремонтных работ резервуара вертикального стального типа РВС-2000 кубических метров на примере объекта Томской области		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Саевранский МА			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.				33	99
Консульт.					ТПУ гр. 3-2Б8СА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					Организационно – технологическая часть		

- документация и эксплуатационная приемка [25].

2.1. Технические решения

Ремонт резервуара производится по результатам полной технической диагностики вертикального стального цилиндрического резервуара РВС-2000 м³. Установлено, что для восстановления эксплуатационной пригодности резервуара РВС-2000 м³ и достижения срока безопасной эксплуатации резервуара не менее 10 лет необходимо выполнить следующие ремонтно-восстановительные работы конструкций резервуара:

- замена дефектных листов днища резервуара;
- ремонт поверхностных дефектов на стенке резервуара;
- ремонт сварных соединений стенки резервуара;
- замена приемо-раздаточных патрубков;
- ремонт креплений шахтной лестницы
- замена узлов крепления заземления к резервуару, кабеля ЭХЗ и
- перемычек на фланцевых соединениях;
- контроль качества сварных соединений и поверхностей элементов (в местах установки технологических приспособлений и ремонтных вставок металлоконструкций резервуара).
- проведение гидравлических испытаний резервуара.

Работы по ремонту и монтажу металлоконструкций резервуара РВС-2000 должны осуществляться в строгом соответствии с нормативной документацией [23, 24, 37].

Технические решения при проектировании приняты с учетом климатических характеристик района строительства, сейсмической активности, всех нагрузок и воздействий, действующих на резервуар.

После проведения ремонта, допускаемые отклонения формы и размеров элементов резервуара должны соответствовать требованиям [24]

					<i>Организационно – технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
						34
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2.2. Подготовительные работы

Подготовительная работа включает создание проекта работ, который должен включать:

- подготовка резервуара к работе;
- проведение очистки;
- безопасность труда;
- пожарная безопасность;
- компоновка оборудования, используемого для очистки [25].

Проект должен быть утвержден главным инженером и согласован со службой пожарной безопасности.

На период проведения работ возлагается ответственность за решение организационных вопросов и контроль за соблюдением требований промышленной безопасности на объекте, соответствующей лицензии. В нашем случае к работе были привлечены подрядчики. Также неотъемлемой частью подготовительных работ является создание и утверждение следующих документов:

- акт готовности резервуара к очистным работам;
- наряд допуск на проведение газоопасных работ (аналогичные, периодически повторяющиеся газоопасные работы не требуют создания нового наряда допуска, их необходимо занести в журнал).

Перед началом работ все связанные с резервуаром трубопроводы должны быть перекрыты задвижками и оборудованы специальными заглушками с хвостовиком [25].

2.3. Подготовка резервуара к проведению работ

Деятельность по производству подготовительных работ перед ремонтно-восстановительными работами:

					Организационно – технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

1. Вокруг РВС определяется опасная зона, равная 2D от стены РВС во всех направлениях, границы которой четко обозначены предупреждающими знаками, плакатами, надписями с установкой стеллажного ограждения;
 2. Установлены знаки безопасности "не курить", "легковоспламеняющиеся" у входа на площадь и возле открытых люков;
 3. Безопасность (регистрация в журнале обучения) и целевое обучение (с разрешением);
 4. Рабочие обеспечены спецодеждой и основными средствами защиты;
 5. Первичными средствами пожаротушения на рабочем месте;
 6. Обеспечивается дежурным пожарным постом АС-40 на рабочем месте;
 7. Сливные воронки, канализационные колодцы и другие устройства, связанные с канализацией, перекрытия и надежно герметизированные устройства из негорючих материалов;
 8. Подготовлены приборы контроля газо-воздушной среды;
 9. Разработана схема вскрытия квадрата резервуара;
 10. Вскрытие бака каре;
 11. Указывается место и оформляется проект размещения материалов, оборудования, временных сооружений, мест отдыха, расстановки оборудования на месте производства работ и маршруты перемещения техники. Схема согласована с руководителями УПСВ и пожарной охраны. Освобождается место проведения строительных и монтажных работ от легковоспламеняющихся и горючих продуктов, материалов, посторонних предметов, ликвидируется замазученность;
 12. Все механизмы с двигателем внутреннего сгорания обеспечиваются исправными искрогасителями;
- Согласовывается с ответственным за эксплуатацию энергохозяйства и утверждается у главного энергетика предприятия схема расположения

					Организационно – технологическая часть	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

потребителей энергии, прокладка временных кабельных линий и точек, подключение потребителей энергии;

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

14. Оформляется разрешение на вывод из эксплуатации резервуара.

15. Отключается ЭХЗ резервуарного парка, с оформлением акта [28].

2.4. Организация строительной площадки

Для организации проездов в каре резервуара и на строительной площадке на участке выполняются следующие работы:

- планировка съезда в каре РВС бульдозером с последующей отсыпкой песком;
- укладываются дорожные плиты ПДГ 6,0х2,0х0,14 в месте съезда;
- выполняется планировка бульдозером и уплотнение вручную трамбованием площадки для работы у основания паспортных РВС, площадка 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 проведения работ обеспечено 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 кабеля сечения и

					Организационно – технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

марки, соответствующие схеме временного электроснабжения площадки. Подводящие ток кабеля прокладываются на временных опорах.

Подключение к энергоснабжению выполняется электриком станции.

Устанавливаются трансформаторы и устройства защиты отключения электропитания - УЗО, гарантирующие защиту от механических повреждений и случайного прикосновения [28].

2.5. Вывод резервуара из эксплуатации

Полная техническая диагностика подразумевает вывод резервуара из эксплуатации, удаление из него остатков нефтепродукта, зачистку и проведение дегазации. Выполняется не реже раза в 10 лет и включает 3 основных этапа.

1. Визуальное диагностирование корпуса снаружи и изнутри, конструктивных элементов.

2. Дефектоскопия (если общий осмотр выявил необходимость ее проведения).

Процедура вывода резервуара из эксплуатации
Вывод резервуара из эксплуатации осуществляется в 6 этапов:

1. Отключение от обвязки. Осуществляется закрытием на приеме раздаточных патрубках задвижек.

2. Проверка герметичности задвижек. Критерий для контроля – отсутствие тока нефти или ее продуктов. Данный параметр проверяют путем ежечасных замеров уровня содержимого емкости. Замеры собираются трижды (3 часа), при отсутствии разницы в показаниях задвижки считаются закрытыми герметично.

3. Отключение питания электроприводов, которые управляют задвижками. Отключение электропитания производится путем размыкания соединения кабеля и электропривода. Отсоединенный кабель изолируется. На кнопках управления вывешиваются плакаты «Не включать! Работают люди».

					Организационно – технологическая часть	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. Подготовка и размещение предупредительных знаков и уведомлений в точках доступа к разгерметизации системы (элементы управления задвижками, штурвал).

5. Откачка остатков нефти и нефтепродуктов. Для этого две соседние емкости парка соединяют сифонным краном (содержимое перекачивается из диагностируемого оборудования в рядом стоящий сосуд). Необходимое давление в системе нагнетает передвижной насосный агрегат, а для минимизации потерь и соблюдения регламентных норм безопасности в месте откачки собирается временная обвязка трубами. Для увеличения полноты откачки нефти мертвый остаток «поднимают» на водяную подушку таким образом, чтобы уровень воды достигал нижней образующей приемо-раздаточного патрубка

6. Установка заглушек в соответствующих точках. Последние необходимы на приемо-раздаточных патрубках (соединениях), обвязке, трубопроводах системы предупреждения превышения давления.

2.6. Размыв донных отложений

В ряде случаев для размыва донных отложений используют специальные устройства типа «Диоген» или «Тайфун», сущность метода основана активном вращательном воздействии на нефть, что приводит жидкость в движение и размывает отложения с помощью специального устройства, включающего в себя пропеллер и асинхронный двигатель с автоматическим приводом, установленные на нижнем поясе резервуара.

Также существуют специальные комбинированные методы, сущность которых заключается в одновременном проведении операций заполнения резервуара через систему размыва и откачки его через приемо-раздаточный патрубок [24].

					Организационно – технологическая часть	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.7. Опорожнение резервуара

Наиболее распространенным методом является перекачка из одного резервуара в другой при помощи насосов.

В нашем случае откачка нефти из резервуара производится при помощи нефтезаборных стояков, размещенных рядом с резервуаром. Сущность метода основана на сообщающихся сосудах, при открытии необходимых задвижек нефть перетекает в стояк, затем открывая задвижку во второй резервуар, перепускаем в него нефть.

После удаления нефти необходимо дренировать воду из резервуара через сифонный кран в дренажные емкости. Перед дренированием необходимо осмотреть сифонный кран на наличие течи через сальниковые уплотнения, проверить работоспособность поворотного механизма.

В процессе дренирования жидкости необходимо проверять уровень жидкости. Как только уровень опустится ниже нижней образующей люка-лаза, дренирование необходимо закончить [24].

2.8. Пропарка резервуара

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 водяного пара, подаваемого в бак и на поверхности паропровода не должна превышать +120 °С.

После пропаривания, когда температура в баке достигает не более 300 С, проводится измерение загрязнения газа. При концентрации паров масла менее 2 г/м процесс дегазации останавливается паром. Если через 2 часа концентрация паров нефти в резервуаре ниже 2 г/м, процесс дегазации завершается.

Пропаривание проводят не менее 24 часов и до тех пор, пока концентрация паров масла в резервуаре не станет ниже 2 г/м.

					Организационно – технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

При пропарке резервуара замеры концентрации паров нефти проводят в каре резервуаров каждый час.

Выполнение подачи пара в резервуар и выход из него паров нефти не должны приводить к превышению концентрации паров нефти над МПВХ на прилегающей территории-в котловане резервуаров РВС.

2.9. Предварительная дегазация

Для дегазации резервуара используются следующие основные методы:

- заполнение резервуара водой;
- естественная или принудительная вентиляция резервуара чистым воздухом;
- заполнение резервуара инертными газами (флегматизация).

Снижение содержания паров нефтепродукта в исследуемом резервуаре осуществляется естественной и принудительной вентиляцией.

Дегазация заполнением водой используется только для подземных резервуаров, так как этот метод связан со значительным расходом воды, а также потребностью ее последующей очистки от углеводородов.

Для проведения естественной вентиляции необходимо открыть все люки на кровле резервуара и установить на них дефлекторы с целью повышения эффективности вентилирования. Чем выше резервуар, тем эффективнее будет использование естественной вентиляции. Скорость ветра при естественной вентиляции не должна быть меньше 1 м/с.

Когда концентрация паров нефтепродукта станет ниже НКПРП, нижние люки-лазы открывают и доводят концентрацию паров до 2 г/м³.

Для проведения принудительной вентиляции используют вентиляторы искробезопасного исполнения, которые работают от электродвигателей во взрывозащищенном исполнении

Результаты измерений концентрации паров масла в случае пропаривания и вентиляции заносятся в журнал работ по очистке резервуара и в приложение к наряду-допуску [24].

					Организационно – технологическая часть	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В нашем конкретном случае пропарка осуществлялась при помощи ППУ в течение 72 часов.

2.10. Очистка резервуара

Зачистку резервуара осуществляет бригада, в которую входит не менее двух человек (наблюдающий и работающий). Все работники должны иметь СИЗ, а также необходимый инструмент и материалы.

Процесс зачистки резервуара предусматривает следующие виды работ:

- разогрев остатка нефтепродукта в резервуаре системой подогрева;
- удаление остатка нефтепродукта;
- предварительную дегазацию в случае остатка нефтепродукта с температурой вспышки паров ниже 60° С;
- промывку внутренних поверхностей резервуара;
- удаление продуктов зачистки;
- чистовую обработку днищевой поверхности.

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.

В нашем конкретном случае очистка производилась ручным способом с откачкой промывочной воды с нефтешламом через шнековый насос в автоцистерны.

					Организационно – технологическая часть	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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.

После завершения очистки дна удаляются шламы из линии размыва донных отложений, обратного клапана. При высокой плотности отложений в труднодоступных местах допускается пропаривание острым паром от ППУ.

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 [24].

2.11. Техническое диагностирование

По окончании подготовительных работ, эксплуатирующей организацией оформляется заявка на проведение экспертизы промышленной безопасности (ЭПБ) в организацию, имеющую соответствующую лицензию.

По окончании проведения ЭПБ было получено заключение, в состав которого вошли ведомости проведения экспертизы и найденные несоответствия.

2.12. Разработка и согласование проекта ремонта

На основании выявленных дефектов составляется проект производства работ(ППР) и утверждается главным инженером организации.

ППР включает в себя:

- календарный план проведения работ;
- график поступления оборудования и материалов;
- график движения рабочих кадров и машин, режим отдыха;
- технологические карты на проведение мероприятий;
- мероприятия по сохранности оборудования и материалов;

					<i>Организационно – технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		43

- природоохранные мероприятия и мероприятия по охране труда [29].

2.13. Выполнение ремонтных работ.

2.13.1 Замена дефектных патрубков и люков лазов, установленных на первом поясе

Выявленные в ходе проведения ЭПБ дефекты:

- 1) На внутренней поверхности патрубка «В» Ду-200 стенки резервуара, имеются язвенные коррозии глубиной до 4 мм (рис. 2);
- 2) На патрубке «Ж» Ду-300 стенки резервуара, имеется сквозное отверстие по шву воротника и язвенные коррозии глубиной до 5 мм (рис. 2).
- 3) На внутренней поверхности патрубка люк-лаза «Г» Ду-500 стенки резервуара, имеются язвенные коррозии глубиной до 8 мм (рис. 2);

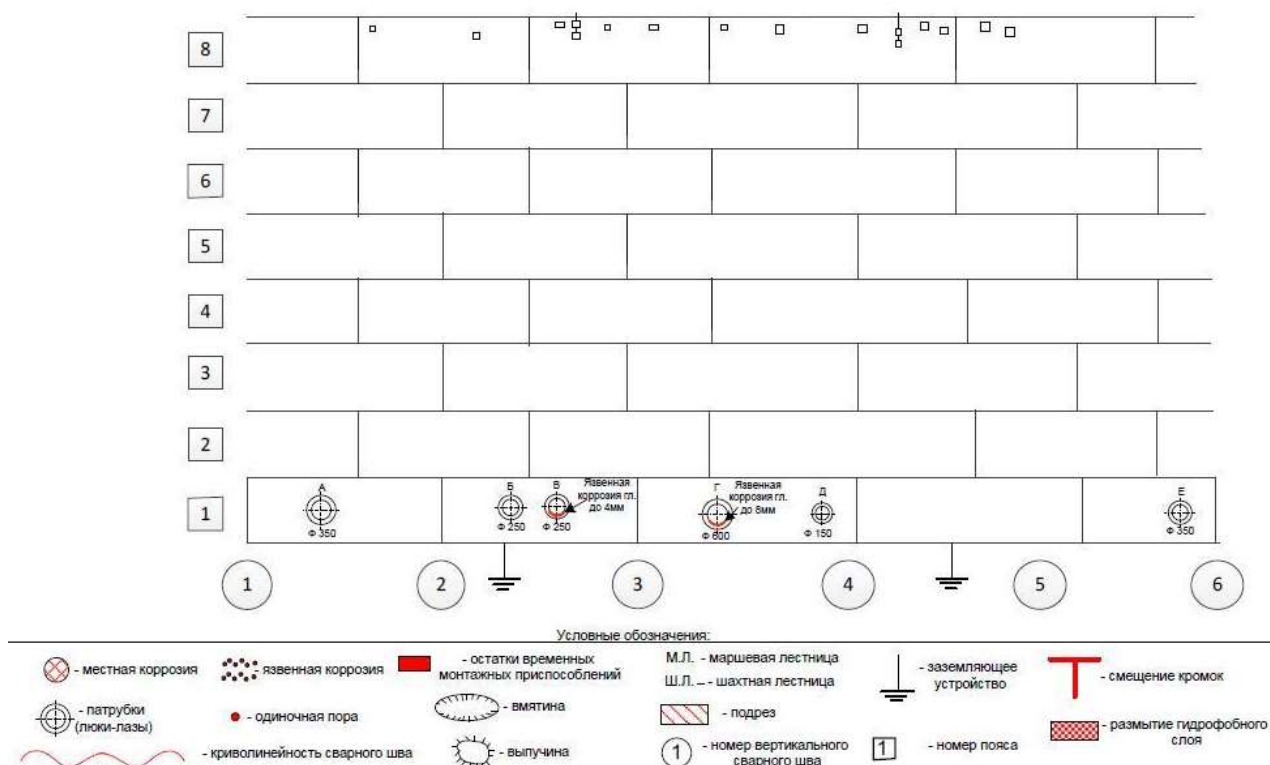


Рисунок 2- Схема развёртки наружной поверхности стенки РВС-2000
Проектное решение: заменить патрубки и люки-лазы первого пояса.

Технология ремонта.

Заменяемые патрубки удаляются вырезкой части стенки резервуара вместе с самим патрубком. Конструктивные размеры вырезаемой части определяются ППР. Перед выполнением демонтажа вокруг ремонтной зоны должна быть смонтирована рама жесткости, задачей которой является защита стенки от потери геометрической формы.

Затем необходимо произвести разметку зоны стены, вырезанной вместе с дефектным патрубком. Вертикальные соединения листовых вставок с патрубками должны располагаться на расстоянии не менее 100 мм от стыков краев днища.

Резка секции стенки трубой или люком должна осуществляться газокислородной резкой вдоль направляющих, чтобы обеспечить требуемую точность и чистоту реза. Для уменьшения деформации резания необходимо носить перемычки длиной до 50 мм с шагом 500 мм. На одной кромке следует оставить дополнительную толщину, которая снимается при непосредственном прилегании и сборке вставки стенки трубы или люка.

Конструкция люка и конструктивных элементов из армирующих листов и сварных соединений, а также технология их производства должны соответствовать требованиям проектно-конструкторских стандартов [25].

Замененные патрубок или люк-лаз должны быть приварены к листовой вставке стены и контролироваться до установки в проектное положение. При этом сварочные работы выполняются в удобном пространственном положении с окантовкой узла (рис. 3).

					Организационно – технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

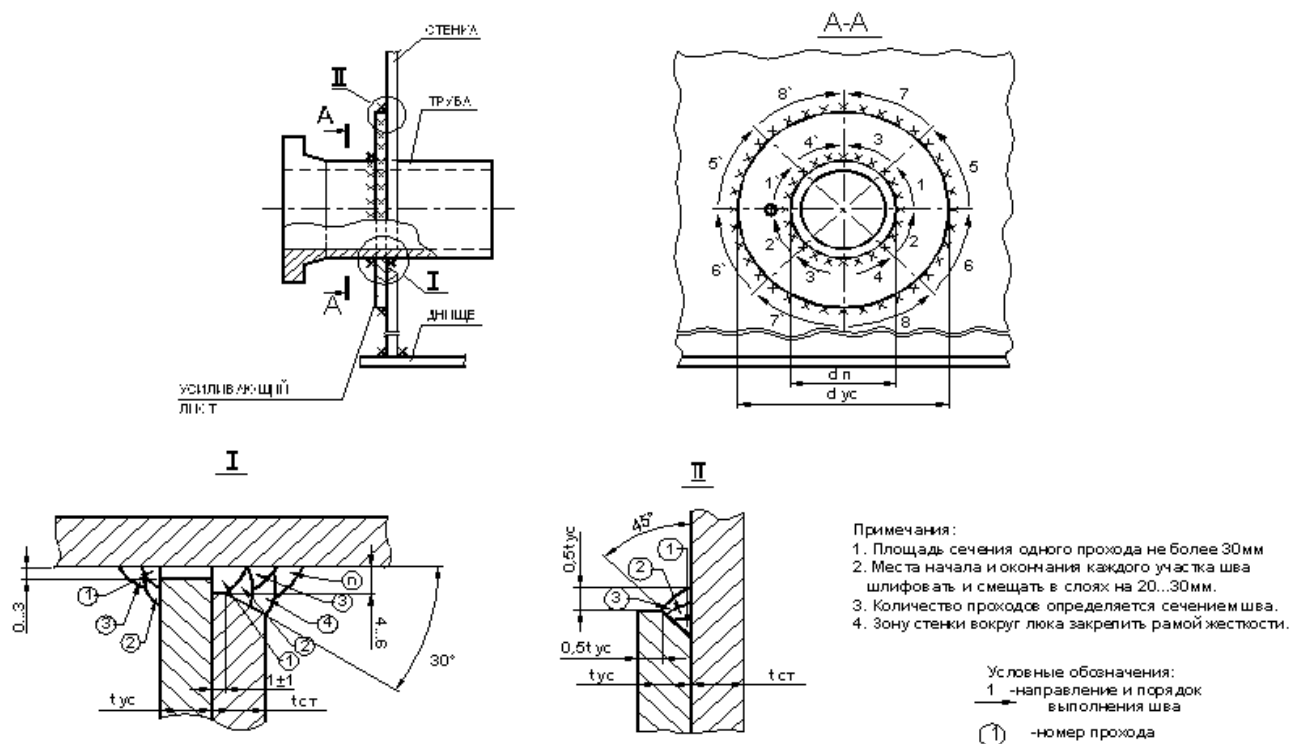


Рисунок 3 - Схема сварки патрубков в стенке с усиливающим листом

При разметке мест установки в стенке резервуара люков и патрубков должны соответствовать требованиям к допустимым расстояниям между швами.

Расстояние от внешнего края усиливающих накладок до оси горизонтальных стыковых швов стенки должно быть не менее 100 мм, а до оси вертикальных стен стыковых швов или между внешними краями двух соседних арматурных труб подкладок-не менее 200 мм.

Допускается перекрытие горизонтального шва стенки с армирующей лист приемно-раздаточного патрубка или люка-Ду-800-900 мм, размер не менее 150 мм от контура накладки. Площадь наложения шва должен быть проконтролирован радиографическим методом.

При монтаже люков на резервуаре нужно проконтролировать их расположение на стене и крыше в соответствии с требованиями таблицы 5.

					Организационно – технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

Таблица 5 – Предельные отклонения параметров ПРП и люков

Наименование параметра	Предельные отклонения	
	люки	патрубки
Отметка высоты установки	± 10 мм	± 6 мм
Расстояние от наружной поверхности фланца до стенки резервуара	± 10 мм	± 5 мм
Поворот главных осей фланца в вертикальной плоскости	$\pm 5^\circ$	$\pm 5^\circ$

Сварные швы между вставным листом и стенкой должны быть проверены радиографическим или ультразвуковым методом по всей длине.

Сварку приёмо - раздаточных патрубков, патрубков СППТ и люков провести механизированной сваркой в среде CO₂, согласно [24].

Перед сваркой проконтролировать величину и равномерность зазоров, правильности установки элементов.

Заварить сварной шов обечайки люка со стенкой изнутри резервуара при помощи механизированной сварки в среде CO₂. Сварку корневого, заполняющего и облицовочного слоев шва выполнить изнутри резервуара. Подварку корня выполнить снаружи после вышлифовки корня.

Проконтролировать сварной шов обечайки со стенкой резервуара методом керосиновой пробы.

Прихватить усиливающее кольцо к обечайке и стенке резервуара швом 5-40/400.

Заварить сварные швы обечайки с усиливающим кольцом и усиливающего кольца со стенкой резервуара.

Приварить рёбра жесткости к обечайке и усиливающему кольцу.

					Организационно – технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4747

Проконтролировать сварные шины усиливающего кольца путём подачи избыточного давления между стеной резервуара и усиливающим листом через контрольное отверстие в усиливающем листе величиной 400 мм вод. ст. [24].

2.13.2. Устранение подреза сварного шва на стенке резервуара

Выявленные в ходе проведения ЭПБ дефекты:

1) на втором поясе между 8 и 1 сварным вертикальным швом имеется подрез сварного шва, глубиной до 2 мм.

Проектное решение: произвести ремонт сварного шва.

Технология ремонта.

Подрезом называется дефект в виде канавки в основном металле по краям сварочного шва. Это наиболее распространенный дефект при сварке т-образных или нахлесточных соединений, но может также возникнуть и при сварке стыковых соединений (рис. 2.3)

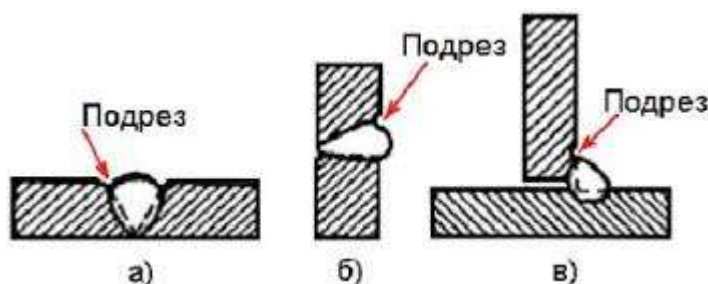


Рисунок 4 – Сварка стыковых соединений

Ремонт сварных швов заключается в устранении недопустимых дефектов, обнаруженных по результатам проведения ЭПБ. Стоит начать с того, что существует два вида ремонта подрезов в зависимости от глубины подреза:

1) Ремонт подрезов глубиной до 0,5 мм заключается в зашлифовке дефектного участка при помощи шлифмашинки;

2) Если глубина подреза более 0,5 мм, необходимо сначала обработать дефектную поверхность шлифовальным станком, а затем создать ПАЗ глубиной 1...2 мм, затем сварка подреза выполняется путем наложения резьбовых швов в два слоя при сварке низколегированных высокопрочных сталей и в один слой-

					Организационно – технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

при сварке углеродистых сталей; условия сварки для ремонта недействительных подрезов ручной дуговой сваркой приведены в таблице 6; при коррекции локальных разрезов длина ниточного шва должна быть не менее 50 мм.

Таблица 6 –Режимы сварки при ремонте подрезов шва

Номер слоя	Диаметр электрода, мм	Сварочный ток, А
1	3,0 ... 3,2	80 ... 90
2	3,0 ...3,2	90 ... 100

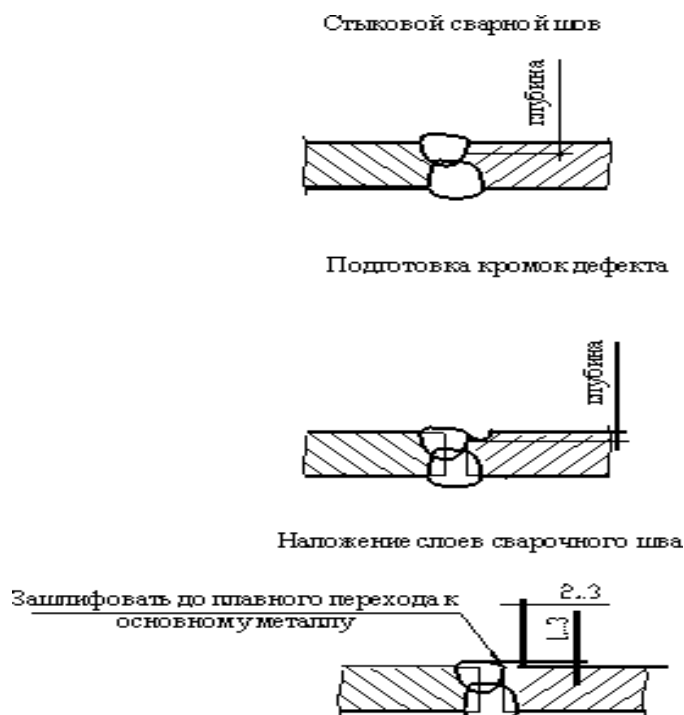


Рисунок 5 - Технология ремонта дефектов типа подрез

После сварки поверхность шва тщательно зачистить от шлака, околошовную зону от брызг расплавленного металла, обеспечив при этом плавный переход от наплавленного металла к основному [25].

2.13.3. Ремонт днища

Выявленные в ходе проведения ЭПБ дефекты:

На днище имеется язвенная коррозия глубиной до 1,2 мм, а также хлопуны (рис. 6).

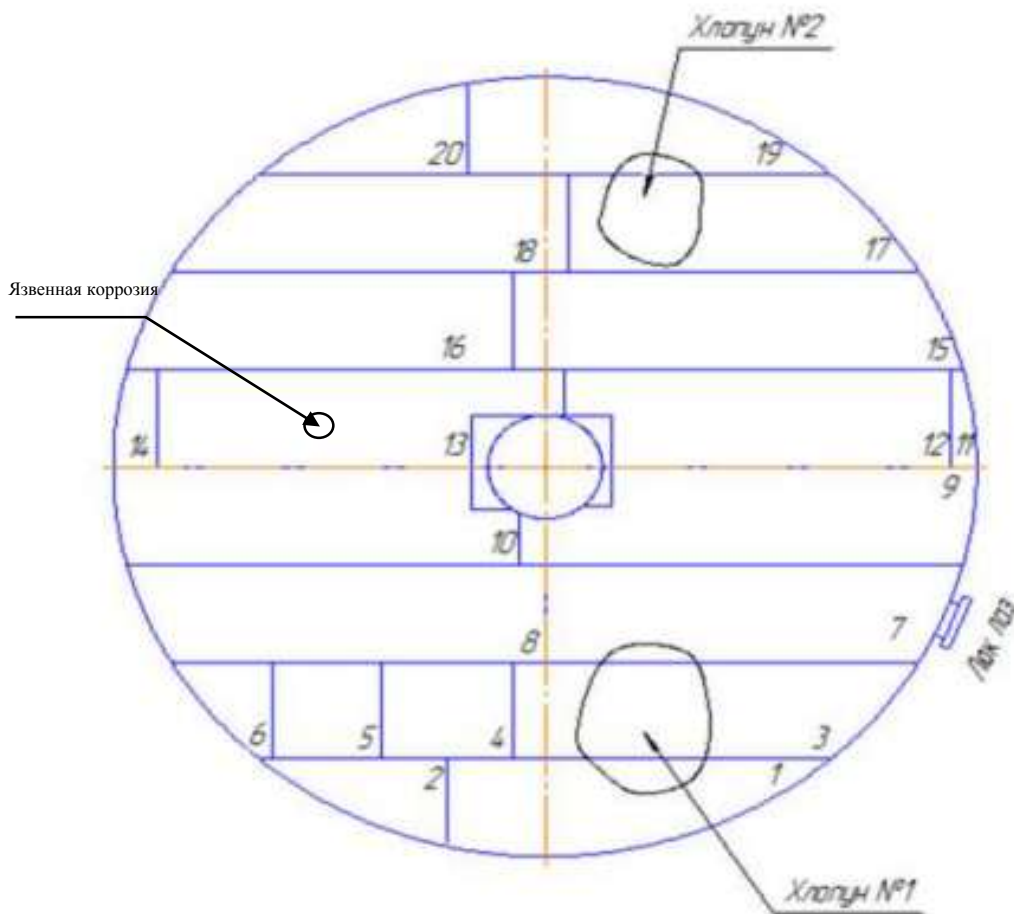


Рисунок 6 – Язвенная коррозия и хлопуны днища резервуара.
 Проектное решение: устранение язвенной коррозии.

Технология ремонта

Стоит начать с того, что методы ремонта днища резервуара достаточно разнообразны.

В зависимости от вида дефектов и их масштаба можно различать такие методы как, полная и частичная замена элементов днища. Такие методы ремонта применимы тогда, когда область поврежденного металла имеет большие значения. В ряде случаев необходимости применять такие объемные методы ремонта нет.

Ремонт участка днища, пораженного язвенной коррозией

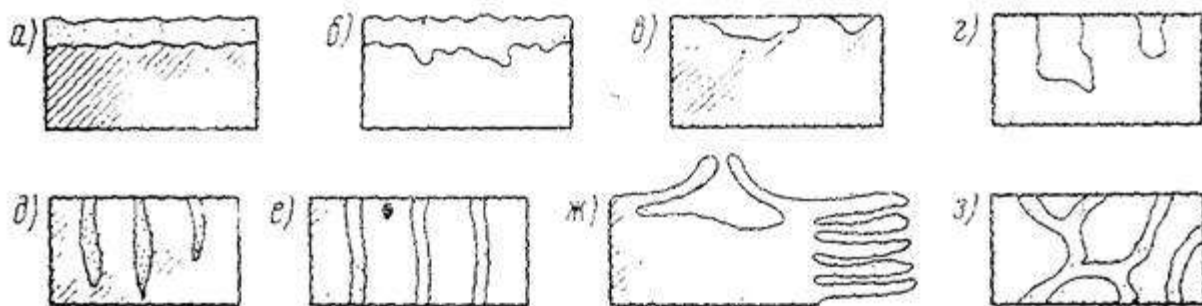


Рисунок 7 – Виды коррозии

а – сплошная равномерная, б – сплошная неравномерная, в – местная пятнистая, г – местная язвенная, д – точечная, е – сквозная, ж – поверхностная, з – межкристаллитная

Технология проведения локальных ремонтов имеет схожую структуру, так, например, при любых видах локальных дефектов (подрезы, хлопуны, дефекты сварного шва) в первую очередь производится удаление антикоррозионного слоя и определение масштабов места устранения дефектов.

То же самое производится и в нашем случае.

Далее необходимо с помощью металлических щеток и шлифмашинки зачистить поверхность металла. Длина вышлифованного участка должна превышать длину исправляемого участка не менее чем на 15 мм в каждую сторону.

Глубину вышлифовки принимать в зависимости от глубины распространения дефекта.

Затем производится наплавка металла с помощью сварки.

Для выполнения сварки введите диаметр электродов 0,25 мм. Количество проходов принимать не менее двух. Режимы сварки взять по паспорту используемых электродов.

После ремонта днища сварных швов, производят контроль ремонтируемого участка путем внешнего осмотра.

Допускается ремонтировать одну и ту же площадь не более двух раз [25].

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Устранение хлопунув.

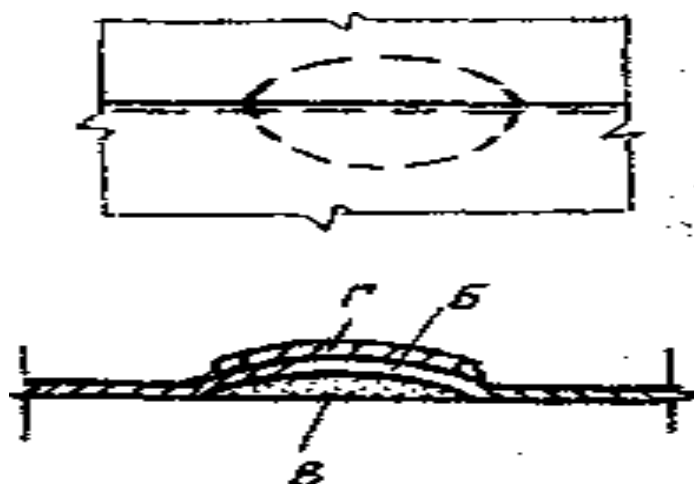


Рисунок 8 – Устранение хлопунув

Сущность данного метода заключается в заполнении полости хлопунув песчано-цементным раствором, в состав которого входят цемент, песок и вода.

Разумеется, перед ремонтными работами необходимо очистить поверхность и разметить границы ремонтной зоны.

Затем для заполнения хлопунув раствором в него необходимо врезать несколько штуцеров, расположенных на расстоянии не менее 4 м.

Процесс закачки раствора нужно держать под контролем по наполнению полости хлопунув. За критичное значение для оценки заполняемости принимают ход полотнища хлопунув в крайних точках менее 10 мм.

Для свободного удаления воздуха из полости хлопунув разрешается просверлить отверстия диаметром 10 мм.

Раствор подается с давлением 10 кг/см^2 с производительностью $5 \text{ м}^3 \text{ час}$.

После проведенной процедуры и затвердевания состава, штуцера отрезаются отрезным кругом, и полученные отверстия закрываются при помощи накладок и приваривают их с помощью сварки, также заваривают отверстия для выхода воздуха.

					Организационно – технологическая часть	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Сварку накладки выполняют сварным швом типа Н 1 с катетом 6 мм за два прохода, электродами типа Э50А, диаметром не выше 4 мм. Режимы сварки принимать по паспорту используемых электродов [25].

2.14. Гидроиспытание РВС

Гидравлическое испытание резервуара проводить согласно нормативно-техническим документам [30, 31] после окончания всех работ по монтажу и контролю, перед присоединения трубопроводов к резервуару. До начала и на всю продолжительность гидроиспытания границы опасной зоны обозначаются предупредительными знаками с радиусом не менее 95 м от центра РВС.

Лица, участвующие в проведении гидроиспытания, должны находиться за пределами опасной зоны. Осмотр конструкций при повышении давления, разрешается через 10 минут, после достижения установленных нагрузок.

Испытание следует проводить при температурах окружающего воздуха плюс 5 °С и выше по индивидуальной программе, разработанной проектной организацией, разрабатывающей ППР. В период проведения гидроиспытания необходим постоянный контроль за состоянием резервуара.

Причины, при которых следует прекратить испытания и слить воду полностью:

- течь из-под края днища;
- появление мокрых пятен, отпотин на стенке или сварных швах, свищи, трещины, течи, независимо от размеров дефекта – при обнаружении на I поясе 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;

					Организационно – технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

2) 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.

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.

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

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 [25].

2.15. Повторное оформление заявки на проведение ЭПБ

После успешного проведения гидравлических испытаний, эксплуатирующей организацией составляется заявка на повторное проведение ЭПБ, по результатам которого ремонтируемый нами резервуар прошел все необходимые проверки.

В заключении ЭПБ была разрешена дальнейшая эксплуатация РВС 2000м³, остаточный ресурс которого составил 14 лет.

					Организационно – технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

3. Расчетная часть

Поверочный расчет на прочность и устойчивость стенки резервуара производится согласно РД-23.020.00-КТН-018-14 «Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов объемом 1000–50000 куб.м» [32].

3.1. Исходные данные для расчета

Технические параметры резервуара:

- тип резервуара – РВС-2000;
- высота стенки – 11,92 м;
- внутренний диаметр – 15,18 м;
- расчетная высота налива нефти – 10,5 м.

Конструкция резервуара состоит из 8 поясов. Сталь, из которой изготовлен резервуар – 09Г2С. Листовой прокат размером 1,5×6 м. Плотность нефти примем равной 760 кг/м³. Параметры стенки резервуара представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Параметры стенки по результатам диагностики

Номер пояса	Толщина по паспорту, мм	Фактическая толщина, мм	Марка стали
1	8,0	7,9	09Г2С
2	8,0	7,8	
3	8,0	7,8	
4	5,0	4,9	
5	5,0	4,9	
6	5,0	4,9	
7	5,0	4,8	
8	5,0	5,0	

					Организация проведения ремонтных работ резервуара вертикального стального типа РВС-2000 кубических метров на примере объекта Томской области						
								Изм.	Лист	№ докум.	Подпись
Разраб.		Савранский МА		Расчетная часть			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Саруев А.Л.						55	99		
Консульт.							ТПУ гр. 3-2Б8СА				
Рук-ль ООП		Брусник О.В.									

3.2. Расчет номинальной толщины стенки в каждом поясе

Номинальная толщина стенки t_i , м, в каждом поясе резервуара определяется по формуле:

$$t_i = \max(t_{Ud}, t_{Ug}), \quad (1)$$

Где t_{Ud} – номинальная толщина стенки для режима эксплуатации, м, определяемая по формуле:

$$t = [0,001 \cdot \rho \cdot g \cdot (H - x) + 1,20 \cdot p] \cdot (r/R) + \Delta t_{ic} + \Delta t_{im}, \quad (2)$$

t_{Ug} – номинальная толщина стенки для режима гидравлических испытаний, м, определяемая по формуле:

$$t_{Ug} = [0,001 \cdot \rho g \cdot g \cdot (H_g - x_L) + 1,25 \cdot p] \cdot (r/R) + \Delta t_{im}, \quad (3)$$

где ρ – плотность продукта, 0,871 т/м³;

ρg – плотность воды, используемой для гидравлических испытаний, 1 т/м³;

g – ускорение свободного падения, 9,81 м/с²;

H – высота налива продукта при эксплуатации, 10,5 м;

H_g – высота налива воды при гидравлических испытаниях, 11,92 м;

x_L – расстояние от дна до нижней кромки i -го пояса (равно ширине листа), м;

p – нормативное избыточное давление в резервуаре, 0,002 МПа;

r – радиус резервуара, 7,59 м;

R – расчетное предельно допустимое напряжение, МПа;

Δt_{ic} – припуск на коррозию для i -го пояса стенки, 0,002 м;

Δt_{im} – нижнее предельно допустимое отклонение толщины проката для i -го пояса стенки, 0,00045 м.

Расчетное предельно допустимое напряжение R , МПа, определяется по формуле:

$$R = \frac{R_{yc} \cdot \gamma_c}{\gamma_m \cdot \gamma_n} \quad (4)$$

где R_{yn} – нормативное сопротивление, принимаемое равным

					Расчетная часть	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

гарантированному значению предела текучести по действующим стандартам и техническим условиям на сталь, МПа (345 МПа для стали 09Г2С);

γ_n – безразмерный коэффициент надежности по ответственности, принимаемый в соответствии с требованиями ФЗ [33] равным 1,1;

γ_m – безразмерный коэффициент надежности по материалу, принимаемый равным 1,025;

γ_c – безразмерный коэффициент условий работы поясов стенки, принимаемый в условиях эксплуатации для первого пояса равным 0,7; для остальных поясов равным 0,8; в условиях гидроиспытаний равным 0,9 для всех поясов.

Предельно допустимое напряжение R_1 для первого пояса в условиях эксплуатации:

$$R_1 = \frac{R_{yn} \cdot \gamma_c}{\gamma_m \cdot \gamma_n} = \frac{345 \cdot 0,7}{1,025 \cdot 1,1} = 214,19 \text{ МПа.}$$

Предельно допустимое напряжение R_2 для остальных поясов в условиях эксплуатации:

$$R_2 = \frac{R_{yn} \cdot \gamma_c}{\gamma_m \cdot \gamma_n} = \frac{345 \cdot 0,8}{1,025 \cdot 1,1} = 244,79 \text{ МПа.}$$

Предельно допустимое напряжение R_3 для всех поясов в условиях гидроиспытаний:

$$R_3 = \frac{R_{yn} \cdot \gamma_c}{\gamma_m \cdot \gamma_n} = \frac{345 \cdot 0,9}{1,025 \cdot 1,1} = 275,39 \text{ МПа.}$$

Расчетная толщина стенки t_{Ud1} в условиях эксплуатации для первого пояса:

$$t_{Ud1} = [0,001 \cdot 0,760 \cdot 9,81 \cdot (11,9 - 0) + 1,20 \cdot 0,002] \cdot 7,59 / 214,19 + 0,002 + 0,00045 = 0,00495 \text{ м.}$$

Расчетная толщина стенки t_{Ud2} в условиях эксплуатации для второго пояса:

					Расчетная часть	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$t_{ud2} = [0,001 \cdot 0,760 \cdot 9,81 \cdot (11,9 - 1,5) + 1,20 \cdot 0,002] \cdot 7,59 / 244,79 + 0,002 + 0,00045 = 0,00493 \text{ м.}$$

Расчетная толщина стенки t_{ug1} в условиях гидроиспытаний для первого пояса:

$$t_{ug1} = [0,001 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot (11,9 - 0) + 1,25 \cdot 0,002] \cdot 7,59 / 275,39 + 0,00045 = 0,00374 \text{ м.}$$

Остальные полученные значения толщины поясов резервуара представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Толщины поясов резервуара

Номер пояса	Расчетная толщина стенки, мм		Номинальная толщина стенки из условия $t_i = \max(t_{ud}, t_{ug})$, мм	Фактическая толщина стенки, мм
	В условиях эксплуатации, t_{ud}	В условиях гидроиспытаний, t_{ug}		
1	4.95	3.73	4.95	7,9
2	4.92	3.33	4.92	7,8
3	4.58	2.93	4.58	7,8
4	4.23	2.52	4.23	4,9
5	3.88	2.12	3.88	4,9
6	3.54	1.71	3.54	4,9
7	3.19	1.3	3.19	4,8
8	2.84	0.89	0.84	5,0

Согласно РД-23.020.00-КТН-018-14 минимальная конструктивная толщина стенки резервуара диаметром менее 25 равна 9 мм.

Результаты расчета толщины t , м, для каждого пояса стенки должны быть округлены до целого числа в большую сторону.

Вывод: фактическая толщина стенки соответствует требованиям расчетной номинальной толщине.

3.3. Поверочный расчет стенки резервуара на прочность

Поверочный расчет на прочность для каждого пояса стенки резервуара должен выполняться в соответствии с требованиями [34] по следующему неравенству:

$$\sqrt{\sigma_{1i}^2 - \sigma_{1i} \cdot \sigma_{2i} + \sigma_{2i}^2} \leq R, \quad (5)$$

где σ_{1i} – осевые напряжения в i -м поясе стенки, МПа;

σ_{2i} – кольцевые напряжения в i -м поясе стенки, МПа.

Расчет осевых напряжений

Осевые напряжения σ_{1i} , МПа, в i -м поясе стенки для резервуаров со стационарной крышей определяются по формуле:

$$\sigma_{1j} = \frac{n_3 \cdot (G_{кр} + G_{ct,i}) + \psi + n_{сн} \cdot G_{сн}}{2 \cdot \pi \cdot r \cdot t_{fi}} \quad (6)$$

где $G_{кр}$ – вес покрытия (крыши) резервуара, кН;

$G_{ct,i}$ – вес вышележащих поясов стенки, кН;

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

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

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

$\psi = 0,9$ – коэффициент сочетаний для кратковременных нагрузок, назначаемый в соответствии с требованиями [35];

t_{fi} – фактическая толщина i -го пояса стенки, мм;

r – радиус резервуара, м.

Определение веса стенки резервуара

Вес вышележащих поясов стенки резервуара определяется из условия, что высота всех поясов одинакова и равна ширине листа $B = 1,5$ м:

$$G_{ct,i} = 2 \cdot \pi \cdot r \cdot B \cdot \gamma_{ст} \cdot \sum_{k=i}^a t_{fk}, \quad (7)$$

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

$\gamma_{ст} = 78,5$ кН/м³ – удельный вес стали.

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

Вес стенки при расчете первого пояса:

$$G_{ст,1} = 2 \cdot 3,14 \cdot 7,59 \cdot 1,5 \cdot 78,5 \cdot (7,9 + 7,8 + 7,8 + 4,9 + 4,9 + 4,9 + 4,8 + 5,0) \cdot 10^{-3} = 292,5 \text{ кН.}$$

Вес стенки при расчете второго пояса:

$$G_{ст,2} = 2 \cdot 3,14 \cdot 7,59 \cdot 1,5 \cdot 78,5 \cdot (7,8 + 7,8 + 4,9 + 4,9 + 4,9 + 4,8 + 5,0) \cdot 10^{-3} = 225,1 \text{ кН.}$$

Результаты расчетов веса стенки для всех поясов приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Вес стенки резервуара

Номер пояса	Вес стенки, кН
1	292,5
2	225,1
3	181,3
4	137,5
5	110
6	82,8
7	55,2
8	28,6

Определение снеговой нагрузки

Вес снегового покрова на всю крышу:

$$G_{сн} = P_{сн} \cdot \pi \cdot r^2 = \mu \cdot S_g \cdot \pi \cdot r^2 . \quad (8)$$

Нормативная снеговая нагрузка на горизонтальную проекцию резервуара:

$$P_{сн} = \mu \cdot S_g , \quad (10)$$

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

S_g – нормативное значение веса снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности земли, которое выбирается по таблице 10 для соответствующего снегового района Российской Федерации.

Таблица 10 – Нормативные значения веса снегового покрова

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
						60
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Снеговые районы Российской Федерации	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
S_g , кПа	0,8	1,2	1,8	2,4	3,2	4,0	4,8	5,6

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

Вес снегового покрова на крышу:

$$G_{сн} = 1 \cdot 2,4 \cdot 3,14 \cdot 7,59^2 = 434,1 \text{ кН.}$$

Определение осевых напряжений в каждом поясе стенки резервуара от вертикальной нагрузки:

Определение напряжений:

– в первом поясе

$$\sigma_{11} = \frac{n_3 \cdot (G_{кр} + G_{ст,i}) + \psi + n_{сн} \cdot G_{сн}}{2 \cdot \pi \cdot r \cdot t_{fi}} \quad (11)$$

$$= \frac{1,05 \cdot (85,85 + 34,8) + 0,9 + 1,4 \cdot 434,1}{2 \cdot 3,14 \cdot 7,59 \cdot 7,9} = 1,95 \text{ МПа}$$

Значения осевых напряжений в остальных поясах приведены в таблице 11.

Расчет кольцевых напряжений

Кольцевые напряжения σ_{2i} , МПа, в i -м поясе стенки определяются по формуле:

$$\sigma_{2i} = [0,001 \cdot \rho \cdot g \cdot (H - x_L) + 1,20 \cdot p] \cdot \frac{r}{t_{fi}} \quad (12)$$

где ρ – плотность продукта, 0,760 т/м³;

g – ускорение свободного падения, 9,81 м/с²;

H – высота налива продукта при эксплуатации, 11,9 м;

x_L – расстояние от дна до нижней кромки i -го пояса, м;

p – нормативное избыточное давление в резервуаре, 0,002 МПа;

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		61

r – радиус резервуара, 7,59 м;

t_{fi} – фактическая толщина i -го пояса стенки, м.

Определение напряжений:

– в первом поясе

$$\sigma_{21} = [0,001 \cdot 0,760 \cdot 9,81 \cdot (11,9 - 0) + 1,20 \cdot 0,002] \cdot (7,59 / 7,9 \cdot 10^{-3}) = 87,5 \text{ МПа};$$

Значения кольцевых напряжений в остальных поясах приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Напряжения для расчета стенки резервуара на прочность

Номер пояса	σ_{1i} , МПа	σ_{2i} , МПа	$\sqrt{\sigma_{1i}^2 - \sigma_{1i} \cdot \sigma_{2i} + \sigma_{2i}^2}$, МПа	R, МПа	Выполнение условия $\sqrt{\sigma_{1i}^2 - \sigma_{1i} \cdot \sigma_{2i} + \sigma_{2i}^2} \leq R$
1	1,95	87,5	86,5	214,19	Да
2	1,98	77,8	76,8	244,79	Да
3	1,98	66,9	65,9	244,79	Да
4	3,15	85,5	83,9	244,79	Да
5	3,15	71,85	70,3	244,79	Да
6	3,15	56,8	55,3	244,79	Да
7	3,21	38	36,5	244,79	Да
8	3,09	20,3	18,9	244,79	Да

Вывод: По результатам расчета условие прочности выполняется для всех поясов.

3.4. Поверочный расчет стенки резервуара на устойчивость

Устойчивость стенки резервуара считается обеспеченной при выполнении следующего условия:

$$\frac{\sigma_{1i}}{\sigma_{cr1}} + \frac{\sigma_{2i}}{\sigma_{cr2}} \leq 1, \quad (13)$$

где σ_{1i} – осевые напряжения в i -м поясе стенки, МПа;

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

σ_{cr1} – критические осевые напряжения в i -м поясе стенки, МПа;

σ_{2i} – кольцевые напряжения в i -м поясе стенки, МПа;

σ_{cr2} – критические кольцевые напряжения в i -м поясе стенки, МПа.

Расчет осевых напряжений

Осевые напряжения σ_{1i} , МПа, в i -м поясе стенки для резервуаров со стационарной крышей определяются аналогично предыдущему пункту по формуле:

$$\sigma_{1i} = \frac{n_3 \cdot (G_{кр} + G_{ct,i}) + \psi + n_{сн} \cdot G_{сн}}{2 \cdot \pi \cdot r \cdot t_{fi}} \quad (14)$$

Результаты расчета осевых напряжений для всех поясов приведены в таблице 9.

Расчет кольцевых напряжений

Кольцевые напряжения σ_{2i} , МПа, в i -ом поясе стенки для резервуаров со стационарной крышей определяются по формуле:

$$\sigma_{2i} = \psi \cdot P_w \cdot \delta, \quad (15)$$

где p_w – нормативное значение ветрового давления, МПа, принимаемое в зависимости от ветрового района по таблице 12;

$\psi = 0,9$ – коэффициент сочетаний для кратковременных нагрузок, назначаемый в соответствии с требованиями [35];

δ – безразмерный параметр, определяемый по формуле:

$$\delta = r/t_{mf} = 7.59/4.8 \cdot 10^{-3} = 1581,25$$

где r – радиус резервуара, м;

t_{mf} – фактическая толщина самого тонкого пояса стенки, м.

Таблица 12 – Нормативные значения ветрового давления

Ветровые районы РФ	Ia	I	II	III	IV	V	VI	VII
P_w , кПа	0,17	0,23	0,30	0,38	0,48	0,60	0,73	0,85

Томск относится ко третьему району по давлению ветра, соответственно

					<i>Расчетная часть</i>			<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				63

из таблицы выбираем $P_w = 0,38$ кПа.

Определение кольцевых напряжений:

$$\sigma_{2i} = 0,9 \cdot 0,38 \cdot 10^{-3} \cdot 1581,25 = 0,54 \text{ МПа.}$$

Расчет критических осевых напряжений

Критические осевые напряжения σ_{cr1} , МПа, определяются по формуле:

$$\sigma_{cr1} = C_0 \cdot \frac{E}{\delta}, \quad (16)$$

где C_0 – безразмерный коэффициент, определяемый по формулам:

$$C_0 \begin{cases} 0,04 + \frac{40}{\delta} & \text{при } 400 \leq \delta \leq 1220 \\ 0,085 - 10^{-5} \cdot \delta & \text{при } 1220 \leq \delta \leq 2500 \\ 0,065 - 2 \cdot 10^{-6} \cdot \delta & \text{при } 2500 \leq \delta \leq 5000 \end{cases} \quad (17)$$

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

δ – безразмерный параметр.

Определение коэффициента C_0 , при $\delta = 1581,25$:

$$C_0 = 0,085 - 10^{-5} \cdot 1581,25 = 0,069.$$

Определение критических осевых напряжений:

$$\sigma_{cr1} = 0,069 \cdot (2,1 \cdot 10^5 / 1581,25) = 9,16 \text{ МПа.}$$

Расчет критических кольцевых напряжений

Критические кольцевые напряжения σ_{cr2} , МПа, определяются по формуле:

$$\sigma_{cr2} = 0,55 \cdot \frac{r}{H_r} \cdot \frac{E}{\sqrt{\delta^3}}, \quad (18)$$

где r – радиус резервуара, м;

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

H_r – редуцированная высота стенки, м;

δ – безразмерный параметр.

Редуцированная высота стенки H_r , м, определяется по формуле:

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		64

$$H_r = \sum_{i=1}^n h_i \cdot \left(\frac{t_{mf}}{t_{fi}} \right)^{2,5}, \quad (19)$$

где h_i – высота i -го пояса, м, высоту каждого пояса принимаем равной 1,5 м;

t_{mf} – фактическая толщина самого тонкого пояса стенки, м;

t_{fi} – фактическая толщина i -го пояса стенки, м.

Определение редуцированной высоты стенки:

$$H_r = \sum_{i=1}^8 1,5 \cdot \left(\frac{4,8}{5} \right)^{2,5} = 10,83 \text{ м}$$

Определение критических кольцевых напряжений:

$$\sigma_{cr2} = 0,55 \cdot \frac{7,59}{10,83} \cdot \frac{2,1 \cdot 10^5}{\sqrt{1581,25^3}} = 1,28 \text{ МПа}$$

Таблица 13 – Напряжения для расчета стенки резервуара на устойчивость

Номер пояса	σ_{1i} , МПа	σ_{cr1} , МПа	$\frac{\sigma_{1i}}{\sigma_{cr1}}$	σ_{2i} , МПа	σ_{cr2} , МПа	$\frac{\sigma_{2i}}{\sigma_{cr2}}$	$\frac{\sigma_{1i}}{\sigma_{cr1}} + \frac{\sigma_{2i}}{\sigma_{cr2}}$
1	1,95	9,16	0,21	0,54	1,28	0,42	0,63
2	1,98		0,22				0,64
3	1,98		0,22				0,64
4	3,15		0,34				0,76
5	3,15		0,34				0,76
6	3,15		0,34				0,76
7	3,21		0,35				0,77
8	3,09		0,34				0,76

Вывод: По результатам расчета условие устойчивости выполняется для всех поясов.

$$\frac{\sigma_{1i}}{\sigma_{cr1}} + \frac{\sigma_{2i}}{\sigma_{cr2}} \leq 1,$$

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В начале развития нефтедобычи наиболее выгодным хранилищем сырья являлся простой металлический резервуар, представляющий собой цилиндрическое хранилище с плоской или конической крышей, с плоским дном, опирающимся на основание. В процессе эксплуатации резервуары получают износ различного типа. Что произошло и с резервуаром, установленным на Казанском месторождении.

В ходе эксплуатации резервуара были выявлены дефекты. После проведения ЭПБ было получено заключение, в ведомости проведения экспертизы были найдены несоответствия:

- 1) На внутренней поверхности патрубка Ду-250 стенки резервуара, имеются язвенные коррозии глубиной до 4 мм;
- 2) На патрубке Ду-300 стенки резервуара, имеется сквозное отверстие по шву воротника и язвенные коррозии глубиной до 5 мм;
- 3) На внутренней поверхности патрубка люк-лаза Ду-600 стенки резервуара, имеются язвенные коррозии глубиной до 8 мм;
- 4) На патрубке люк-лаза 900х600, стенки резервуара, имеется сквозное отверстие;
- 5) На днище имеется язвенная коррозия глубиной до 1,2 мм, а также хлопунны.
- 6) Требуется частичная реконструкция шахтной лестницы.

Исходя из дефектов комиссией было принято решение на проведения капитального ремонта резервуара. Данное решение было своевременным так, как строительство нового объекта заняло около 4 месяцев, что больше чем ремонт на 2 месяца.

					Организация проведения ремонтных работ резервуара вертикального стального типа РВС-2000 кубических метров на примере объекта Томской области		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Савранский МА				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев А.Л.				66	109	
Консульт.					ТПУ гр. 3-2Б8СА		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.						

Перед выполнением капитального качественного ремонта резервуара для нефтепродуктов из железобетона и металла, производились следующие действия:

- Определение сложности строительно-монтажных работ;
- Расчет окладов технического персонала;
- Расчет стоимости основных средств, используемых на проектной площадке;
- Подбор и подсчет материалов, которые необходимы для ремонта.

Целью данного раздела является составление сметы на ремонт вертикального стального резервуара объемом 2000м³.

Задачами раздела являются:

- Рассчитать потребность в оборотных, основных и трудовых ресурсах;
- Составить смету затрат.
- Определить интегральный показатель финансовой эффективности

4.1 Планирование работ для капитального ремонта резервуара

Представим расчёт трудоёмкости капитального ремонта резервуара в таблице 14

Таблица 14 - Строительно-монтажные работы

п/п	Наименование работ	Трудоёмкость работ, чел./час
1	Площадки для обследования под задвижки, патрубки	15
2	Электросиловое оборудование	17
3	Узел стыковки с пожарной техникой	28
4	Колодец с пожарным гидрантом	29
5	Планирование территории	36
6	Инженерно-геологические изыскания	48
7	Проектно-сметная документация	72
8	Наружные пожарные сети	89
9	Монтаж (ПРУ)	106
10	Ремонт (стенки резервуара, днища)	204
11	Реконструкция шахтной лестницы	72

Таблица 15 - Профессионально-квалификационный состав работников

п/п	Наименование профессии	Количество
1	Автокрановщик	1
2	Бульдозерист	1
3	Водитель автотранспорта	1
4	Водитель-механик ГТТ	2
5	Геодезист	1
6	Инженер генерального плана	4
7	Инженер по изысканиям	2
8	Инженер резервуарного парка	1
9	Мастер участка	1
10	Сварщик	3
11	Слесарь	5
12	Стропальщик	4
13	Экскаваторщик	1
Итого количество сотрудников - 27 работников		

Общая потребность в работниках основного производства - 27 человек.

Исходя из сложности работ по проектированию резервуара, определяется количество смен, необходимых для проведения работ.

$$K_{\text{см}} = \frac{6373 \text{ чел/час}}{8 \frac{\text{час}}{\text{смен}} \cdot 27 \text{ чел.}} = 29 \text{ смен} \quad (20)$$

Далее определяется фонд оплаты труда-общий объем средств предприятия организации, потраченных за конкретный этап времени на:

1. Основное производство;
2. Вспомогательное производство;
3. Инженерно-технический персонал.

Представим расчет затрат на капитальный ремонт резервуара.

Порядок определения фонда оплаты труда производственного персонала производится следующим образом:

1. на основании тарифных ставок (руб./час) рассчитывается тарифный Фонд;

2. определяется премиальный Фонд;
3. базовый оклад;
4. дополнительная зарплата;
5. вычисляется коэффициент района (50%);
6. перечисленные средства и сборы суммируются.

Тарифные ставки, премиальный фонд, оклад из документации организации АО «Газпром добыча Томск» для персонала указаны в таблице 16.

Таблица 16 - Оплата труда производственного персонала

Наименование профессии	Количество	Тарифная ставка, руб/час	Тарифный фонд, руб.	Премия, %	Премия, руб.	Основная ЗП, руб.	Дополнительная ЗП, руб.	Районный коэф, руб.	Фонд ЗП, руб.	ОВФ Руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Основной производственный персонал										
Бульдозерист	1	25,35	18252	85	15514,2	33766,2	2694,7	16882,8	53343,7	16 323,2
Водитель	5	25,35	18252	85	15514,2	33766,2	2694,7	16882,8	266718,5	81 615,8
Инженер	7	29,3	21096	85	17931,6	39027,6	3115,6	19513,8	431594,8	132 068
Крановщик	1	25,35	18252	85	15514,2	33766,2	2694,7	16882,8	53343,7	16 323,2
Сварщик	3	28,25	20340	85	17289	37629	2303,7	18814,5	176241,6	53 929,9
Слесарь	5	26,15	18828	85	16003,8	34831,8	2779,9	17415,9	275138	84 192,2
Экскаваторщик	1	27,58	19857,6	85	16879	36736,6	2832,3	18368,3	57937,2	17 728,8
Итого по основному производственному персоналу-1314317,5										
Вспомогательный персонал										
Дефектоскопист	1	22,16	15955,2	85	13561,9	29517,1	2361,4	14758,6	46637	14 270,9
Стропальщик	4	24,13	17373,6	85	14767,6	32141,2	2571,3	16070,6	203132,4	62 158,5
Итого по вспомогательному производственному персоналу – 249769,4										
Итого по основному и вспомогательному персоналу - 1564086,9										
Итого отчисление во внебюджетные фонды : 478 610,6										
Общие расходы на ЗП										

Рассчитаем сумму отчислений во внебюджетные фонды:

$$\text{Очис. во внебюдж. фонды} = \text{ЗП} * \frac{\text{Сумм.отчис}}{100} + \text{С}_{\text{НЕСЧ}}/100) \quad (21)$$

Сумм.отчис - сумма процентов пенсионного фонда, соц., страхования медицинского страхования,

$\text{С}_{\text{несч}}$ – Страховой тариф на обязательное социальное страхование от несчастных случаев и профессиональных заболеваний с 01.01.2022 г. (Ремонт металлоизделий 33.11, Приказ Минтруда России от 30.12.2016 № 851н (ред. от 10.11.2021), класс 5, тариф 60%. = 0,6 %. Данный страховой тариф учитывается в соответствии с правилами отнесения отраслей (подотраслей) экономики к классу профессионального риска.

Подставив исходные данные из таблицы 16 в формулу (21) получим сумму отчислений во внебюджетные фонды:

$$\text{ОВФ} = 1564086,9 * (30/100 + 0,6/100) = 478\,610,6 \text{ руб.}$$

Затраты определяются исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Нормы амортизации для техники выбираем согласно Приказ Минфина России от 17.09.2020 N 204н "Об утверждении Федеральных стандартов бухгалтерского учета ФСБУ 6/2020 "Основные средства" и ФСБУ 26/2020 "Капитальные вложения" (Зарегистрировано в Минюсте России 15.10.2020 N 60399). Выбираем значения норм в процентах в зависимости от объема разработки. Расчет амортизационных отчислений сведен в таблицу 4.4.

Закупочные стоимости основных и вспомогательных материалов были взяты из сметы затрат на капитальный ремонт резервуара, организации «Газпром добыча Томск».

Таблица 17 - Стоимость основных средств, применяемых на объекте за 2 месяца проектирования (исполнение 1)

Наименование	Кол-во	Стоимость ед., руб	Общая стоимость, руб.	Норма амортизации в год %	Норма амортиз. отчисл. в год, руб.	Норма амортизации в час, руб.	Время работы, час.	Сумма амортизации руб.
А/м «КАМАЗ»	2	2 720 600	5441200	16,6	1 088 240	103,1	720	74 238,8
А/м «МАЗ»	2	1 639 000	3278000	12,5	655 600	46,77	720	33 678
А-кран	1	800 000	800000	25	200 000	22,83	720	16 438,4
Бульдозер	1	2 865 200	2865200	16,6	458 432	52,3	720	37 679,3
Компьютер	3	50 000	150000	40	60 000	6,85	720	4 931,5
Погрузчик диз.	2	600 000	1200000	16,6	199 200	22,74	720	16 372,6
Сварочный аппарат	3	133 900	401700	16,6	66 682,2	7,61	720	5 480,7
Теодолит	2	60 000	120000	14,3	17 160	1,96	720	1 410,4
Шлифмашинка	1	16 528	16528	20	4 463	0,377	720	271,7
Экскаватор	1	2 652 300	2652300	14,3	379 278,9	43,3	720	31 173,6
Итого:								221 675

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		70

Таблица 18 -Стоимость основных средств, применяемых на объекте за 2 месяца проектирования (исполнение 2)

Наименование	Кол-во	Стоимость ед., руб	Общая стоимость, руб.	Норма амортиз-ии в год %	Норма амортиз. отчисл. в год, руб.	Норма амортиза ции в час,	Время работы, час.	Сумма амортиза ции руб.
А/м «Scania»	2	4 500 000	9 000 000	16,6	1 494 000	170,5	720	122 794,5
А/м «MAN»	2	2 540 000	5 080 000	12,5	635 000	72,48	720	52 191,8
А-кран	1	800 000	800 000	25	200 000	22,83	720	16 438,4
Бульдозер	1	2 865 200	2 865 200	16,6	458 432	52,3	720	37 679,3
Компьютер	3	50 000	150 000	40	60 000	6,85	720	4 931,5
Погрузчик диз.	2	600 000	1 200 000	16,6	199 200	22,74	720	16 372,6
Сварочный аппарат	3	133 900	401 700	16,6	66 682,2	7,61	720	5 480,7
Теодолит	2	60 000	120 000	14,3	17 160	1,96	720	1 410,4
Шлифмашинка	1	16 528	16 528	20	4 463	0,377	720	271,7
Экскаватор	1	2 652 300	2 652 300	14,3	379 278,9	43,3	720	31 173,6
Итого								288 744,5

Таблица 19 - Основные материалы, необходимые для конструкции

Наименование	Количество	Стоимость единицы, руб.	Стоимость общая, руб.
Выключатель автоматический АП-50	2 шт.	5000	10000
Заглушка Ду250	2 шт.	2500	5000
Заглушка Ду500	1 шт.	9700	9700
Люк-лаз Ду600	1 шт.	61000	61000
Люк-лаз 900x600	1 шт.	95000	95000
ПРП Ду 250	1 шт.	24800	24800
ПРП Ду 300	1 шт.	22600	22600
Листовая сталь р = 4.0	0,288т	27500	27500
Итого по основным средствам – 255 600 руб.			

Таблица 20 - Вспомогательные материалы, необходимые для конструкции резервуара

Наименование	Количество	Стоимость единицы, руб.	Стоимость общая, руб.
Сварочная проволока 0,8	23 кг	540	12420
Шлиф круги	35 кг	968	33880
Электроды ОК-46	57 кг	198	11286
Итого по вспомогательным материалам – 57 586 руб.			
Итого по основным и вспомогательным материалам — 313 186 руб.			

Составим смету затрат на капитальный ремонт резервуара.

Таблица 21- Смета затрат на РВС

Наименование показателя	Исполнение 1	Исполнение 2
Амортизационные отчисления основных средств, руб.	221 675	288 744,5
Зарплата, руб.	2 042 697,6	2 042 697,6
Затраты на материалы, руб.	313 186,0	313 186,0
Итого	2 577 558,6	2 644 628,1

4.2. Определение финансовой эффективности исследования

Определим интегральный показатель финансовый эффективности:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (22)$$

Где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель ремонта;

Φ_{pi} – общая стоимость, потраченная на ремонт (исполнения 1);

Φ_{max} – максимальная стоимость, потраченная на ремонт (исполнения 2).

Подставим значения из таблицы 21 в формулу и определим интегральный показатель финансовой эффективности:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{2\,577\,558,6}{2\,644\,628,1} = 0,974$$

Исходя из расчетов можно сделать вывод, что исполнение 1 привело к удешевлению капитального ремонта резервуара, чем исполнение 2.

Общая себестоимость капитального ремонта составило 2 577 558,6 руб.. Капитальный ремонт предотвратил строительство нового резервуара, типа РВС-2000 м3, что позволило избежать затрат, связанных с его строительством, 8 509 040 руб. [39].

Произведем расчет амортизации резервуара, после капитального ремонта, линейным способом.

Согласно Постановления Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. От 28.04.2018) «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы», «Резервуары» относится к пятой амортизационной группе (имущество со сроком полезного использования свыше от 7 до 10 лет включительно); код ОКОФ – 220.25.29.11.120. Норма амортизации составляет 30% в год.

$$C_{п} = 2\,612\,971,1 \text{ руб.}$$

Рассчитаем размер амортизационных отчислений за 1 год использования. Размер амортизационных отчислений за первый год вычислим линейным методом.

$$A_{г} = \frac{C_{п} \cdot N_{А}}{100\%} = \frac{2\,577\,558,6 \cdot 30}{100} = 773\,267,6 \text{ руб.} \quad (23)$$

где $C_{п}$ – первоначальная стоимость данного вида основных средств, руб; $N_{А}$ – норма амортизационных отчислений, %.

Таким образом, экономическая эффективность работы при ремонте резервуара заключается в том, что объём трудозатрат меньше, чем при строительстве нового резервуара. Экономическая выгода при капитальном ремонте составила 5 931 485,4 руб.

На ремонт резервуара было потрачено 2 месяца, на постройку нового могло быть потрачено около 4 месяцев работы, что могло привести к экономическим потерям и не стабильности производства.

5. Социальная ответственность

Резервуар РВС-2000 м³ технологический №1 установлен на УПН Казанского месторождения Томской области.

Резервуар вертикальный стальной РВС-2000 №1 предназначен для разделения нефти от воды, дополнительного обессоливания и обезвоживания нефти, путем прохода нефти через водяную подушку, распределения товарной нефти в товарный резервуар и дальнейшей откачки на Северо-Останинское месторождение.

УПН находится в Парабельском районе, в Томской области. В 325 километрах от данного месторождения находится областной центр – город Томск., в целом резко-континентальный и характеризуется продолжительной суровой зимой и сильными повсеместными метелями. Основная часть территории сильно заболочена. Вся территория УПН находится за ограждением, обозначена предупредительными и запрещающими знаками, на территории УПН имеется ливневая канализация, благоустройство и озеленение.

УПН имеет в своем составе ряд обезвоживающих и обессоливающих установок, блоки реагентного и метального хозяйства, станцию насосной перекачки нефти, узлы учета газа и нефти, резервуары вертикальные стальные типа РВС-2000 (6 шт.), технологические трубопроводы установка может эксплуатироваться при температуре окружающего воздуха от -55 °С до +40 °С.

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

					<i>Организация проведения ремонтных работ резервуара вертикального стального типа РВС-2000 кубических метров на примере объекта Томской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Саеранский МА			Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.					74	109
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 3-2Б8СА		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Таблица 22 - 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. [13] СНиП 41-01-2003 [14] ГОСТ 12.1.005-88. [15] ГОСТ 12.1.007-76 [16] ГОСТ 12.1.008-76 [17] ГОСТ 12.1.038-82 [18] ГОСТ 12.1.010-76 [19] ГОСТ 12.1.035-81 [20] СНиП 41-01-2003 [21]

5.2. 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.

5.3 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.

5.3.1 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.

В таблице 23 отображены допустимые уровни шума согласно ГОСТ 12.1.003-83. [36]

Таблица 23 - Предельно-допустимый уровень шума на рабочем месте

Вид трудовой деятельности	Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
Работа по выработке концепций, новых программ; творчество; преподавание	40
Труд высших производственных руководителей, связанных с контролем группы людей, выполняющих преимущественно умственную работу	50
Высококвалифицированная умственная работа, требующая сосредоточенности; труд, связанный исключительно с разговорами по средствам связи	55
Умственная работа, выполняемая с часто получаемыми указаниями и акустическими сигналами; работа, требующая постоянного* слухового контроля; высокоточная категория зрительных работ**	60
Умственная работа, по точному графику с инструкцией (операторская) точная категория зрительных работ	65
Физическая работа, связанная с точностью, сосредоточенностью Или периодическим слуховым контролем	80

Средства защиты.

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

К коллективным методам защиты относятся:

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 [36].

5.3.2. 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 [37]:

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

Источниками искусственного освещения преимущественно устанавливаются осветительные приборы с цветовой корреляцией температур от

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

2400°K до 6800°K. Светодиодные лампы наиболее предпочтительны в современных условиях. При необходимости корректировки локального освещения, при недостаточности общего, могут быть использованы дополнительные индивидуальные приборы освещения.

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. КЕО в зонах устойчивого снежного покрова должно составлять 1.2%, на других территориях 1,5%.

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.

5.3.3 Отклонения в показателях микроклимата

Согласно данным, приведенным в таблице 24, взятых из источника [32], климат Томской области Парабельского района является резко-континентальным и характеризуется продолжительной суровой зимой и

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

сильными повсеместными метелями. Основная часть территории сильно заболочена, влажность воздуха высокая.

Таблица 24 - Краткая климатическая характеристика

Температура наружного воздуха					Район по скоростному напору ветра	Район по толщине стенки гололёда
среднегодовая (– минус), °С	абсолютная минимальная, °С	среднемесячная температура воздуха в январе, °С	абсолютный максимум, °С	Среднемесячная температура воздуха в июле, °С		
Минус 3,1÷ плюс 1,0	Минус 55	Минус 22	Плюс 34	Плюс 16,9	II (давление ветра 30 кгс/м ²)	II (нормативная толщина стенки гололёда 5 мм)

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

Для отопления и отдыха работников в зоне производства строительномонтажных 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

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

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 25.

Таблица 25 – Оптимальное время пребывания на рабочих местах при температуре воздуха выше допустимых величин.

Температура воздуха на рабочем месте, °С	Время пребывания, не более при категориях работ, ч		
	Ia – Ib	Pa – Pb	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

Время непрерывного пребывания на рабочем месте, указанное в табл. 5.5, для лиц, не адаптированных к микроклимату отопление (вновь принятых,

временно прервал работу из-за отпуска, болезни и т. д.), сокращается на 5 минут, а продолжительность отдыха увеличивается на 5 минут [25].

5.3.4. Электрическая дуга и искры при сварке

На установке подготовки нефти 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.

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

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 [38].

5.3.5. Молниезащита сооружений

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

В РФ установку молниезащиты регламентирует «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» СО 153-34.21.122-2003 [40]

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 строжневые молниеотводы.

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

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

5.3.6. 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 26 указаны предельно допустимые концентрации вредных веществ на производстве, данная таблица была взята из «Инструкции безопасного проведения газоопасных работ ИБ-47» АО «Газпром добыча Томск».

Таблица 26 - 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 (ПДБК) - это концентрации взрывоопасных и вредных веществ в воздухе рабочей зоны, выше которых запрещено проведение огневых работ.

ПДБК 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:

- 1) полная автоматизация и роботизация 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. [25].

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

5.3.7. 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[41] и быть оснащены средствами пожаротушения по ГОСТ 12.4.009-83[42].

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

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.

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

Помещение должно быть оснащено порошковым ОП-3 и углекислым ОУ-3 огнетушителями.

С работником должны регулярно проводиться инструктажи по пожарной безопасности.

5.3.8 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.

[22,23]

Учитывать влияние вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия при реконструкции резервуары на УПН в таблице 27.

Таблица 27 – 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.

Продолжение таблицы 27.

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 водоохранных и санитарно-защитных зонах водотоков и водозаборов [43].

5.3.9. 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;

- 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;

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

- 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
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

Заключение

Таким образом в ходе выполнения выпускной квалификационной работы был произведен обзор литературных источников, рассмотрена организация ремонтных работ резервуара, выбраны и подробно рассмотрены методы ремонта частей конструкции и оборудования резервуара. Для выбранного резервуара был произведен расчет номинальных значений толщин стенок поясов.

На основании полученных данных была проведена проверка условия прочности для каждого пояса резервуара, в результате чего был сделан вывод о том, что прочность резервуара обеспечена.

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

Было выбрано оборудование для ремонта данного резервуара.

Исходя из требований по охране труда, промышленной безопасности, охране окружающей среды, пожарной безопасности при эксплуатации резервуаров можно сделать выводы об экологических аспектах ремонта резервуаров.

Почти каждый из существующих РВС представляет высокий риск для персонала и окружающей среды.

Аварии крупных стальных резервуаров, сопровождающиеся разливом огромного количества жидкости, могут привести к катастрофическим последствиям с человеческими жертвами, нарушениям нормальной эксплуатации, а также значительному загрязнению окружающей среды.

Поэтому резервуары являются чрезвычайно ответственными объектами, обеспечение их высокой надежности при проектировании и строительстве и в условиях безаварийной эксплуатации является актуальной задачей, решение которой имеет большое экономическое значение.

					Организация проведения ремонтных работ резервуара вертикального стального типа РВС-2000 кубических метров на примере объекта			
					Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Саеванский МА				Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев А.Л.						90	109
Консульт.								
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							
						ТПУ гр. 3-2Б8СА		

Список используемой литературы и источников

1. Мансурова С.М. Оценка напряженно-деформированного состояния стального цилиндрического резервуара с учетом эксплуатационных нагрузок / С.М. Мансурова, Р.Р. Тляшева, А.В. Ивакин, Г.А. Шайзаков, А.С. Байрамгулов // Нефтегазовое дело: электронный научный журнал. – 2014. – №1. – С. 329–344.
2. ГОСТ Р 52910-2008. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия. М.: Стандартинформ, 2008. 56 с.
3. РД-153-112-017-97 Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров.
4. РД-23.020.00-КТН-018-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Резервуары стальные вертикальные для хранения нефти и нефтепродуктов объемом 1000-50000 м³. Нормы проектирования.
5. РД-23.020.00-КТН-283-09 Правила ремонта и реконструкции резервуаров для хранения нефти объемом 1000–50000 куб.м.
6. ОР-23.020.00-КТН-278-09 Регламент вывода из эксплуатации, проведение диагностики, капитального ремонта (реконструкции) резервуара и ввода в эксплуатацию.
7. Gusev G. N. Evaluation of the stress-strain state in steel oil storage tanks with a complex history of defect formation in load-bearing wall structures / G. N. Gusev, A. V. Makkaveev, I. N. Shardakov // AIP Conference Proceedings. – 19 December 2018, Volume 2053.
8. Šapalas A. Behaviour of vertical cylindrical tank with local wall imperfections / A. Šapalas, G. Šaučiuvėnas, K. Rasiulis, M. Griškevičius, T. Gečys // Journal of Civil Engineering and Management. – Volume 25, Issue 3, 2019, Pages 287–296.

					Организация проведения ремонтных работ резервуара вертикального стального типа РВС-2000 кубических метров на примере объекта Томской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Савранский МА			Список используемой литературы и источников	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					91	109
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б8СА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

9. Tarasenko A. Stress-strain state of the pipe-tank system under tank bottom settlement / A. Tarasenko, P. Chepur, A. Gruchenkova // Journal of Physics: Conference Series. – Volume 1145, Issue 1, 9 January 2019, Article number 012005.

10. Алиев М.М. Диагностика технического состояния вертикального стального резервуара РВС-3000 и заключение по его результатам / М.М.Алиев, А.Г. Асмалов, Р.Р. Давудов, М.М. Муртазалиев, Х.Ш. Шамилов // Вестник молодого ученого УГНТУ. –2015. – № 4(4). – с. 73–75.

11. Федосов А.М. Диагностирование вертикальных стальных резервуаров как элемент повышения безопасности эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли / А.М. Федосов, Н.Х. Абдрахманов, Н.В. Вадулина, Д.Ф. Хафизова, К.Н. Абдрахманова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – № 12 (330). – с. 75–81.

12. Гималетдинов Г.М. Капитальный ремонт вертикальных стальных и железобетонных резервуаров для хранения нефти: Учебное пособие. – Уфа: Монография, 2010. 368 с.

13. Гималетдинов Г.М. Очистка и диагностика резервуаров для нефти и нефтепродуктов: Учебное пособие. – Уфа: Монография, 2011. 296 с.

14. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф., Коршак А.А., Шаммазов А.М. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: Учебное пособие для ВУЗов. – Уфа: ООО «ДизайноПолиграфСервис», 2002. 658 с.

15. Александров В.Н. Работоспособность стальных резервуаров большой вместимости в системе трубопроводного транспорта нефти: дис. ... канд. техн. наук. Уфа, 2001. 157 с.

17. Плешаков А.В. Анализ существующих средств сокращения потерь от испарений в резервуарах / А.В. Плешаков // Научный электронный журнал Меридиан. –2019. – № 10 (28). – с. 150–152. Плешаков А.В. О способах снижения потерь нефтепродуктов от испарения в резервуарах и их эффективности / А.В. Плешаков // Modern Science. –2019. – № 11-4. – с. 256–261.

					Список используемой литературы	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

18. Рябинин В.П. Некоторые проблемы эксплуатационной надежности вертикальных стальных цилиндрических резервуаров с понтонами с учетом налипаемости хранимого продукта / В.П. Рябинин, И.Э. Лукьянова // Нефтегазовое дело. –2006. – № 17. – с. 84–97.

19. Буренин В.А. Прогнозирование индивидуального остаточного ресурса стальных вертикальных резервуаров: дис. ... д-ра. техн. наук. Уфа, 2001. 294 с.

20. Лапшин А.А., Колесов А.И., Агеева М.А. Конструирование и расчет вертикальных цилиндрических резервуаров низкого давления: Учебное пособие. – Нижний Новгород: ННГАСУ, 2009. 121с.

21. Ведрученко В.Р. О проектировании оптимальных цилиндрических резервуаров для нефтепродуктов промышленных котельных и других потребителей жидкого топлива / В.Р. Ведрученко, Н.В. Жданов, Е.С. Лазарев // Омский научный вестник. – 2013. – № 3(123). – с. 170–174.

22. Васильев А.В. Опыт проектирования, сооружения и эксплуатации резервуаров / А.В. Васильев // Химическая техника. – 2011. – № 11. – с. 32– 64.

23. СП 131.13330.2020 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах.

24. ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия

25. РД-16.01-60.30.00-КТН-062-1-05 «Руководство по ремонту железобетонных и стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 куб. 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»

26. РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04 «Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1 000 - 50 000 куб.

					Список используемой литературы	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

м».

27. Аварии и надежность стальных резервуаров. / Розенштейн И.М. – М.: Недра, 1995. – 253с.

28. ГОСТ Р 22.0.02-2016 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения».

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

30. СП 131.13330.2020 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах.

31. Трубопроводный транспорт нефти/С.М. Вайншток, Т77 В.В. Новосёлов, А.Д. Проходов, А.М. Шамазов и др.; Под ред. С.М. Вайнштока: Учеб. для вузов: В 2 т. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – Т.2. – 621с.:ил.

32. РД-23.020.00-КТН-018-14 «Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов объемом 1000–50000 куб.м»

33. Федеральный закон от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».

34. СП 16.13330.2017 Стальные конструкции.

35. СП 20.13330.2016 Нагрузки и воздействия.

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

37. СНиП 41-01-2003, Строительные нормы и правила Российской Федерации. Отопление, вентиляция и кондиционирование

38. ГОСТ 12.1.035-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование для дуговой и контактной электросварки.

39. Допустимые уровни шума и методы измерений РД 153-39.4-078-01 Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз

					Список используемой литературы	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

40. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций СО 153-34.21.122-200

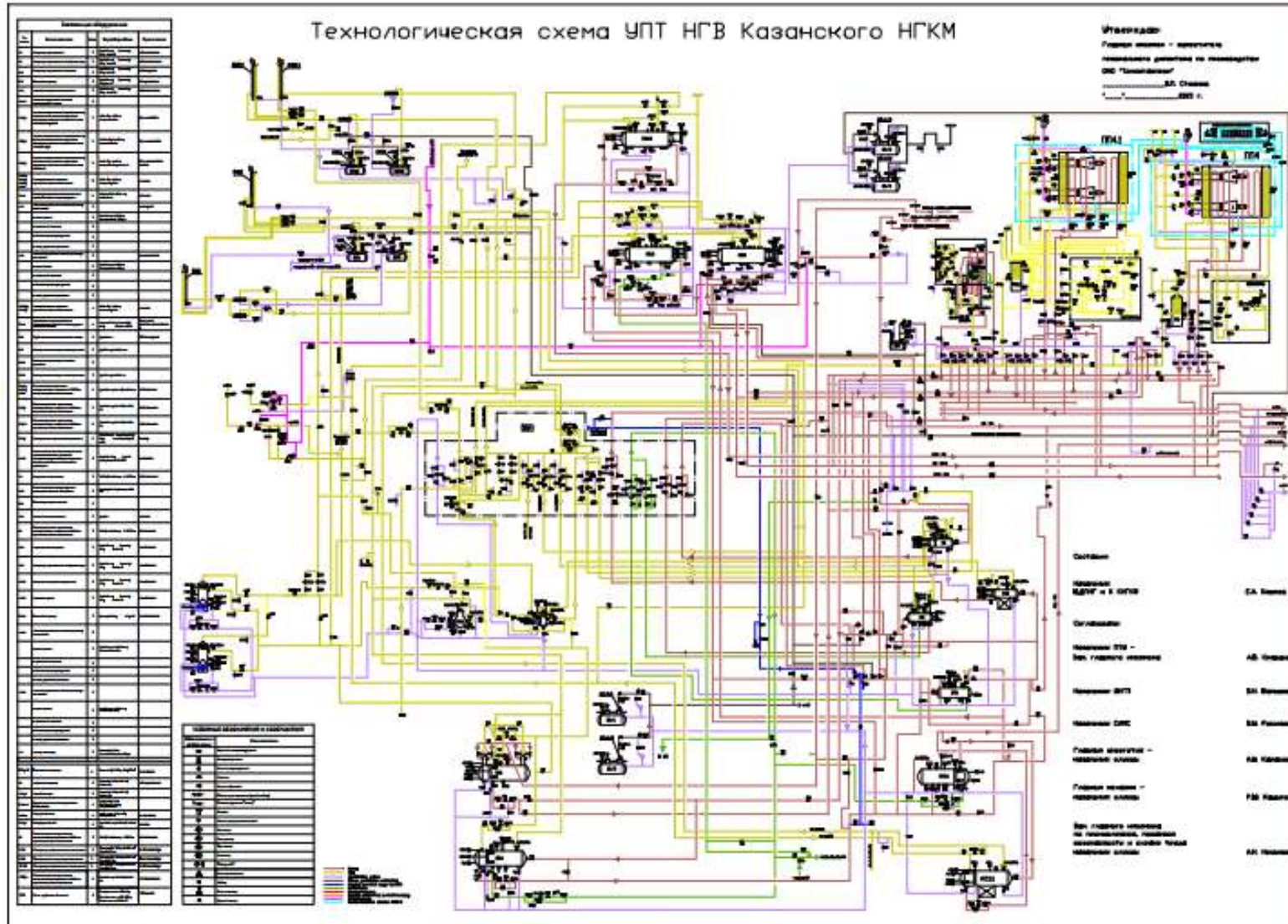
41. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

42. Государственный стандарт СССР ГОСТ 12.4.009-83 Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание

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

					Список используемой литературы	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение А «Технологическая схема УПН ч. №1»



Приложение Б «Технологическая схема УПН ч. №2»

