

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-5000 кубических метров на примере площадки нефтебазы Якутской

УДК 622.692.23-025.71-034.14-049.32

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Шилова Дарья Александровна		

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 ОСГН	Криницына З.В.	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

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

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и профессиональной деятельности безопасные условия в профессиональной деятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные

ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать заданные режимы эксплуатации нефтегазотранспортного оборудования и контролировать выполнение производственных показателей процессов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
ПК(У)-6	Способен проводить планово-предупредительные, локализационно-ликвидационные и аварийно-восстановительные работы линейной части магистральных газонефтепроводов и перекачивающих станций
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические основы и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности работы объектов трубопроводного транспорта углеводородов

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР

(Подпись) _____ (Дата) Брусник О.В.
(Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8А	Шиловой Дарье Александровне

Тема работы:

Организация проведения ремонтных работ резервуара вертикального стального типа РВС-5000 кубических метров на примере площадки нефтебазы Якутской	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2022 г. № 39-43/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Рассмотреть технологию проведения работ по обслуживанию и эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС-5000 кубических метров на примере площадки нефтебазы Якутской. Высота цилиндрической части – 11809 мм. Диаметр – 22631 мм. Давление – гидростатическое (налив).
---------------------------------	---

	<p>Температура хранения среды – температура окружающей среды (-45 °С - +35 °С).</p> <p>Вид хранимого продукта – светлые нефтепродукты (топливо ТС-1).</p> <p>Предельная высота разлива – 11450 мм.</p> <p>Толщина всех поясов - 10,0 мм.</p> <p>Толщина листов центральной части - 7,0 мм.</p> <p>Толщина окрайки – 9,0 мм.</p> <p>Толщина листов кровли – 4,0 мм.</p> <p>Данные о корпусе, днище и кровле – сталь марки 09Г2С.</p>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Аналитический обзор климата и конструктивных особенностей резервуара РВС-5000 кубических метров; 2. Выполнение анализа нормативно-технической базы, в области обслуживания и эксплуатации резервуаров; 3. Обзор методов диагностики резервуара, методов неразрушающего контроля; 4. Обзор дефектов резервуара и причин их возникновения; 5. Проверка толщины стенки резервуара на устойчивость, расчет на прочность листовых конструкций, оценка остаточного ресурса.
Перечень графического материала	<ul style="list-style-type: none"> - Рисунки; - Таблицы
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Креницына Зоя Васильевна Доцент (ОСГН, ШБИП), к.т.н.
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович Старший преподаватель
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	28.01.2022 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Саруев А.Л.	к.т.н., доцент		28.01.2022 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Шилова Д.А.		28.01.2022 г.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСО-
СБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8А	Шиловой Дарье Александровне

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

Организация проведения ремонтных работ резервуара вертикального стального типа РВС-5000 кубических метров на примере площадки нефтебазы Якутской

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<i>В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.</i>
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочникам Единых норм времени (ЕНВ) и др.</i>
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	<i>Отчисления по страховым выплатам в соответствии с Налоговым кодексом РФ (НК РФ-15) от 16.06.98, а также Трудовым кодексом РФ от 21.12.2011г. Ставка налога на прибыль 20 %; Налог на добавленную стоимость 20%; Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30%.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	<i>Расчет затрат и финансового результата реализации проекта</i>
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	<i>График выполнения работ</i>
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	<i>Расчет экономической эффективности проведения капитального ремонта</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления
2. Линейный календарный график выполнения работ
3. Затраты на проведение капитального ремонта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	__._.2022
--	-----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына З.В.	к.т.н., доцент		__._.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Шилова Д.А.		__._.2022

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8А	Шиловой Дарье Александровне

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

Организация проведения ремонтных работ резервуара вертикального стального типа РВС-5000 кубических метров на примере площадки нефтебазы Якутской	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования.	<i>Объектом исследования является изотермический резервуар вертикальный стальной типа РВС-5000 кубических метров для хранения светлых нефтепродуктов. Объект относится к технологическому сооружению повышенной опасности, требующему особых условий эксплуатации. Выявить вредные и опасные проявления факторов производственной среды, возможности негативного воздействия на компоненты окружающей среды, возможные чрезвычайные ситуации на объекте.</i>
2 Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме.	<i>Привести основные характерные правовые нормы трудового законодательства при проведении капитального ремонта резервуара.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность: 1.1 Анализ потенциально вредных факторов при проведении капитального ремонта резервуара. 1.2 Анализ потенциально опасных факторов при проведении капитального ремонта резервуара.	<i>При проведении капитального ремонта резервуара выявлены следующие виды вредных факторов: – повышенная загазованность воздуха рабочей зоны; – отсутствие или недостаток искусственного и естественного освещения; – повышенный уровень шума; – повышенный уровень электромагнитных излучений; – отклонение показателей микроклимата от заданных норм; – повреждения в результате контакта с насекомыми; – повышенный уровень вибрации. При проведении капитального ремонта резервуара выявлены следующие виды опасных факторов: – оборудование, работающее под давлением; – повышенная температура поверхностей оборудования и обрабатываемых материалов; – опасность физических повреждений; – расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли.</i>
2. Экологическая безопасность:	<i>Источники, оказывающие негативное воздействие на атмосферу, литосферу и гидросферу в процессе проведения капитального ремонта РВС. Меры по снижению выбросов газов в атмосферу, методы утилизации производственных отходов.</i>

3.Безопасность в чрезвычайных ситуациях	<i>В процессе вывода резервуара из эксплуатации возможны ЧС в результате разгерметизации. Чрезвычайные ситуации в процессе проведения капитального ремонта резервуара могут возникнуть по причинам природного характера (гроза, пожар) или по причинам техногенного характера (аварии).</i>
4.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<i>В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют правовые, нормативные, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы.</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	__.__.2022 г.
--	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.			__.__.2022 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Шилова Д.А.		__.__.2022 г.

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Уровень образования бакалавриат
Отделение нефтегазового дела
Период выполнения осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.02.2022	<i>Введение</i>	5
28.02.2022	<i>Обзор литературы</i>	10
06.03.2022	<i>Характеристика объекта исследования</i>	5
18.03.2022	<i>Эксплуатация и обслуживание резервуара вертикального стального</i>	5
25.03.2022	<i>Методы диагностики резервуара</i>	5
05.04.2022	<i>Дефекты резервуара вертикального стального</i>	10
15.04.2022	<i>Проверочные расчеты и оценка остаточного ресурса</i>	15
05.05.2022	<i>Ремонт резервуара вертикального стального</i>	10
04.05.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
14.05.2022	<i>Социальная ответственность</i>	10
24.05.2022	<i>Заключение</i>	5
01.06.2022	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

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

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		28.02.2022

Реферат

Выпускная квалификационная работа 117 с., 22 рис., 21 табл., 27 источник.

Ключевые слова: резервуар, конструкции, техническое диагностирование, вывод из эксплуатации, капитальный ремонт, ремонт металлоконструкций, устранение дефектов, ввод в эксплуатацию, производственная безопасность, вредные и опасные производственные факторы, экологическая безопасность, пожарная и взрывная безопасность, экономическая эффективность.

Объектом исследования является резервуар вертикальный стальной типа РВС-5000 кубических метров площадки нефтебазы Якутской.

Цель работы – разработка мероприятий проведения ремонта резервуара вертикального стального типа РВС-5000 кубических метров площадки нефтебазы Якутской.

В выпускной квалификационной работе были проанализированы климатические особенности площадки нефтебазы Якутской, конструктивные особенности РВС, рассмотрены методы технического диагностирования резервуара, проведен анализ выявленных дефектов, произведены проверочные расчеты на прочность, устойчивость и расчет остаточного ресурса.

В результате выполнения работы разработаны решения различных технических неисправностей, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации.

Область применения: проведение капитального ремонта резервуара вертикального стального типа РВС-5000 кубических метров.

Экономическая эффективность: за счет проведения капитального ремонта продлевается срок службы резервуара, что способствует увеличению его надежности.

					<i>Организация проведения ремонтных работ резервуара вертикального стального типа РВС-5000 кубических метров на примере площадки нефтебазы Якутской</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Шилова Д.А.</i>			Реферат	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					11	117
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А</i>		

Abstract

Graduate qualification work contains 117 p., 22 fig., 21 tabl., 27 sources.

Key words: tank, structures, technical diagnostics, decommissioning, overhaul, repair of metal structures, elimination of defects, commissioning, industrial safety, harmful and dangerous production factors, environmental safety, fire and explosion safety, economic efficiency.

The object of research is a vertical steel tank of the VST type-5000 cubic meters of the Yakut oil depot site.

The aim of the work is to develop measures for the overhaul of the vertical steel tank type VST–5000 cubic meters of the Yakut oil depot site.

In the final qualifying work, the climatic features of the Yakut oil depot site, the design features of the VST were analyzed, the methods of technical diagnostics of the tank were considered, the analysis of the identified defects was carried out, test calculations for strength, stability and calculation of the residual resource were performed.

As a result of the work, solutions have been developed for various technical malfunctions that may occur during the operation.

Scope of application: carrying out major repairs of the vertical steel tank type VST-5000 cubic meters.

Economic efficiency: due to major repairs, the service life of the tank is extended, which contributes to increasing its reliability.

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

Определения, сокращения

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Резервуар: сооружение, предназначенное для приема, накопления и сдачи нефти/нефтепродуктов.

Капитальный ремонт резервуара: комплекс мероприятий по восстановлению технико-эксплуатационных характеристик с заменой или восстановлением элементов конструкций резервуара и оборудования с выводом резервуара из эксплуатации и зачисткой.

Система эксплуатации резервуаров и резервуарных парков: включает использование по назначению, техническое обслуживание, диагностирование, текущий и капитальный ремонт.

Техническое диагностирование (обследование): комплекс работ по определению технического состояния резервуара.

Неразрушающий контроль: проверка, контроль, оценка надёжности, параметров и свойств технических устройств, зданий и сооружений, при которых не должна быть нарушена их пригодность к применению и эксплуатации.

Дефект: каждое отдельное несоответствие параметров (характеристик) резервуара или его элемента требованиям нормативно-технической документации.

Кольцевые напряжения: напряжения, действующие в окружном направлении.

Меридиональное напряжение: напряжения, действующие в направлении образующей стенки резервуара (оси балки).

Опасные условия эксплуатации: обстоятельства, выявленные при эксплуатации резервуарного парка или при проведении обследований резервуара

					Организация проведения ремонтных работ резервуара вертикального стального типа РВС-5000 кубических метров на примере площадки нефтебазы Якутской			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Шилова Д.А.			Определения, сокращения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					13	117
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела		
						Группа 2Б8А		

ров и их оборудования, которые позволяют сделать объективный вывод о возможности возникновения аварий или аварийной утечки.

Сокращения

РВС – резервуар вертикальный стальной;

РП – резервуарный парк;

НПС – нефтеперекачивающие станции;

НПЗ – нефтеперекачивающие заводы;

МН – магистральный нефтепровод;

ПРУ – приемо-раздаточные устройства;

ПСП – приемо-сдаточный пункт;

ПДК – предельно-допустимая концентрация;

НК – неразрушающий контроль;

ВИК – визуальный и измерительный контроль;

УКЗ – ультразвуковой контроль;

УЗТ – ультразвуковая толщинометрия;

РК – радиографический контроль;

МК – магнитный контроль;

АЭ – акустико-эмиссионный контроль;

ЭХЗ – электрохимическая защита;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

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

Оглавление

Введение.....	18
1. Характеристика объекта исследования.....	19
1.1. Инженерно-геологические и климатические условия	19
1.2. Краткая характеристика объекта исследования.....	22
1.2.1. Назначение резервуарных парков	23
1.2.2. Схемы перекачки нефти	24
1.2.3. Планировка резервуарного парка	24
1.3. Оборудование резервуара.....	26
1.3.1. Дыхательная арматура.....	28
1.3.2. Приемо-раздаточные устройства.....	30
1.3.3. Краны сифонные	31
1.3.4. Устройство для размыва донных отложений.....	31
1.3.5. Люки резервуара	33
2. Эксплуатация и обслуживание резервуара.....	35
2.1. Эксплуатация резервуара	35
2.1.1. Критерии эксплуатационной надежности	36
2.2. Обслуживание резервуаров.....	37
3. Методы диагностики резервуара	40
3.1. Визуальный и измерительный контроль	42
3.2. Ультразвуковой контроль	43
3.3. Радиографический контроль	45

					Организация проведения ремонтных работ резервуара вертикального стального типа РВС-5000 кубических мет- ров на примере площадки нефтебазы Якутской		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Шилова Д.А.				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев А.Л.					15	117
Рук-ль ООП	Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		
					Оглавление		

3.4. Капиллярный контроль.....	47
3.5. Магнитный контроль	49
3.6. Акустико-эмиссионный контроль	52
3.7. Обобщенные возможности методов неразрушающего контроля.....	53
4. Дефекты резервуара	56
4.1. Классификация дефектов резервуара.....	56
4.2. Дефекты РВС-5000 м3 «Площадки нефтебазы Якутской»	58
5. Проверочные расчеты и оценка остаточного ресурса.....	63
5.1. Проверка толщины стенки резервуара на устойчивость	64
5.2. Расчет на прочность листовых конструкций	70
5.3. Оценка остаточного ресурса	72
6. Ремонт резервуаров.....	75
6.1. Виды ремонтных программ.....	75
6.2. Классификация методов ремонта	76
6.3. Общие требования к ремонту резервуара.....	79
6.4. Подготовка резервуара к проведению ремонтных работ.....	80
6.5. Ремонт резервуара вертикального стального РВС-5000 м3.....	84
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	85
7.1. Обоснование потребности в материально-технических и трудовых ресурсах.....	86
7.2. Расчет затрат на проведение мероприятий по ремонту РВС-5000 м3	88
7.3. Оценка экономической эффективности мероприятия	93
8. Социальная ответственность	95
8.1. Производственная безопасность.....	95

8.1.1. Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению	96
8.1.2. Анализ опасных производственных факторов мероприятия по их устранению	105
8.2. Экологическая безопасность.....	108
8.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	111
8.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	113
8.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	113
Заключение	114
Список использованной литературы.....	115

Введение

Резервуары являются незаменимыми инженерными сооружениями, которые выполняют не мало важные функции - хранение учет нефти и нефтепродуктов, прием и отпуск.

Металлические резервуары представляют собой надежные сварные металлоконструкции, которые могут работать в тяжелых эксплуатационных условиях. При температурах ниже нуля возникают внутренние напряжения, которые невозможно распределить, что понижает эксплуатационную надежность резервуара, а иногда и приводят его в предельное состояние. В связи с неудовлетворительным состоянием происходят авария и инциденты, сопровождающиеся экономическим и экологическим ущербом. Чтобы этого избежать, эксплуатирующей компании необходимо точно знать состояние как отдельных резервуаров, так и резервуарных парков.

Комплексная диагностика резервуара может своевременно определять дефекты, допущенные при сооружении и в процессе его эксплуатации. Данная процедура включает в себя выполнение комплексных работ по техническому обследованию, проведению и заключению вывода с помощью экспертиз о состоянии резервуара, а также выдачи рекомендаций по дальнейшей эксплуатации и ремонту резервуара.

В выпускной квалификационной работе разрабатываются мероприятия по проведению ремонтных работ вертикального стального резервуара РВС 5000 м³ на примере площадки нефтебазы Якутской. Предлагается решение различных технологических неисправностей, возникающих в процессе эксплуатации.

					<i>Организация проведения ремонтных работ резервуара вертикального стального типа РВС-5000 кубических метров на примере площадки нефтебазы Якутской</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Шилова Д.А.</i>				Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>						18	117
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>					<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А</i>		

1. Характеристика объекта исследования

Объектом исследования является РВС-5000 м³ №87, который эксплуатируется на опасном производственном объекте II класса опасности «Площадка нефтебазы Якутской». Расположен на территории республики Саха (Якутия), п. Жатай.



Рисунок 1.1 - РВС-5000 м³ №87

1.1. Инженерно-геологические и климатические условия

Климатические характеристики района.

Климат района является резко-континентальным, что характеризуется многолетней мерзлотой. Отличается большими различиями между средними зимними и летними температурами. Среднегодовая температура воздуха составляет -10,2 °С, при том, что самым теплым месяц является июль со среднемесячной температурой +18,7 °С, а январь – самый холодный месяц, средняя

					Организация проведения ремонтных работ резервуара вертикального стального типа РВС-5000 кубических метров на примере площадки нефтебазы Якутской			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.					Характеристика объекта исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев А.Л.						19	117
Рук-ль ООП	Брусник О.В.					Отделение нефтегазового дела		
						Группа 2Б8А		

температура которого составляет $-42,7^{\circ}\text{C}$. В зимнее время года в данном районе можно наблюдать такое атмосферное явление, как туман, который бывает влажным, смешанным, но чаще всего кристаллическим. Вес снегового покрова достигает значения 80 кгс/м^2 (согласно СНиП 2.01.07-85).

Геологическое строение.

Территория нефтебазы расположена на левом берегу среднего течения р. Лена на территории Центрально-якутской равнины, характеризуемой плоским рельефом с отметками 87-97 м.

Характеристикой рельефа является многообразие проявлений криогенных процессов. Из основных инженерно-геологических особенностей развиты многолетняя мерзлота и процесс заболачивания. В районе преобладает плохая обнаженность и проходимость, простое геологическое строение.

Пологозалегающие терригенные отложения мезозоя и неогена перекрываются плащом рыхлых четверичных образований.

Температура почвы.

На температуру почвы оказывает влияние большое количество местных факторов таких как рельеф, влажность, структура почвы, степень защищенности растительным покровом летом и снежным зимой.

На поверхности почвы значение температуры стремится к температуре воздуха. Так, среднегодовая температура поверхности почвы 10°C , что выше на $0,3^{\circ}\text{C}$ температуры воздуха, измеряемой на высоте 2 м. Глубина промерзания почвы на территории нефтебазы зимой достигает 4,32 м.

Радиационный баланс.

С апреля по октябрь включительно наблюдаются положительные значения радиационного баланса, что обуславливается тем, что поверхность земли получает гораздо больше тепла, чем отдает. В летний период показатели весьма значительны по причине большой продолжительности светового дня. Суммарная радиация за три летних месяца насчитывает порядка $38-46\text{ ккал/м}^2$, что составляет около 41-49% годовой суммы.

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

С октября по март радиационный баланс имеет отрицательные значения, минимум достигается в декабре.

Сезонные показатели розы ветров представлены на рисунке 1 (СНиП 2.01.01-82).

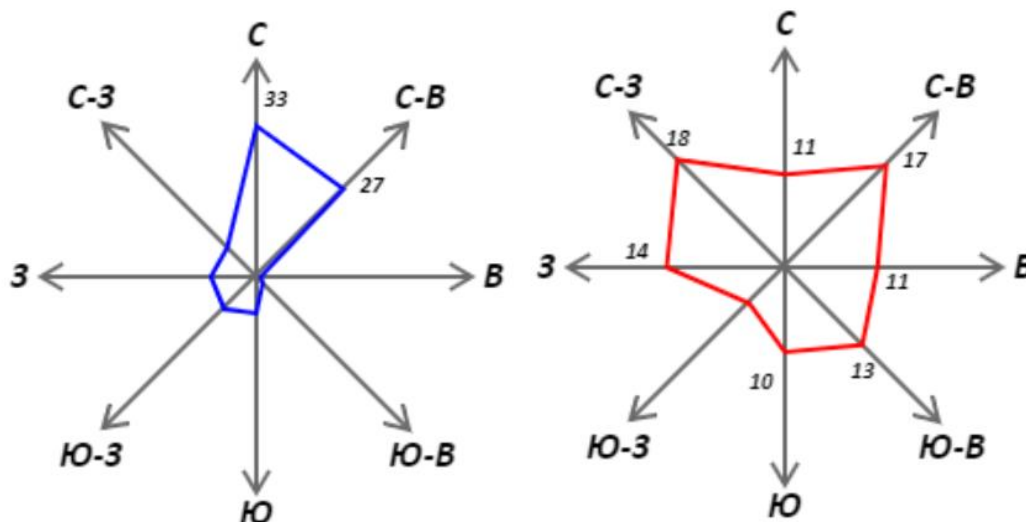


Рисунок 1.2 – Сезонные розы ветров

Влажность воздуха.

Относительная влажность воздуха, а также дефицит влажности необходимы для характеристики увлажнения воздуха.

Абсолютная влажность воздуха меняется точно так же, как и температура воздуха – самые высокие значения наблюдаются летом, при этом в конце осени наименьшие.

Относительная влажность показывает, насколько далек пар от насыщения. Максимальный значения наблюдается в октябре - ноябре 81%, минимальная в июне – 50%. Такие показатели связаны со скачками температур воздуха – с повышением температуры относительная влажность уменьшается.

Среднегодовые данные дефицита влажности составляют примерно 3,0 мБ. В течении года значения изменяются аналогично температурам воздуха таким образом, что с марта начинается увеличение значения дефицита до июля, максимальное значение 7,9 мБ.

Атмосферные осадки.

Режим увлажнения характеризуется выпадением атмосферных осадков,

количество, характер и распределение которых напрямую зависит от атмосферы и орографических условий территории.

В зимний период при температуре ниже -37°C влага в воздухе превращается в мельчайшие кристаллы льда таким образом, что город укрывает пеленой густого ледяного тумана, который с понижением температуры становится более плотным. Среднее значение годовой нормы осадков составляет 280 мм. Кроме того, в районах с резко-континентальным климатом осадки делятся по месяцам, что ощущается как резкий переход от значительных зимних осадков (200-250 мм) к малым летним (21,4-38,4 мм).

Снежный покров.

На климат существенное влияние оказывает снежный покров, мощность которого на данной территории около 30 см, держится примерно 200 дней в году. Первый снег обычно выпадает в октябре, но устойчивый снежный покров образуется только примерно через 14 дней (5 см).

С конца марта под активным воздействием солнечных лучей снег начинает интенсивно таять и испаряться. Сход снежного покрова наблюдается на последней декаде апреля.

1.2. Краткая характеристика объекта исследования

Резервуар вертикальный стальной РВС-5000 м³ №87 находится на территории действующей НПС. Изготовлен Куйбышевским заводом резервуарных металлоконструкций, монтаж строений произведен СМУ-6 «Якуттяжстрой» и ЯМУ-1 тр. «СВХМ» в период с 20 июля по 12 сентября 1971 г. РВС введен в эксплуатацию в 1971 г.

Металлический цилиндр, который изготовлен из стального рулонированного полотнища, является корпусом, состоящим из восьми поясов. Днище сооружено из центральной части и окрайки. Крыша резервуара представляет собой сферическую стационарную кровлю, состоящую из стальных сегментов.

Краткая техническая характеристика:

Номинальный объем – 5000 м³.

					<i>Характеристика объекта исследования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		22

Высота цилиндрической части – 11809 мм.

Диаметр – 22631 мм.

Давление – гидростатическое (налив).

Температура хранения среды – температура окружающей среды (-45 °С - +35 °С).

Вид хранимого продукта – светлые нефтепродукты (топливо ТС-1).

Предельная высота разлива – 11450 мм.

Толщина всех поясов - 8,0 мм.

Толщина листов центральной части - 5,0 мм.

Толщина окрайки – 7,0 мм.

Толщина листов кровли – 2,5 мм.

Данные о корпусе, днище и кровле – сталь марки 09Г2С [3].

1.2.1. Назначение резервуарных парков

Резервуарными парками называют группу резервуаров, которые являются неотъемлемой частью магистрального нефтепровода. Они строятся на головных НПС, промежуточных НПС (в начале технологических участков), в перевалочных пунктах, конечных пунктах (НПЗ) и на приемо-сдаточных пунктах.

Резервуарные парки помогают решать такие типы задач, как:

- Сбор нефти от исполнителей для последующей перекачки на головных НПС, ПСП, а также в местах врезки других трубопроводов;
- Создание резерва нефти для бесперебойной сдачи ее покупателям, а также приема от адресанта во время аварийных и плановых остановках нефтепровода или линейных участках;
- Оперативный учет перекачиваемой нефти и коммерческий учет нефти, принимаемой от исполнителей и поставки потребителям, по резервной схеме;

Возмещение разности расходов на смежных технологических участках, что обеспечивает бескавитационную работу насосов и увеличивает надеж-

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

ность нефтепровода;

- Хранение персональной нефти;
- Компаундирование разных нетей с целью получения более качественной нефти;
- Вынос газоздушных и водяных пробок из магистрального нефтепровода в процессе очистки или после ремонтных работ;
- Подготовка нефти, не соответствующей требованиям ГОСТ Р 51858-2020, путем дренажа и отстоя подтоварной воды.

1.2.2. Схемы перекачки нефти

НПС организуют перекачку нефти 3 способами в соответствии со схемой подключения насосов и резервуаров [3]:

- «С подключенными резервуарами»;
- «Через резервуары»;
- «Из насоса в насос».

В схеме «с подключенными резервуарами» резервуары являются компенсаторами неравномерности подачи нефти предыдущей нефтеперекачивающей станции и откачки на следующую НПС.

Схема перекачки «через резервуары» необходима для учета перекачиваемой нефти для сохранения качества. Во время транспортировки нефть последовательно бежит в один или несколько резервуаров нефтеперекачивающей станции, при этом подача на следующую НПС осуществляется из другого резервуара.

Схема «из насоса в насос» подразумевает отключение промежуточных НПС, которые необходимы только для приема нефти из трубопровода во время аварии или ремонта линейной части.

1.2.3. Планировка резервуарного парка

Планировка резервуарного парка осуществляется согласно требованиям СНиП 2.11.03.

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

Запорные арматуры устанавливать внутрь ограждения резервуарного парка запрещено. Данное требование не касается коренных задвижек на приемо-раздаточных патрубках, а также задвижек систем пожаротушения.

Группа наземных резервуаров необходимо оградить земляным обвалованием, ширина вершины которого не должна быть ниже 0,5 м. Иногда РП отделяются стеной, состоящей из негорючих материалов, рассчитанные на гидростатическое давление разлившейся жидкости. Такие сооружения должны быть чуть выше уровня расчетного объема разлившейся жидкости (0,2 м). Для резервуаров с номинальным объемом менее 10000 м³, а также 10000 м³ и более, значения высот необходимы быть не менее 1 м и 1,5 м соответственно.

Так, резервуарный парк площадки нефтебазы Якутской оборудован железобетонным ограждением высотой до 2 м.

Промежуток между стенками резервуаров подошвы внутренних откосов ограждающих стен или обвалования резервуаров объемом менее 1000 м³ в соответствии необходимо принимать не менее 3 м, а для 10000 м³ и более – 6 м согласно нормативной документации.

Необходимо оборудовать заездами внутрь обвалования наземные резервуары, размещенные более, чем в один ряд, для пожарной техники в случае, если подачу огнетушащих средств произвести невозможно.

Для отдельно стоящих резервуарах на разных сторонах обвалования необходимо предусматривать две лестницы с шириной 0,7 м, для резервуарного парка – четыре. Целью такого решения является переход через ограждающую стенку, а также подъем на обсыпку резервуаров.

Пешеходные дорожки должны быть предусмотрены между переходными площадками и лестницами резервуаров. Тротуары необходимо класть из твердых материалов шириной не менее 0,75 м.

Из резервуарного парка воды, которые образуются в период ливневых дождей и таяния снега, сточные воды, стекающие при сборе подтоварной воды

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

и воды, помогающие тушить при пожаре, как правило, отводятся в производственную канализацию.

Правильная планировка РП помогает удобно оперативно-технологически обслужить резервуар, а также своевременно выявлять различные дефекты, что может предупредить возможные потери нефти в результате утечки и испарения [3].

1.3. Оборудование резервуара

Резервуар РВС-5000 м³ представляет собой стальные конструкции цилиндрической формы с плоским днищем и стационарной крышей.

Стенка резервуара состоит из одного полотнища.

Фундамент резервуара изготовлен из песчаного грунта и гидрофобного слоя. Резервуар является конструктивно устойчивым. Установка анкерных креплений не требуется.

Днище резервуара состоит из восьми краевых листов и двух рулонизируемых полотнищ.

Стенка резервуара состоит из одного полотнища, состоящим из восьми поясов.

Крыша резервуара представляет собой самонесущую коническую щитовую конструкцию, состоящую из радиальных щитов, центрального щита, кольцевых элементов каркаса и карт листового настила.

Для обслуживания оборудования на крыше предусмотрена площадка с ограждением. Для покрытия площадок применяется сварной решетчатый настил. Для доступа к площадке на крыше предусмотрена шахтная лестница с ограждением [4].

					Характеристика объекта исследования	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

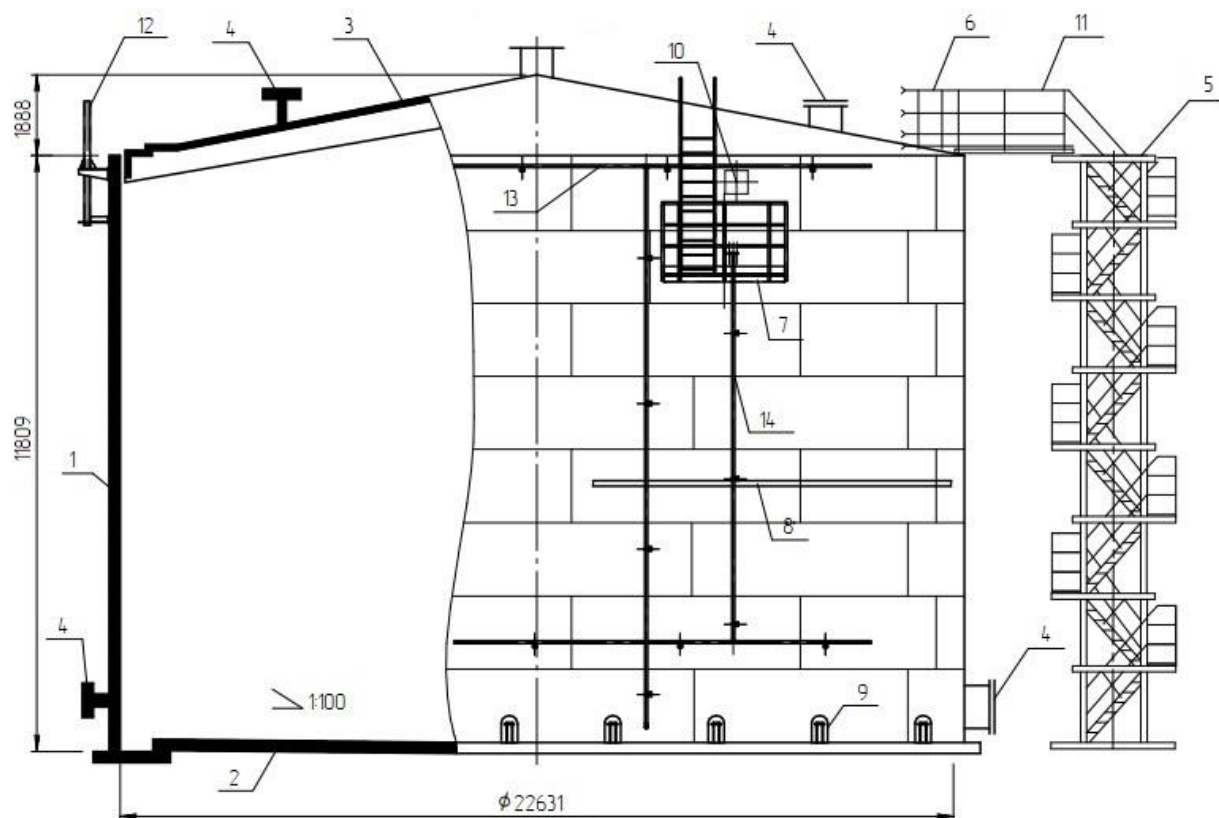


Рисунок 1.3 – Технологическая схема РВС-5000 м³

Конструктивные элементы резервуара [2]:

1. Стенка
2. Днище
3. Крыша
4. Люки и патрубки в стенке и крыше
5. Шахтная лестница
6. Кольцевая площадка на крыше
7. Площадка пеногенераторов
8. Кольцо жесткости
9. Анкерные крепления
10. Крепление пеногенераторов
11. Переходная площадка с шахтной лестницы
12. Конструкции молниезащиты
13. Система трубопроводов орошения с кронштейнами
14. Система трубопроводов пенотушения с кронштейнами.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Каталог оборудования, который устанавливается на резервуарах типа РВС-5000 м³, представлен в таблице.

Таблица 1 – Наличие оборудования на резервуаре

Наименование оборудования	Наличие
Дыхательный клапан	+
Предохранительный клапан	+
Вентиляционный патрубок	+
Огневой предохранитель	+
Газоуравнительная система	+
Приемо-раздаточный патрубок с хлопушкой	+
Приемо-раздаточное устройство с поворотной заслонкой	+
Компенсирующая система приемо-раздаточных патрубков	+
Пробоотборник	+
Водоспуск	+
Кран сифоновый	+
Система размыва донных отложений	+
Шахтная лестница	+
Замерный люк	+
Световой люк	+
Уровнемер	+
Датчики температуры нефти	+
Сигнализатор аварийного уровня	+
Система молниезащиты	+
Система защитного заземления	+
Система защиты от коррозии	+
Система пожаротушения	+
Система орошения	+

1.3.1. Дыхательная арматура

Дыхательные клапаны, предохранительные клапаны, огневые предохранители и вентиляционные патрубки являются частью дыхательной арматуры.

Дыхательные клапаны (рис. 1.4) – это неотъемлемая часть РВС, которая обеспечивает взрывобезопасную эксплуатацию и обслуживание резервуара.



Рисунок 1.4 – Клапан дыхательный

Основной функцией является контроль давления в вакууме или в газовом пространстве резервуара. Кроме того, клапаны выполняют ряд следующих задач:

- поддержание герметичности;
- снижение потерь при испарении;
- уменьшение загрязнения окружающей среды;
- предупреждение попадания песка и прочих частиц;
- предотвращение смешения верхних менее насыщенных слоев с нижними.

С учетом максимальной подачи нефти в резервуар, исходя из температурного расширения паровоздушной смеси, определяется пропускная способность.

Предохранительный клапан (рис. 1.5) требуется для защиты РВС от деформации при преизбытке допустимого значения давления в резервуаре.



Рисунок 1.5 – Клапан предохранительный

Пропускная способность предохранительных клапанов, установленных на одном РВС, необходима быть не менее пропускной способности дыхательных клапанов.

КПП необходимо настроить на повышение внутреннего давления и вакуума на 5-10% для одновременного срабатывания дыхательного и предохранительного клапана.

Для временной защиты от проникновения внутрь огня при воспламенении газовой смеси снаружи на резервуар под дыхательные и предохранительные клапаны устанавливаются огневые предохранители.

Вентиляционные патрубки (рис. 1.6) необходимы для непрерывного сообщения газового пространства РВС и окружающей среды, а также исключение попадания посторонних предметов внутрь резервуаров.



Рисунок 1.6 – Патрубок вентиляционный

Выбор дыхательной арматуры устанавливается в соответствии с ГОСТ 15150 в зависимости от климатической зоны (по ГОСТ 16350).

1.3.2. Приемо-раздаточные устройства

Приемо-раздаточные устройства резервуара (рис. 1.6) представляет собой трубу, соединенную одним концом к приемо-раздаточному патрубку на стене РВС, другой конец имеет вид заглушки, внизу которой есть отверстие для истечения жидкости. Предназначен для залива и слива нефти в резервуар.

Для предупреждения утечки нефти из РВС в случае выхода из строя

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

трубопроводов и запорной арматуры на резервуар устанавливаются хлопушки и заслонки.

Приемо-раздаточный патрубок предусматривает наличие компенсирующие системы, необходимых для понижения усилий, которые передаются от трубопроводов на РВС.

Помимо этого, резервуары оборудованы средствами отбора проб.

1.3.3. Краны сифонные

Сифонные краны устанавливаются на РВС для слива подтоварной воды.

Сифонный кран необходимо оборудовать кожухом, который защищает от прямого воздействия атмосферных осадков. Корпус сальник оснащен буквами, каждая из которых соответствует положению патрубка: Р – рабочее; Н – нерабочее; П – положение промывки. Риска на патрубке совпадает с буквой на фланце сальника. Кран закрывается после сброса воды, патрубок приходит в нерабочее положение, пробка в корпусе сальника отворачивается, удаляется вода до появления нефти, пробка закрывается, устанавливается кожух.

1.3.4. Устройство для размыва донных отложений

Системой размыва донных отложений (рис. 1.7) называют группу веерных кольцевых отложений, которые обвязаны трубопроводами, подающие к соплам нефть. Она предназначена непосредственно для предотвращения образования и размыва донных отложений, а также устранения скопления и удаления подтоварной воды, которая образуется в следствии поступления влажности в резервуар [5].

Технологический процесс довольно прост: он заключается в периодическом перемешивании нефтепродуктов в резервуаре, чтобы величина донных отложений не превышала 20 мм.

					<i>Характеристика объекта исследования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		31

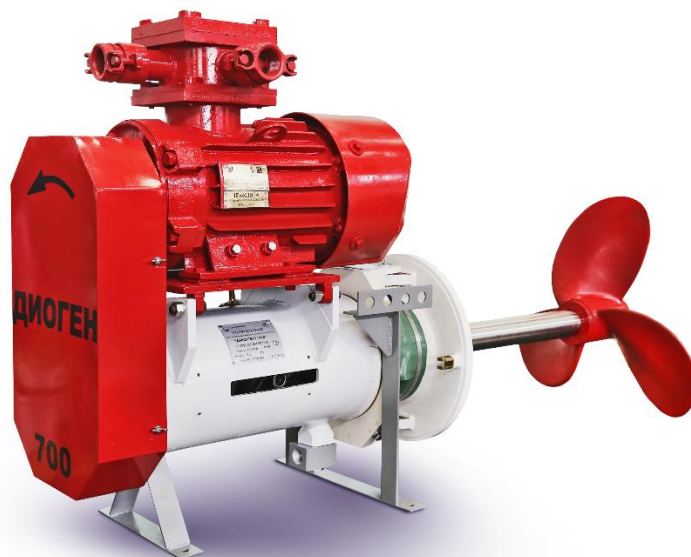


Рисунок 1.7 – Система размыва донных отложений

Управление системой размыва осуществляется не только из операторской, но и по месту с кнопочного управления взрывозащищенного исполнения.

На резервуар устанавливается два вида устройств: плановый и внеочередной.

Плановый размыв необходим для поддержания донных отложений (значение не должно превышать 20 мм).

При достижении и повышении отметки 20 мм используется *внеочередной размыв*, который проводится при подготовительных работах для обеспечения необходимой степени очистки внутренней поверхности РВС перед проведением зачистки со вскрытием для осуществления градуировки, диагностики, капитального ремонта, а также газоопасных или огневых работ в резервуаре.

Чтобы предотвратить ухудшение качества нефтепродуктов во время проведения внеочередного размыва донных отложений, резервуар на время выводится из эксплуатации.

На резервуаре вертикальном стальном типа РВС-5000 м³, расположенном на территории площадки нефтебазы Якутской, используется устройство для размыва донных отложений типа «Диоген 700» [2].

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

1.3.5. Люки резервуара

Замерный, световой люки и люк-лаз также входят в состав оборудования резервуара [3].

Замерный люк (рис. 1.8) необходим для обеспечения доступа для взятия проб нефтепродуктов, а также измерения уровня жидкости в резервуаре.



Рисунок 1.8 – Замерный люк

Световой люк (рис. 1.9) обеспечивает доступ солнечного света в резервуар, а также в процессе ремонта и чистки необходим для его проветривания. Кроме того, он используется для подъема крышки хлопушки при обрыве рабочего троса.



Рисунок 1.9 – Световой люк

Люк-лаз (рис. 1.10) предназначен для обеспечения доступа рабочего персонала при проведении осмотра, профилактических и ремонтных, а также

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

работ по зачистке от донных отложений, так как система размыва устанавливается именно на него.

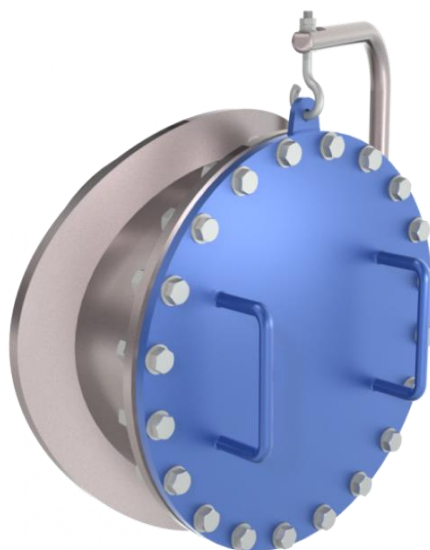


Рисунок 1.10 – Люк-лаз

Резервуары оснащены устройствами измерения температуры, уровня нефтепродуктов (рис. 1.11), автоматическими пожарными извещателями, а также сигнализаторами аварийного максимального и минимального уровней нефти.



Рисунок 1.11 - Уровнемер

Таким образом, крайне важно обеспечивать исправность резервуара и его оборудования. Регулярная проверка герметичности крыши резервуара, а также его компонентов может предотвратить потери нефтепродуктов.

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

2. Эксплуатация и обслуживание резервуара

2.1. Эксплуатация резервуара

Допуск к работе по эксплуатации и обслуживанию РВС имеют право получить лица, достигшие 18-летнего возраста, которые не ограничены к работе по физическому состоянию здоровья, а также при необходимости имеющие квалификационную группу по электробезопасности, прошедшие:

- обязательные предварительные и периодические медосмотры в порядке, установленном Министерством здравоохранения;
- вводный инструктаж;
- инструктажи по пожарной безопасности;
- инструктаж и стажировку на рабочем месте.

Вредные и опасные производственные факторы при эксплуатации резервуара:

- взрывчатые вещества;
- загазованность воздуха в рабочей среде;
- повышенный уровень статического электричества;
- температура воздуха в рабочей среде повышенная или пониженная;
- работа на высоте;
- повышенная или пониженная подвижность воздуха;
- воздействие на организм человека электрического тока;
- высокая или низкая влажность воздуха;
- повреждение вращающимися частями различного типа механизмов;
- травмирование инструментом, находящимся в неисправном состоянии.

					<i>Организация проведения ремонтных работ резервуара вертикального стального типа РВС-5000 кубических метров на примере площадки нефтебазы Якутской</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Шилова Д.А.</i>			Эксплуатация и обслуживание резервуара	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					35	117
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А</i>		

2.1.1. Критерии эксплуатационной надежности

К критериям эксплуатационной надежности резервуара относятся:

- работоспособность РВС – это оценочная характеристика состояния резервуара, которая показывает его способность выполнять свои задачи без нарушений параметров, установленных технической документацией. Для поддержания работоспособности необходимо вовремя проводить диагностику резервуара, а именно выявлять неисправности, что позволяет своевременно выполнять текущий и капитальный ремонт;
- безотказность работы РВС – способность резервуара и его оборудования работать в течении требуемого периода без необходимых остановок в работе. Безотказная работа является количественным показателем надежности (критерий устойчивости, выносливости и прочности);
- ремонтпригодностью элементов РВС называют способность элементов резервуара к нахождению дефектов, а также и ремонта в период обслуживания до наступления отказа.
- долговечность резервуара и его составляющих – состояние РВС и его элементов, при котором он может поддерживать работоспособность до предельных параметров с необходимыми перерывами для технического обслуживания и ремонта. Ресурс или срок службы показывает долговечность РВС.

Факторами надежности и долговечности резервуара называют:

- качественное строительство фундамента и оснований;
- высококачественное заводское изготовление сооружений и соответствующая их транспортировка;
- соблюдение геометрической формы РВС и его конструкций;
- контроль качества строительных и монтажных работ;
- следование графикам текущего и капитального ремонтов;
- неукоснительное следование правил техники безопасности и охраны труда.

					Эксплуатация и обслуживание резервуара	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

Периодическое обследование РВС, а также комплексная дефектоскопия дают возможность вовремя выявить дефекты, допущенные при сооружении и появившиеся в процессе его эксплуатации, что повышает надежность РВС.

2.2. Обслуживание резервуаров

Технологической схемой называют проектный документ, определяющий последовательность операций, соблюдение которых ведет к получению готового продукта [6].

Технологическая схема утверждается главным инженером.

Все данные об изменениях, проведенных в РП, вносятся в технологическую схему, после чего проводится инструктаж с обслуживающим персоналом.

Для снижения потерь нефтепродуктов при хранении и перекачки необходимо выполнять следующие требования:

- полную техническую исправность и герметичность резервуаров;
- поддерживать в исправном эксплуатационном состоянии всё резервуарное оборудование, в том числе задвижки, хлопушки, подъёмные трубы, сифонные краны, стационарные пробоотборники, уровнемеры, люки и др.;
- периодически осуществлять контроль герметичности клапанов, сальников, фланцевых и муфтовых соединений и немедленно устранять обнаруженные пропуски нефтепродуктов;
- не допускать утечки нефти и нефтепродуктов при отпуске подтоварной воды из резервуаров.

Для сокращения потерь от испарения нефти и нефтепродуктов необходимо:

- обеспечить полную герметизацию кровли;
- осуществлять перекачку легкоиспаряющихся нефтей и нефтепродуктов из резервуара в резервуар только при крайней необходимости и по возможности в ночное время.

					Эксплуатация и обслуживание резервуара	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- максимально заполнять резервуар при хранении легкоиспаряющихся нефтепродуктов;
- окрашивать наружную поверхность резервуара лучеотражающими светлыми эмалями и красками.

Для обеспечения эффективной работы газоуравнительной системы необходимо:

- поддерживать полную герметизацию системы;
- регулярно осматривать и подтягивать фланцевые соединения, проверять исправность работы дыхательной арматуры резервуаров;
- систематически спускать конденсат из трубопроводов газовой обвязки в сборник с дальнейшей его откачкой в резервуар;
- утеплять дренажные устройства и предохранять их от снежных заносов в зимнее время.

Скорость наполнения (опорожнения) резервуара не должна превышать суммарной пропускной способности установленных на резервуаре дыхательных, а также предохранительных клапанов или вентиляционных патрубков.

На каждый резервуар должна быть составлена технологическая карта, в которой указывают:

- номер резервуара по технологической схеме;
- вместимость резервуара, м³;
- высоту резервуара, м;
- базовую высоту резервуара, м;
- диаметр резервуара, м;
- максимальный уровень продукта в резервуаре, см;
- минимальный уровень продукта в резервуаре, см;
- тип и число дыхательных клапанов;
- максимальную скорость наполнения и опорожнения резервуара, м³/ч;
- максимально и минимально допустимые высоты уровня при

					<i>Эксплуатация и обслуживание резервуара</i>	<i>Лист</i>
						38
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

включенных подогревателях, см.

При подготовке резервуарных парков к работе в зимних условиях и при температурах ниже 0°С необходимо избавиться от подтоварной воды; проверить и подготовить дыхательную и предохранительную арматуру, огневые предохранители, уровнемеры и сниженные пробоотборники; утеплить дренажные устройства газоуравнительной системы и предохранить их от снежных заносов.

Сифонные краны резервуаров следует промыть хранимым нефтепродуктом, а также повернуть в боковое положение.

Резервуарные парки и отдельно стоящие резервуары, расположенные в зоне возможного затопления в период паводка, должны быть заблаговременно к нему подготовлены; обвалования и ограждения должны быть восстановлены и при необходимости наращены.

Для предотвращения всплытия резервуары во время паводка при невозможности заполнения их нефтепродуктом заливаются водой на расчётную высоту [6].

					Эксплуатация и обслуживание резервуара	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

3. Методы диагностики резервуара

Проведение неразрушающего контроля является важнейшей частью диагностирования резервуаров, так как дает исходную информацию, на основании которой составляется заключение о пригодности резервуара к дальнейшей эксплуатации [4].

Из всех методов НК на резервуарах чаще всего применяются визуальный и измерительный, ультразвуковой, радиографический, капиллярный, магнитный и акустико-эмиссионный контроли.

Полная техническая диагностика резервуара подразумевает комплексный мониторинг с использованием разных видов неразрушающего контроля. Несущие и ограждающие конструкции РВС, а также компоненты вне резервуара периодически необходимо тщательно обследовать.

В обязательном порядке исследуют конструктивные элементы днища, такие как центральная часть, внутренняя и внешняя часть окрайки, стыковые сварные соединения окраечных листов днища с клиновидным зазором, продольные и поперечные сварные швы листов, швы центральной части днища с листами окрайки, шов приварки накладки на днище, сварные швы приварки направляющих к днищу, опорные стойки под трубопроводы и прокладные листы на днище, зумпф зачистки, шов его сварки и шов приварки к днищу.

Для днища используются визуальный и измерительный, ультразвуковой, магнитные контроли. В тех местах, где магнитный контроль показывает дефекты различного типа, проводится ультразвуковая дефектоскопия с применением фазированных антенных решеток. Точно также происходит в случае, если проверка антикоррозионного покрытия особо усиленного типа выявила нарушение диэлектрической сплошности. Вакуумированием дополнительно тестируют на герметичность швы листов и накладок на днище.

					Организация проведения ремонтных работ резервуара вертикального стального типа РВС-5000 кубических мет- ров на примере площадки нефтебазы Якутской			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Шилова Д.А.</i>				Методы диагностики резер- вуара	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>						40	117
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

Обследование стены начинается с геодезических измерений, с помощью которых определяют осадку фундамента, горизонтальность днища и отклонение конструкции от вертикали. Также проверяют пояса, уторные, горизонтальные и вертикальные сварные швы, люки, патрубки, их воротники и сварные швы приварки к стенке и фланцам, приемо-раздаточные парубки, накладки крепления лестниц и кронштейнов, лестницы, лестничные площадки и ограждения, сварные швы сегментов колец жидкости и колец жесткости со стенками, места удаления временных ремонтных элементов пенокамеры, точки подключения электрохимической защиты, молниезащиты и заземления с помощью визуального и измерительного, ультразвукового, радиографического контролей. Для первого пояса дополнительно проводятся механические испытания и анализ химического состава металла.

Особое внимание уделяют стальной крыше и ее компонентам, таким как усиливающие листы, сварные соединения между ними и сварные швы приварки к стенкам, сегменты опорных колец, стыковые сварные соединения балок и конструкций крыши и сварные швы приварки балок к опорному кольцу, настил, его сварные соединения и сварные швы приварки к каркасу, несущие конструкции крыши, центральная опорная стойка, кольцевая площадка на крыше и площадка обслуживания оборудования, накладка и кронштейн для крепления конструкции и элементов РВС, люки и патрубки, сварные швы их приварки к воротникам, дыхательная и предохранительная арматура, точка подключения заземления понтона. Для неразрушающего контроля стальной крыши резервуаров применяют такие методы, как визуальный и измерительный, ультразвуковой контроль. Дополнительно давлением испытывают сварные соединения листов настила, а также проверяют их при помощи вакуумирования.

Неразрушающий контроль актуален для технологических трубопроводов, а также трубопроводов подслоного пожаротушения, размыва донных отложений, промышленно-дождевой канализации, охлаждения и прочих, которые проверяются методами ВИК и УЗТ. УЗК используются для кольцевых

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

сварных соединений.

Полученные результаты заносятся в акты, протоколы, заключения установленной формы по каждому конструктивному элементу резервуара.

3.1. Визуальный и измерительный контроль

Визуальный и измерительный контроль является самым базовым и ключевым методом, позволяющим определить дефекты геометрии несущих и ограждающих конструкций, дефекты элементов металлоконструкций и сварных соединений.

ВИК отличается от других видов границами спектральной области электромагнитного излучения, который необходим для получения информации о резервуаре.

Требования проведения такого контроля представлены в РД 03-606-03 Инструкции по визуальному и измерительному контролю.

Данный вид контроля используется первоначально при обнаружении дефектов, находящихся на поверхности, для решения следующих задач:

- подтверждение соответствия изделий и заготовок стандартам;
- выявление различных дефектов;
- измерение протяженности дефектов, глубины, ширины раскрытия;
- проверка геометрических параметров.

Выполняется с помощью специального набора (линейка, рулетка, лупы, угольник), образцов шероховатости и фонарика. Принципом ВИК является отражение световых лучей от изделия и дефекта.

Главные этапы проведения визуального и измерительного контроля:

1. Изучение документации и определение норм браковки.
2. Вывод резервуара из эксплуатации, сброс давления, дренаж, охлаждение.
3. Осмотр и измерение проверяемых параметров.
4. Анализ результатов, заполнение и подписание акта визуального и

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

измерительного контроля.

Кроме того, различают четыре вида измерений:

Прямое измерение – измерение, значение измеряемой величины которого определяют непосредственно по результатам измерения.

Косвенное измерение – измерение, при котором с помощью пересчетов результатов прямых измерений определяют искомое значение величины.

Контактное измерение – такой вид измерения, при котором поверхность измеряемого объекта механически контактирует с воспринимающим устройством средства измерения.

Бесконтактное измерение – измерение, при котором воспринимающее устройство механически не контактирует с поверхностью исследуемого объекта.

Визуальный и измерительный контроль проводится как до технологических операций, так и после. Данный вид дефектоскопии проводится каждый раз, когда завершается определенный технологический этап, чтобы убедиться, что объект готов к дальнейшим операциям или вводу в эксплуатацию [8].

3.2. Ультразвуковой контроль

Ультразвуковой контроль (рис. 3.1) является высокопроизводительным методом, он обладает низкой стоимостью, возможностью выявления дефектов любой формы, а также возможностью контроля изделий при одностороннем доступе к нему.



Рисунок 3.1 – Ультразвуковой контроль

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

Различают два вида ультразвукового контроля: ультразвуковая дефектоскопия и ультразвуковая толщинометрия [4].

Ультразвуковой дефектоскопией называют метод, который позволяет искать дефекты в объекте исследования путем излучения и принятия ультразвуковых колебаний, отраженных от неисправностей.

Ультразвуковая толщинометрия – метод, который применяют для оценки фактической толщины стенки резервуара.

Ультразвуковой контроль необходим для:

- обнаружения подповерхностных дефектов;
- выявления очаги коррозионного поражения;
- определения неоднородности структуры материалов;
- оценки качества сварных соединений;
- измерения дефектов, их глубины залегания, а также размеров.

Для выполнения ультразвукового контроля необходимы толщинометры и дефектоскопы, а также пьезоэлектрические преобразователи и сканирующие устройства.

К УЗК необходимо подготовиться определенным способом:

- подобрать преобразователь с учетом скорости распространения продольной ультразвуковой волны, частоты, материала призмы, формы проектора и прочих параметров.
- проверить чувствительность, погрешность глубиномера с использованием образцов;
- зачистить поверхность соединения, окалины, брызг металла, краски и иных загрязнений;
- определиться со скоростью сканирования и минимальным условным размером дефектов, доступных для выявления.

Технология проведения УЗК построена на физическом законе: траектория движения звуковых волн в однородной среде остаётся неизменной. Подповерхностные дефекты являются отражателями УЗ-волн. При помощи де-

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

фектоскопа и пьезоэлектрического преобразователя в материал вводятся упругие колебания с частотой более 20 кГц. Они исходят от излучателя, преломляются в призме, входят в объект контроля, преломляясь ещё раз на границе раздела, и дальше отражаются от дефектов либо донной поверхности. По амплитуде и времени прихода эхо-сигнала можно судить о размерах и глубине залегания отражателя. Результаты записываются в журнал, акт или заключение.

3.3. Радиографический контроль

Радиографический контроль (рис 3.2) является наиболее надежным и достоверным видом неразрушающего контроля. Метод основан на способности рентгеновских волн проходить через металл. При применении РК необходим двусторонний доступ к объекту исследования.



Рисунок 3.2 – Радиографический контроль

Данный метод применяется для контроля качества сварных соединений при строительстве, ремонте, а также реконструкции резервуара.

Для проведения радиографического контроля понадобится длинный список оборудования. Самые основные позиции:

- источники излучения;
- кроулеры;
- проявочные и сушильные машины;

- денситометры;
- негатоскопы;
- камеры радиационной защиты;
- эталоны чувствительности;
- маркировочные знаки;
- гибкие кассеты;
- дозиметры.

Источник обеспечивает поток ионизирующего излучения, проходящее через объект, тем самым ослабляется в сечениях объекта, на пленку под которыми попадает различное количество излучения. В результате дефекты появляются на пленке после фотообработки, имея вид локальных изменений плотности при просмотре на фонаре негатоскопе [9].

Процедура проводится в соответствии с ГОСТ 7512 и состоит из следующих этапов:

1. Зачистка.
2. Разметка и маркировка.
3. Выбор схемы контроля.
4. Выбор параметров контроля.
5. Просвечивание.
6. Фотохимическая обработка пленок.
7. Расшифровка.
8. Оформление заключения.

У РК есть ряд преимуществ:

- высокая надежность и наглядность результатов;
- возможность выявления самых скрытых дефектов;
- возможность определения размеров, характера и местоположения дефектов;
- просвечивание объектов любой толщины;
- документирование результатов, так как снимки и пленки можно

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

хранить в течении длительного времени.

При всех достоинствах радиографический контроль имеет значительное количество недостатков:

- опасен для человеческого здоровья, так как основан на использовании рентгеновского излучения;
- трудоемкость фотохимической обработки снимков;
- существенные затраты.

3.4. Капиллярный контроль

Капиллярный контроль используется для выявления дефектов, находящихся на поверхности исследуемых объектах. Глубина неисправностей должна значительно превышать ширину. Если все-таки ширина повреждения больше глубины, то такие дефекты капиллярным методом выявить не составляет возможным, так как такие дефекты легко заполняются пенетрантом и также легко удалятся [4].

Капиллярный контроль основан на проникающей способности специальных жидкостей. Заполняя поверхностные дефектов, они оставляют чёткий индикаторный рисунок из полос, извилин, точек или расплывчатых пятен. При соблюдении инструкций, основанных на РД 13-06-2006 и ГОСТ 18442-80, становится реальным выявление даже мелких дефектов, их расположение и оценка протяженности. ПВК хуже справляется с обнаружением сквозных дефектов. Для них гораздо лучше подходит ПВТ (течеискание). Оба эти контроля объединены в один вид неразрушающего контроля – контроль проникающими веществами.

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



Рисунок 3.3 – Капиллярный контроль

Индикаторные рисунки, получающиеся при контроле, имеют окраску, возбуждаемую избирательным поглощением или отражением части падающих на них световых лучей. Линии рисунка имеют ширину от 0,05 до 0,3 мм, яркостный контраст не менее 30-60% и высокий цветовой контраст, что значительно превышает параметры поверхностных дефектов, которые возможно обнаружить визуально.

Капиллярный контроль решает такие задачи, как обнаружение непосредственно дефектов, определение его направления относительно конфигурации измеряемого объекта, а также определение размеров и форм.

Для полноценного проведения контроля могут понадобиться следующие технические средства и принадлежности:

- контрольные образцы для проверки индикаторных жидкостей;
- ультрафиолетовые фонари или светильники;
- светильники отражённого либо рассеянного светораспределения;
- лупы;
- эталоны шероховатости;
- пульверизаторы, краскораспылители и компрессоры;
- кисти;
- салфетки, ветошь, марля, губки и пр.

В классическом виде процедура содержит 7 этапов:

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

1. Подготовка.
2. Нанесение пенетранта.
3. Удаление пенетранта.
4. Сушка.
5. Нанесение проявителя и сушка.
6. Осмотр объекта и регистрация результатов.
7. Финишная очистка объекта от проявителя.

Сильными сторонами капиллярного контроля являются:

- возможность выявления тончайших несплошностей;
- небольшие финансовые затраты;
- безопасность для объекта;
- короткий промежуток времени на исследования;
- относительно прост.

Как и любого метода данный контроль обладает и слабыми сторонами:

- индикаторные жидкости не являются абсолютно безопасными для человека;
- осуществление контроля только в случаях беспрепятственного доступа к поверхности;
- необходимость постоянного поддержания запасов расходников;
- технология требовательна к тщательной очистке поверхности, а также к температуре исследуемой поверхности.

3.5. Магнитный контроль

Магнитный контроль (рис. 3.4) работает благодаря намагничиванию объекта переменным, постоянным или комбинированным полем таким образом, что в местах несплошностей возникают поля рассеяния, которые подлежат регистрации и расшифровке. После проведения данной процедуры выполняется размагничивание.

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



Рисунок 3.4 – Магнитный контроль

Существуют разные методы магнитного контроля. Так, самым распространенным, например, является магнитопорошковый, принцип работы которого заключается в нанесении индикаторного порошка, а затем намагничивание таким образом, что на участках без каких-либо неисправностей направление частиц совпадает с движением магнитных линий.

Так же одним из методов является магнитографический, главная особенность которого определяется как конспектирование на магнитную ленту магнитного поля для последующего прочтения с помощью специального устройства.

Внедрение метода магнитного управления основано на использовании специальных катушек, генерирующих рассеянные магнитные токи. Сварное соединение намагничивается, и катушка постепенно перемещается вдоль оси. В местах с несплошностями в катушках генерируется индуцированный ток. Далее прибор считывает эти сигналы и запоминает их. Считается, что индукционный способ недостаточно чувствителен к дефектам малых размеров.

Магнитный контроль позволяет решать следующие виды задачи:

- обнаружение нарушений несплошностей;
- поиск локальных дефектов;
- измерение толщины немагнитных токопроводящих и непроводящих покрытий на ферромагнитных основаниях;

- проверка качества сварки и наплавки;
- измерение содержания легирующих элементов, сортировка изделий по маркам стали и т.д.

В сравнении с другими видами неразрушающего контроля МК имеет ряд бесспорных достоинств:

- высокая чувствительность даже к самым мелким поверхностным и приповерхностным несплошностям;
- простая технология;
- отсутствие больших финансовых затрат;
- экологичность;
- наглядность результатов.

Также есть и некоторые недостатки:

- низкая выявляемость объемных дефектов;
- ограничения по шероховатости;
- зависимость от уровня квалификации дефектоскописта;
- ограничения по материалам.

Для проведения магнитного контроля применяются:

- мобильные и передвижные дефектоскопы;
- ручные электромагниты или постоянные магниты;
- ультрафиолетовые светильники;
- коэрцитиметры;
- лупы;
- ферритометры;
- магнитометры;
- феррозондовые преобразователи;
- магнитные толщиномеры.

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

3.6. Акустико-эмиссионный контроль

Акустико-эмиссионный контроль (рис. 3.5) направлен на выявление дефектов исследуемого объекта путем анализа шумов, которые сопровождают процесс выявления и роста неисправностей. Технологический процесс заключается в излучении упругих волн твердым телом при локальных динамических перестройках структуры при разрушении [10].



Рисунок 3.5 – Акустико-эмиссионный контроль

Контроль эффективен для обнаружения дефектов на этапах их формирования, чаще всего используется для круглосуточного мониторинга.

Проведение АЭ можно представить в виде следующей последовательности:

1. Закрепление пьезоэлектрических АЭ-преобразователей.
2. При образовании дефектов движение частиц, вызванных упругой волной, преобразуются датчиком в электрический сигнал.
3. Сигнал передается на многоканальную систему, проходя через усилитель, с помощью которого он отделяется от посторонних шумов.
4. Собранные данные подвергаются автоматической или ручной обработке.

Для регистрации акустической эмиссии необходимы следующие средства:

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

- преобразователи;
- имитаторы Су-Нильсена – специальные карандаши с ломающимся грифелем;

- оборудование со специальным ПО для обработки данных.

Метод АЭ решает такие задачи, как:

- обнаружение дефектов материала, в том числе развивающихся трещин, коррозионных повреждений, а также определяет их положение на измеряемом объекте;

- контроль герметичность конструкций резервуара в режиме выявления сквозных дефектов, таких как свищи и несплошности;

- контроль сварных соединений в процессе сварки;

- выявление районов повышенной напряженности объекта по регистрации зон локальных неисправностей.

Акустико-эмиссионный метод может выступать и самостоятельным в том случае, если по его результатам, состояние объекта оценивается как приемлемым. В обратном случае необходимо проводить исследование другими методами неразрушающего контроля.

Данный метод хорошо комбинирует с такими методами, как визуальный и измерительный, капиллярный магнитопорошковый, ультразвуковой и рентгеновский. В таком варианте АЭ-метод определяет дефекты, а также их координаты и зоны расположения. Остальные дополняют оценку о состоянии объекта, а именно о геометрических параметрах и степени опасности выявления неисправностей.

3.7. Обобщенные возможности методов неразрушающего контроля

Резервуар условно разделен на зоны, в которых может быть применен тот или иной метод неразрушающего контроля. Каждая зона соответствует возможностям применения данного метода контроля.

Обобщенные данные по различным методам контроля резервуара приведены в таблице 2.

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

Таблица 2 – Обобщенные данные по различным методам контроля резервуаров

Метод	Зона контроля	Тип обнаруживаемых дефектов	Выявляемость	Требования к подготовке поверхности
Визуальный и измерительный	Доступен для 100% осмотра поверхности резервуара	Дефекты геометрии, дефекты основного металла, дефекты сварных соединений	Только поверхностные дефекты, допустимая погрешность контроля 0,1 мм при измеряемой величине до 0,5 мм.	Отчистка от грязи, рыхлой ржавчины, при необходимости зачистка до металлического блеска.
Ультразвуковой	Стенка, днище, кровля, патрубки (Сварные соединения листовой металл)	Непровары, трещины, поры, шлаковые включения в сварных соединениях Потеря металла	Эквивалентная площадь дефекта более 3 мм ² Погрешность измерения от 0,01 м на 1 мм.	Специальная подготовка поверхности до шероховатости не менее Rz40, в отдельных случаях разрешается проводить контроль через защитное покрытие. Односторонний доступ к поверхности.
Радиографический	Стенка, днище до монтажа, кровля (сварные соединения)	Непровары, трещины, поры, шлаковые включения в сварных соединениях	Локальные дефекты размером более 1,5% от контролируемой величины	Очистка от грязи шлака и пр. Требуется двусторонний доступ к поверхности.
Капиллярный	Стенка, днище, кровля, патрубки (ос-	Поверхностные открытые поры, трещины кор-	Раскрытие дефекта более 1 мкм, протяжен-	Подготовка поверхности до шероховатости не ме-

	новной металл, сварные соединения)	розионные повреждения	ность более 3 мм	нее Rz2,5
Магнитный	Стенка, днище, кровля, патрубки (сварные соединения, листовые конструкции)	Поверхностные и подповерхностные дефекты на глубине до 2-3 мм – трещины, закаты, включения, непровары	Раскрытие дефекта более 2 мкм, глубина более 20 мкм, протяженность более 0,5 мм	Подготовка поверхности до шероховатости не менее Rz2,5, при увеличении величины Rz чувствительность контроля снижается
Акустико-эмиссионный	Стенка, днище Основной металл	Образование свищей, сквозных трещин в основном металле и сварных швах, протечек в уплотнениях, заглушках и фланцевых соединениях	Позволяет выявить в рабочих условиях приращение трещины порядка долей мм	Подготовка поверхности в местах крепления датчиков Rz40

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

4. Дефекты резервуара

4.1. Классификация дефектов резервуара

Совокупность неблагоприятных воздействий на конструкции провоцирует нарушение прочности и герметичности в резервуарах.

Дефектами называют недопустимые отклонения от нормы, которая определяется в соответствии с требованиями нормативной документации.

Дефекты, как правило, могут возникнуть при изготовлении, монтаже, а также в процессе эксплуатации резервуаров на основном металле или сварном шве, оборудовании или элементах конструкции резервуара.

Дефекты резервуара классифицируются по местоположению, по виду и характеру.

К дефектам геометрии резервуара относятся:

- вмятины на поверхности стенки;
- угловатость сварных соединений стенки;
- осадка резервуара, отклонение контура днища от горизонтали;
- хлопуны днища;
- изгиб крайков днища.

Дефектами металлоконструкции резервуара называют:

- коррозию металла;
- царапины, задиры, вырывы;
- несплошность;
- трещины.

Конструктивные элементы с грубыми нарушениями, соединительные детали, которые не удовлетворяют требованиям нормативной документации, также относятся к дефектам резервуаров. Выделяют следующие элементы:

					<i>Организация проведения ремонтных работ резервуара вертикального стального типа РВС-5000 кубических метров на примере площадки нефтебазы Якутской</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Шилова Д.А.</i>			Дефекты резервуара	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					56	117
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела</i>		
						<i>Группа 2Б8А</i>		

- патрубки с арматурой, не соответствующей правилам;
- заплатки накладные на стенке;
- накладные элементы, приваренные на конструкции резервуаров.

Дефектами сварного шва называют отклонения от параметров нормативной документации самих соединений при сварке, находящихся непосредственно на сварном шве или в околошовной зоне.

К дефектам сварного шва относятся:

- дефекты в виде несплошности металла по сварному шву, а именно трещина, непровар, несплавление;
- поры, шлаковые включения, наружные дефекты;
- дефект сборки в виде несовпадения стыкуемых листов – смещение кромок.

Не так часто встречаются дефекты резервуарного оборудования, к которым относят:

- износ и отказ технологического оборудования;
- нарушение технологии монтажа и сварки;
- неравномерные осадки оснований;
- коррозия металла;
- напряженный режим эксплуатации.

Самыми распространенными дефектами и повреждениями РВС являются:

- трещины в окрайках днища по сварным соединениям и основному металлу;
- трещины в нижнем уторном соединении;
- выпучины, вмятины, складки днища;
- трещины в сварных соединениях полотнища днища;
- подрезы основного металла, непровары, шлаковые включения и другие дефекты сварных соединений;

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

- трещины в нижних поясах по сварным соединениям и основному металлу;
- отпотины в сварных соединениях и основном металле днища, стенки и кровли;
- изменения геометрической формы верхних поясов стенки резервуара;
- коррозионные повреждения днища, стенки и кровли;
- деформация днища по периметру резервуара;
- равномерные и неравномерные осадки основания;
- вмятины на нижнем поясе стенки.

Следовательно, повреждения днища и нижних поясов стенки наиболее распространены среди дефектов резервуара.

4.2. Дефекты РВС-5000 м³ «Площадки нефтебазы Якутской»

Проведенный анализ с помощью методов НК, а именно *визуального и измерительного контроля* резервуара вертикального стального РВС-5000 м³ «Площадки нефтебазы Якутской» выявил множество дефектов [2].

На днище имеются многочисленные хлопуны, а также следы деформации листов (рис 4.1), характер которых косвенно свидетельствует о разрушениях свайного основания резервуара и вымывания гидрофобного слоя. Между наружной частью окрайки днища и фундаментом резервуара имеются многочисленные зазоры.

					<i>Дефекты резервуара</i>	<i>Лист</i>
						58
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

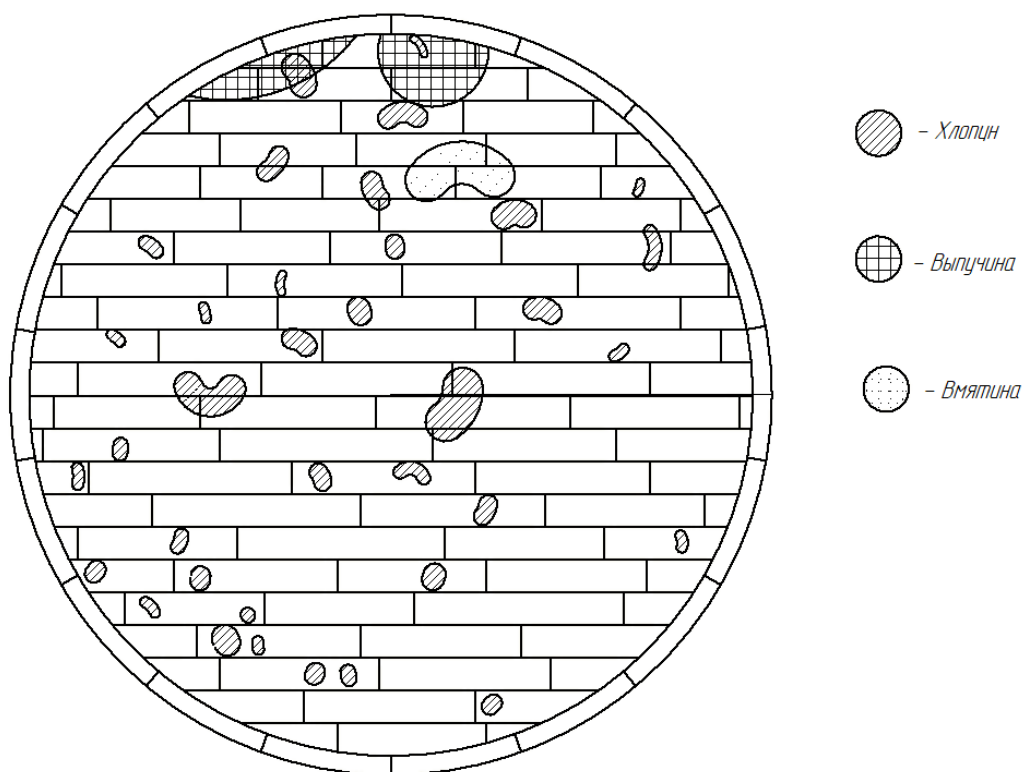


Рисунок 4.1 – Дефекты днища резервуара

Обнаружена трещина с наружной стороны резервуара по середине стыкового сварного шва окрайки днища с последующим распространением по основному металлу стенки резервуара. Кроме того, найдена трещина, проходящая с внутренней стороны резервуара по околошовной зоне шва (рис. 4.2). Протяженность трещины по наружной окрайке днища составляет 70 мм, с внутренней стороны 32 мм и по стенке 115 мм.



Рисунок 4.2 – Трещина в зоне уторного соединения

Многочисленные задиры, забоины, риски, участки коррозии, подрезы глубиной до 3,5 мм обнаружены на поверхности 1-2 поясов стенки (рис 4.3).

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

Вместе с тем, на наружной поверхности 2-4 поясов стенки резервуара, между 4 и 5 образующими, выявлены многочисленные остатки монтажных приспособлений с подрезами и оплавлениями в местах приварки глубиной до 2,0 мм. Многочисленные отслоения антикоррозионного покрытия наблюдаются на поверхности 1-2 и 5-6 поясов. Кроме того, на участках опорного уголка на 8 поясе стенки РВС есть следы коррозионных повреждений.

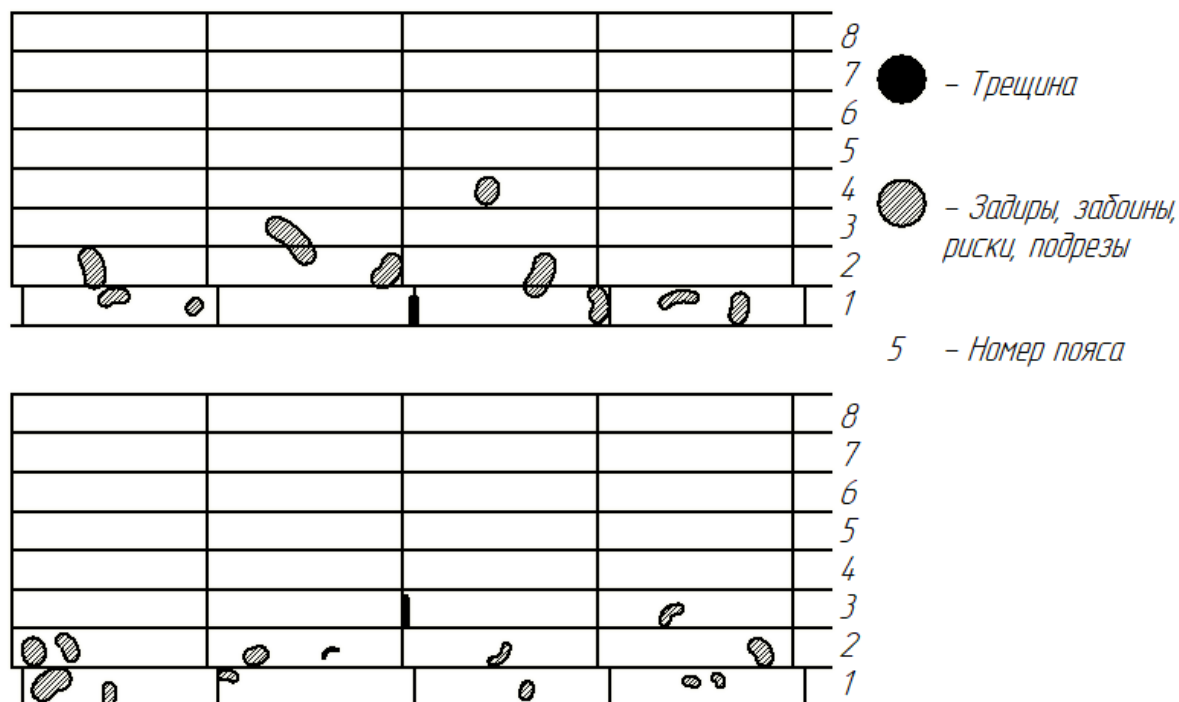


Рисунок 4.3 – Дефекты поясов резервуара

На листах настила кровли выявлены участки с локальной язвенной коррозией (рис. 4.4).



Рис. 4.4 – Язвенная коррозия на кровле

					Дефекты резервуара	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Также деформирована металлоконструкция шахтной лестницы, а на фундаменте обнаружены следы разрушения плит и ростверка основания.

Технологические процессы, протекающие при заданных рабочих параметрах и условиях эксплуатации, являются наиболее повреждающими факторами для РВС-5000 м³.

Действующие повреждающие факторы определяют механизмы повреждений в зависимости от технологического процесса, рабочих параметров и условий эксплуатации.

Основными механизмами повреждения для РВС-5000 м³ являются коррозия металла, эрозионное истекание стенок рабочей средой, усталость, изменение физико-механических свойств металла, конструктивные концентраторы напряжений, а также эксплуатация в условиях воздействия локальных нагрузок и внутреннего избыточного давления.

Восприимчивость для марки стали, из которой изготовлены элементы данного резервуара, определяется уменьшением толщины из-за коррозионного воздействия среды за весь период эксплуатации.

Для наиболее эффективного обнаружения неисправностей, образующихся в результате установленных механизмов, проводится дополнительно контроль резервуара другими методами НК.

Так, *ультразвуковая толщинометрия*, целью которой является определение количественных характеристик утончения металлоконструкций резервуара, проводится в соответствии с ГОСТ Р ИСО 16809-2005. Результаты представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты ультразвуковой толщинометрии

	Окр аек	Дни ще	Кро вля	№ пояса								
				1	2	3	4	5	6	7	8	
Толщина элемента исполнительная, мм	9,0	7,0	4,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Фактическая минимальная толщина по результатам замеров, мм	7,6	5,1	3,4	5,5	4,4	8,5	8,2	8,2	8,8	8,8	6,4	

Таким образом, значения толщины 1-2 поясов стенки достигли предельно допустимых значений.

По результатам *ультразвукового контроля качества сварных соединений*, который измеряется в соответствии с требованиями ГОСТ 22727-88, дефектов не обнаружено.

Контроль отклонений образующей стенки от вертикали необходимо проводить с целью определения пространственного положения конструкций резервуара и определения деформации стенки, возникших при эксплуатации.

Таблица 4 – Отклонения от вертикали

Пояс	1	2	3	4	5	6	7	8
Максимальное отклонение, мм	22	61	80	80	75	61	88	112
Допустимые отклонения, мм	40	60	80	100	120	140	150	160

По результатам контроля отклонения от вертикали, обнаружены недопустимые отклонения согласно РД 08-95-95.

Для того, чтобы сделать вывод о техническом состоянии резервуара, измерений методами неразрушающего контроля недостаточно. Необходимо выполнить проверку толщины стенки резервуара на устойчивость, рассчитать листовые конструкции на прочность, а также расчет остаточного ресурса.

5. Проверочные расчеты и оценка остаточного ресурса

Исходные данные резервуара приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Исходные данные

Наименование	Обозначение	Значение
Модуль упругости стали, Па	E	$206 \cdot 10^9$
Внутренний радиус резервуара, м	r	11,316
Диаметр резервуара, м	D	22,631
Высота поясов резервуара, м		
1 пояс	h_1	1,476
2 пояс	h_2	1,476
3 пояс	h_3	1,476
4 пояс	h_4	1,476
5 пояс	h_5	1,476
6 пояс	h_6	1,476
7 пояс	h_7	1,476
8 пояс	h_8	1,476
Высота цилиндрической части резервуара, м	H	11,809
Фактические толщины стенок поясов резервуара, м		
1 пояс	t_1	0,0085
2 пояс	t_2	0,0063
3 пояс	t_3	0,0085
4 пояс	t_4	0,0082
5 пояс	t_5	0,0082
6 пояс	t_6	0,0088
7 пояс	t_7	0,0088
8 пояс	t_8	0,0064
Центральная опорная стойка	-	Да
Множитель учета действия центральной стойки	$k_{ст}$	0,67
Количество поясов резервуара, шт.	n	8
Сталь поясов резервуара	-	09Г2С
Плотность стали, кг/м ³	ρ	7850
Масса кровли резервуара, кг	$m_{кр}$	20990
Масса оборудования на кровле, кг	$m_{об}$	2500

					Организация проведения ремонтных работ резервуара вертикального стального типа РВС-5000 кубических метров на примере площадки нефтебазы Якутской		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Шилова Д.А.				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев А.Л.					63	117
Рук-ль ООП	Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		
					Проверочные расчеты и оценка остаточного ресурса		

Ускорение свободного падения, Н/кг	g	10
Местоположение резервуара	-	п. Жатай
Снеговой район	-	II
Расчетная нагрузка, Н/м ²	$q_{сн}$	1000
Понтон	-	Нет
Нормативное значение вакуума, м	$q_{вак}$	250
Коэффициент, учитывающий снос части снега ветром	μ	0,935
Стрела подъема кровли, м	f	1,5
Средняя многолетняя скорость ветра за зимний период, м/с	V	2
Ветровой район	-	I
Нормативное значение ветрового давления, Н/м ²	w_0	230
Поверхность конструкции	-	распыленная краска
Шероховатость поверхности конструкции, м	Δ	0,00002

5.1. Проверка толщины стенки резервуара на устойчивость

В соответствии с ГОСТ 31385-2016, СТО-СА-03-2-002-2009, СП 20.13330.2016, СП 16.13330.2017 проведем поверочные расчеты стенки на устойчивость.

Проверка толщины стенки на устойчивость выполняется с помощью проверки:

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

где σ_{1i} – расчетное меридиональное напряжение, МПа;

σ_{2i} – расчетное кольцевое напряжение, МПа;

σ_{cr1} – критическое меридиональное напряжение, МПа;

σ_{cr2} – критическое кольцевое напряжение, МПа.

Рассчитаем критическое меридиональное напряжение, вычисляемое по формуле:

					Проверочные расчеты и оценка остаточного ресурса	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

$$\sigma_{cr1} = C_0 \cdot \frac{E}{\delta}, \quad (2)$$

где $\delta = \frac{r}{t_{min}}$ – параметр, равный отношению радиуса резервуара к фактической толщине самого тонкого пояса.

$$\delta = \frac{11,316}{0,0063} = 1796$$

Коэффициент C_0 вычисляется по формулам:

$$C_0 = \begin{cases} 0,04 + \frac{40}{\delta} & \text{при } 400 \leq \delta < 1220, \\ 0,085 - 10^{-5} \cdot \delta & \text{при } 1220 \leq \delta < 2500, \\ 0,065 - 2 \cdot 10^{-5} \cdot \delta & \text{при } 2500 \leq \delta < 5000. \end{cases} \quad (3)$$

Тогда

$$C_0 = 0,085 - 10^{-5} \cdot 1796 = 0,06704$$

$$\sigma_{cr1} = 0,06704 \cdot \frac{206 \cdot 10^9}{1796} = 7,69 \text{ МПа.}$$

Рассчитаем критическое кольцевое напряжение, вычисляемое по формуле:

$$\sigma_{cr2} = 0,55 \cdot \frac{r}{H_r} \cdot \frac{E}{\sqrt{\delta^3}}, \quad (4)$$

где H_r – редуцированная высота стенки резервуара, м:

$$H_r = \sum_{t=1}^n h_i \cdot \left(\frac{t_{min}}{t_i} \right)^{2,5}, \quad (5)$$

где h_i – высота i -го пояса резервуара, м.

$$\begin{aligned} H_r = & 1,476 \cdot \left(\frac{0,0063}{0,0085} \right)^{2,5} + 1,476 \cdot \left(\frac{0,0063}{0,0063} \right)^{2,5} + 1,476 \cdot \left(\frac{0,0063}{0,0085} \right)^{2,5} + 1,476 \\ & \cdot \left(\frac{0,0063}{0,0082} \right)^{2,5} + 1,476 \cdot \left(\frac{0,0063}{0,0082} \right)^{2,5} + 1,476 \cdot \left(\frac{0,0063}{0,0088} \right)^{2,5} + 1,476 \\ & \cdot \left(\frac{0,0063}{0,0088} \right)^{2,5} + 1,476 \cdot \left(\frac{0,0063}{0,0064} \right)^{2,5} = 7,097 \text{ м.} \end{aligned}$$

$$\sigma_{cr2} = 0,55 \cdot \frac{11,316}{7,097} \cdot \frac{206 \cdot 10^9}{\sqrt{1796^3}} = 2,37 \text{ МПа.}$$

					Проверочные расчеты и оценка остаточного ресурса	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

$$\sigma_{1i} = \frac{1,05 \cdot (Q_{cti} + k_{ct} \cdot Q_{\Pi}) + k_{ct} \cdot (0,9 \cdot Q_{CH} + 0,95 \cdot Q_{\text{вак}})}{2 \cdot \pi \cdot r \cdot t_i}, \quad (6)$$

где Q_{cti} – вес вышележащих поясов стенки i -го пояса, МН;

Q_{Π} – вес кровли с учетом оборудования на кровле, МН;

Q_{CH} – расчетное значение снеговой нагрузки на кровле, МН;

$Q_{\text{вак}}$ – нагрузка на кровлю от вакуума внутри резервуара, МН.

$$Q_{\Pi} = (m_{кр} + m_{об}) \cdot g = (20990 + 2500) \cdot 10 = 0,2349 \text{ МН}, \quad (7)$$

где $m_{кр}$ – масса кровли резервуара, кг;

$m_{об}$ – масса оборудования на кровле, кг.

$$Q_{CH} = \gamma_{fCH} \cdot \mu \cdot q_{CH} \cdot S_{\text{кровли}} = 1,4 \cdot 0,935 \cdot 1000 \cdot 402 = 0,527 \text{ МН},$$

где $S_{\text{кровли}} = 402 \text{ м}^2$ – площадь кровли резервуара;

$\gamma_{fCH} = 1,4$ – коэффициент надежности по снеговой нагрузке.

$$Q_{\text{вак}} = q_{\text{вак}} \cdot S_{\text{кровли}} = 250 \cdot 402 = 0,101 \text{ МН}. \quad (8)$$

Кольцевое напряжение для каждого пояса вычисляется по формуле:

$$\sigma_{2i} = \frac{r \cdot (0,95 \cdot 1,2 \cdot q_{\text{вак}} + 0,9 + 0,5 \cdot P_{\text{вет}})}{t_i}, \quad (10)$$

где $P_{\text{вет}}$ – значение ветрового давления на уровне верха резервуара, которое определяется по формуле:

$$P_{\text{вет}} = \gamma_{\text{вет}} \cdot (w_m + w_p). \quad (11)$$

$$w_m = w_0 \cdot k(z_e) \cdot c, \quad (12)$$

где $k(z_e) = 0,695$ – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте стенки, рассчитывается по формуле: $k(z_e) = k_{10}(z_e/10)^{2a}$, k_{10} и a – значения, определяемые в зависимости от типа местности ($k_{10} = 0,65$ и $a=0,2$);

c – аэродинамический коэффициент.

Для сооружений и конструктивных элементов с круговой цилиндрической поверхностью аэродинамический коэффициент следует определять в зависимости от:

1) коэффициента внешнего давления c_e ;

					Проверочные расчеты и оценка остаточного ресурса	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

2) коэффициента лобового сопротивления c_x ;

3) коэффициента внутреннего давления c_i .

1. Т. к. резервуар имеет стационарную кровлю, то коэффициент внутреннего давления c_i не учитывается при расчетах.

2. Аэродинамический коэффициент любого сопротивления определяется по формуле:

$$c_x = k_\lambda \cdot c_{x\infty}, \quad (13)$$

где k_λ – коэффициент, определяемый в зависимости от относительного сооружения λ_e и степени заполнения $\varphi = \sum \frac{A_i}{A_k}$.

Относительное удлинение сооружения λ_e зависит от параметра $\lambda = \frac{l}{b}$, где l и b – максимальный и минимальный размеры сооружения в плоскости, перпендикулярной направлению ветра. При $\lambda = \frac{D}{H} = 1,92$ относительное удлинения сооружения $\lambda_e = \frac{\lambda}{2} = 0,96$.

Степень заполнения $\varphi = \sum \frac{A_i}{A_k} = 1$, где A_i – площадь проекции i -го элемента конструкции, A_k – площадь, ограниченная контуром конструкции, $\sum A_i = A_k$.

При $\lambda_e = 0,96$ и $\varphi = 1$ коэффициент $k_\lambda = 0,6$.

$c_{x\infty}$ – коэффициент, определяемый в зависимости от числа Рейнольдса Re и относительной шероховатости δ .

$$\delta' = \frac{\Delta}{D} = \frac{0,00002}{22,631} = 0,9 \cdot 10^{-6}. \quad (14)$$

Число Рейнольдса Re определяется по формуле:

$$Re = \frac{1,28 \cdot D \cdot \sqrt{n_\pi \cdot w_o}}{V}, \quad (15)$$

где $n_\pi = 1,2$ – коэффициент перегрузки;

V – кинематическая вязкость воздуха (при $+15^\circ\text{C}$ и атмосферном давлении 760 мм рт. ст. $V = 0,145 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$).

					Проверочные расчеты и оценка остаточного ресурса	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

$$Re = \frac{1,28 \cdot 22,631 \cdot \sqrt{1,2 \cdot 230}}{0,145 \cdot 10^{-4}} = 3,32 \cdot 10^7.$$

Тогда $c_{x\infty} = 0,65$.

$$c_x = 0,6 \cdot 0,65 = 0,39.$$

3. Аэродинамический коэффициент внешнего давления на стенку корпуса резервуара определяется по формуле:

$$c_e = c_{e1} + c_{e2}, \quad (16)$$

где c_{e2} – коэффициент, учитывающий давление ветра на кровлю (при расчете стенки не учитывается);

c_{e1} – коэффициент, учитывающий давление ветра на стенку:

$$c_{e1} = k_{\lambda 1} \cdot c_{\beta}, \quad (17)$$

c_{β} – коэффициент, определяемый в зависимости от соотношения H/D : при $H/D=0,52$ значение коэффициента $c_{\beta} = +0,92$;

$k_{\lambda 1}$ – коэффициент, определяемый в зависимости от c_{β} : при $c_{\beta} > 0$ коэффициент $k_{\lambda 1} = 1$.

$$c_{e1} = 1 \cdot 0,92 = 0,92.$$

Значение аэродинамического коэффициента давления на кровлю корпуса резервуара c_{e2} при расчете устойчивости стенки корпуса не учитывается.

Значение средней составляющей основной ветровой нагрузки определим как:

$$w_m = w_0 \cdot k(z_e) \cdot |c_e + c_x + c_i| = 230 \cdot 0,695 \cdot |0,92 + 0,39| = 209 \text{ Па}. \quad (18)$$

Для сооружений, у которых первая частота собственных колебаний f_1 больше предельного значения собственной частоты f_{lim} , нормативное значение пульсационной составляющей основной ветровой нагрузки на эквивалентной высоте z_e следует определять по формуле:

$$w_p = w_m \cdot \zeta(z_e) \cdot v, \quad (19)$$

где $\zeta(z_e) = 1,03$ – коэффициент пульсации давления ветра, определяемый по формуле $\zeta(z_e) = \zeta_{10} \left(\frac{z_e}{10}\right)^{-a}$, где ζ_{10} и a – значения, определяемые в

					Проверочные расчеты и оценка остаточного ресурса	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

зависимости от типа местности: для типа местности В принимаем $\zeta_{10} = 1,06$ и $a = 0,2$;

$v = 0,77$ – коэффициент пространственной корреляции пульсаций давления ветра, определяемый в зависимости от значений D и H .

$$w_p = 209 \cdot 1,03 \cdot 0,77 = 165 \text{ Па.}$$

$$P_{\text{вет}} = 1,4 \cdot (0,209 + 0,165) = 0,524 \text{ кПа.}$$

Расчет меридионального и кольцевого напряжений поясов резервуара представлен в таблице 6.

Результаты расчета толщины стенки резервуара на устойчивость приведены в таблице 7.

Таблица 6 – Результаты расчета напряжений

№ пояса	Вес вышележащих поясов, $Q_{\text{ст}i}$, МН	Вес кровли, $Q_{\text{п}}$, МН	Снеговая нагрузка на кровле, $Q_{\text{сн}}$, МН	Нагрузка на кровлю от вакуума внутри резервуара, $Q_{\text{вак}}$, МН	Меридиональное напряжение, σ_{1i} , МПа	Кольцевое напряжение, σ_{2i} , МПа
1	0,504	0,235	0,527	0,101	1,78	0,38
2	0,431	0,235	0,527	0,101	1,65	0,51
3	0,378	0,235	0,527	0,101	1,56	0,38
4	0,315	0,235	0,527	0,101	1,45	0,39
5	0,252	0,235	0,527	0,101	1,34	0,39
6	0,189	0,235	0,527	0,101	1,23	0,37
7	0,126	0,235	0,527	0,101	1,12	0,37
8	0,063	0,235	0,527	0,101	1,01	0,50

Таблица 7 – Проверка условий прочности

№ пояса	Меридиональное напряжение, σ_{1i} , МПа	$\frac{\sigma_{1i}}{\sigma_{\text{cr1}}}$	Кольцевое напряжение, σ_{2i} , МПа	$\frac{\sigma_{2i}}{\sigma_{\text{cr2}}}$	$\frac{\sigma_{1i}}{\sigma_{\text{cr1}}} + \frac{\sigma_{2i}}{\sigma_{\text{cr2}}}$	Выполнение условия устойчивости
1	1,78	0,23	0,38	0,16	0,39	Выполняется
2	1,65	0,21	0,51	0,21	0,42	Выполняется
3	1,56	0,20	0,38	0,16	0,36	Выполняется
4	1,45	0,18	0,39	0,16	0,34	Выполняется
5	1,34	0,17	0,39	0,16	0,33	Выполняется

					Проверочные расчеты и оценка остаточного ресурса	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

6	1,23	0,15	0,37	0,15	0,30	Выполняется
7	1,12	0,14	0,37	0,15	0,29	Выполняется
8	1,01	0,13	0,50	0,21	0,34	Выполняется

Вывод: условие прочности выполняется для всех поясов резервуара.

5.2. Расчет на прочность листовых конструкций

Поверочный расчет проводится в соответствии с СП 16.13330.2017, СП 70.13330.2012, РД 153-112-017-97, РД 08-95-95 по определению расчетных толщин стенок и определению действующих напряжений на наиболее нагруженных поясах корпуса с учетом максимального утонения стенки, произошедшего в процессе эксплуатации.

$$(\sigma_1^2 - \sigma_1\sigma_2 + \sigma_2^2)^{0,5} \leq \frac{R_y\gamma_c}{\gamma_n}, \quad (20)$$

где σ_1 – меридиональное напряжение;

σ_2 – кольцевое напряжение;

$R_y = 293$ МПА – расчетное сопротивление стали по пределу текучести для стали 09Г2С при температуре +35 °С;

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

$\gamma_n = 1,05$ – коэффициент надежности по значению.

Минимальная расчетная толщина стенки в каждом поясе рассчитывается по формуле:

$$t_e = \frac{g\rho(H-z)r}{R_y\gamma_c}, \quad (21)$$

где $g = 9,81$ м/с² (принимается $g=10$ м/с²) – ускорение свободного падения;

$\rho = 850$ кг/м³ – плотность хранимой среды;

$H = 11,45$ м – высота налива нефти;

z – расстояние от дна до нижней кромки пояса;

$r = 11,316$ м – радиус срединной поверхности.

					Проверочные расчеты и оценка остаточного ресурса	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

Результаты расчета минимальной толщины стенки в каждом поясе приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчета минимальной толщины стенки

Номер пояса	$H, \text{ м}$	$z, \text{ м}$	$r, \text{ м}$	γ_c	$t_e, \text{ мм}$
1	11,45	0	11,316	0,7	5,3
2	11,45	1,476	11,316	0,8	4,0
3	11,45	2,952	11,316	0,8	3,4
4	11,45	4,428	11,316	0,8	2,8
5	11,45	5,905	11,316	0,8	2,2
6	11,45	7,381	11,316	0,8	1,6
7	11,45	8,857	11,316	0,8	1,1
8	11,45	10,333	11,316	0,8	0,5

Напряжение вычисляются по наиболее нагруженным поясам (три нижних пояса резервуара).

Кольцевое напряжение вычисляется для нижней точки каждого пояса:

$$\sigma_2 = \frac{(g\rho(H - z) + 1,2P_u)r}{t_f}, \quad (22)$$

где t_f – фактическая толщина пояса резервуара;

$P_u = 0,002 \text{ МПа}$ – избыточное давление в газовом пространстве резервуара.

Результаты расчета кольцевого напряжения для нижней точки приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчета кольцевого напряжения

Номер пояса	$H, \text{ м}$	$z, \text{ м}$	$r, \text{ м}$	$t_f, \text{ мм}$	$\sigma_2, \text{ МПа}$
1	11,45	0	11,316	8,5	129
2	11,45	1,476	11,316	6,3	152
3	11,45	2,952	11,316	8,5	96

Меридиональное напряжение с учетом коэффициентов надежности по нагрузке и коэффициентов для основного сочетания нагрузок вычисляется для нижней точки пояса по формуле:

$$\sigma_1 = \frac{1,05 \cdot (Q_{cm} + k_{cm} \cdot Q_n) + k_{cm} \cdot (0,9 \cdot Q_{сн} + 0,95 \cdot Q_{вак})}{2\pi \cdot r \cdot t_f}, \quad (23)$$

где Q_{cm} – вес вышележащих поясов стенки;

Q_n – вес кровли резервуара с учетом оборудования на кровле;

$Q_{сн}$ – расчетное значение снеговой нагрузки на кровле;

$Q_{вак}$ – нагрузка на кровлю от вакуума внутри резервуара.

Результаты расчета меридионального напряжения для нижней точки приведены в таблице 9.

Номер пояса	Q_{cm} , МН	Q_n , МН	$Q_{сн}$, МН	$Q_{вак}$, МН	r , м	t_f , мм	σ_1 , МПа
1	0,507	0,235	0,527	0,101	11,316	8,5	1,78
2	0,443	0,235	0,527	0,101	11,316	6,3	2,31
3	0,378	0,235	0,527	0,101	11,316	8,5	1,51

Результаты проверки выполнения условия прочности приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты проверки условия прочности

Номер пояса	$(\sigma_1^2 - \sigma_1\sigma_2 + \sigma_2^2)^{0,5}$	$\frac{R_y\gamma_c}{\gamma_n}$	Выполнение условия прочности
1	128	194	Выполняется
2	150	222	Выполняется
3	95	222	Выполняется

Таким образом, условие прочности выполняется для всех поясов резервуара.

5.3. Оценка остаточного ресурса

Остаточным ресурсом называют наработку резервуара с начала контроля технического состояния до перехода в предельное состояние.

Для прогнозирования остаточного срока службы резервуара необходимо рассчитать остаточный срок службы всех элементов резервуара (поясов, кровли, днища), а также определить минимальное значение этой величины.

Остаточный ресурс определяется по формуле:

$$T = \min T^i. \quad (24)$$

					Проверочные расчеты и оценка остаточного ресурса	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

Остаточный срок службы элемента резервуара T^i определяется по формуле:

$$T^i = \frac{\delta^i - [\delta]_m^i}{c}, \quad (25)$$

где δ^i – минимальная толщина элемента, мм;

$[\delta]_m^i$ – минимально допустимая толщина элемента, мм;

c – скорость коррозии элемента, мм/год.

Минимально допустимая толщина определяется по формуле:

$$[\delta]_m^i = \frac{[n_1 \cdot \rho \cdot (h - x) + n_2 \cdot P_u] \cdot r}{100\gamma_c \cdot R_y}, \quad (26)$$

где $\rho = 850 \text{ кг/м}^3$ – плотность хранимой среды;

h – расчетная высота продукта для рассматриваемого пояса резервуара, м;

x – величина, на которую уменьшают расчетную высоту столба жидкости (если пояса между собой сварены внахлест, то для первого пояса = 0,3 м, для остальных поясов = 0);

$n_1 = 1,0$ – коэффициент перегрузки для жидкости;

$n_2 = 1,2$ – коэффициент перегрузки для газа.

Минимально допустимую толщину кровли принимаем равной 50% от проектной величины, толщину днища – 70%.

Средняя скорость коррозии элемента резервуара определяется по формуле:

$$c = \frac{\dot{h}}{T}, \quad (27)$$

где \dot{h} – максимальная глубина коррозии элемента, мм;

$T = 51$ лет – время эксплуатации резервуара.

Результаты расчета остаточного срока службы элементов резервуара представлены в таблице 11.

					Проверочные расчеты и оценка остаточного ресурса	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

Таблица 11 – Результаты расчета остаточного срока службы

Наименование элемента	h, мм	c, мм/год	δ^i , мм	$[\delta]_m^i$, мм	T^i , лет
Кровля	0,6	0,01	3,4	2,0	> 10
Днище	1,9	0,04	5,1	4,9	5
Окрайка	1,4	0,03	7,6	6,3	> 10
1 пояс	1,5	0,03	8,5	5,5	> 10
2 пояс	3,7	0,07	6,3	6,9	0
3 пояс	1,5	0,03	8,5	6,9	> 10
4 пояс	1,8	0,04	8,2	6,9	> 10
5 пояс	1,8	0,04	8,2	6,9	> 10
6 пояс	1,2	0,02	8,8	6,9	> 10
7 пояс	1,2	0,02	8,8	6,9	> 10
8 пояс	3,6	0,07	6,4	6,9	0

Таким образом, резервуару вертикальному стальному типа РВС-5000 м³ необходим капитальный ремонт, так как некоторые из поясов резервуара находятся в предельном состоянии.

					Проверочные расчеты и оценка остаточного ресурса	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

6. Ремонт резервуаров

Непрерывная транспортировка нефти и нефтепродуктов находится в прямой зависимости от ряда факторов, одно из приоритетных мест в списке которых занимает исправность резервуара и его оборудования.

6.1. Виды ремонтных программ

Обслуживание резервуара проводится как планоно, так и внепланоно. В рамках предупредительного планоно восстановления могут проводиться разные виды ремонта резервуаров для нефтепродуктов:

- осмотровый ремонт;
- текущий ремонт;
- капитальный ремонт.

Осмотровый ремонт проводится каждые 6 месяцев без вывода из эксплуатации резервуара, т. е. без откачки из емкости основного продукта. Такой вид ремонта включает в себя:

- проверку состояния конструкции (днища, стенок корпуса и кровли);
- контроль нормальной работы подключенной техники;
- исправление мелких недочетов (подтяжка соединений, сальников).

Текущий ремонт выполняется не реже 1 раза в 2 года как с опорожнением резервуара от хранимого продукта, так и без него в зависимости от технического состояния РВС.

Данный ремонт подразумевает:

- заделку трещин;

					Организация проведения ремонтных работ резервуара вертикального стального типа РВС-5000 кубических метров на примере площадки нефтебазы Якутской			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Шилова Д.А.			Ремонт резервуара	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					75	117
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела		
						Группа 2Б8А		

- проверку сварных швов;
- заваривание коррозионных отверстий;
- подтяжка болтов;
- окрашивание.

Кроме того, при текущем ремонте специалистам необходимо проверять оборудование, такое как сифонные краны, отстойки, подогреватели, предохранители.

По результатам ремонта дополнительно проводятся испытательные операции.

Капитальный ремонт проводится каждые 5-10 лет. При таком виде ремонта процесс подготовки занимает не меньше времени, чем процесс ремонта.

Так, перед осуществлением капитального ремонта необходимо:

- сбор документов по оборудованию;
- закупка комплекта расходных материалов и составляющих резервуара на замену;
- поиск высококвалифицированных специалистов по ремонту;
- очистка емкости от рабочей среды;
- зачистка металлического корпуса;
- дегазация;
- составление плана.

Капитальный ремонт включает в себя замену элементов, подключаемой техники, съемных устройств, а также установку новое оснащение резервуара и нанесение защитная обработка [11].

6.2. Классификация методов ремонта

Характеристика исправляемых дефектов оказывает большое влияние на выбор методов ремонта конструкций. Нормативная документация, которая регламентирует допустимые размеры дефектов и отклонения геометрической формы РВС, указывает какой именно ремонт необходим.

					<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
						76
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

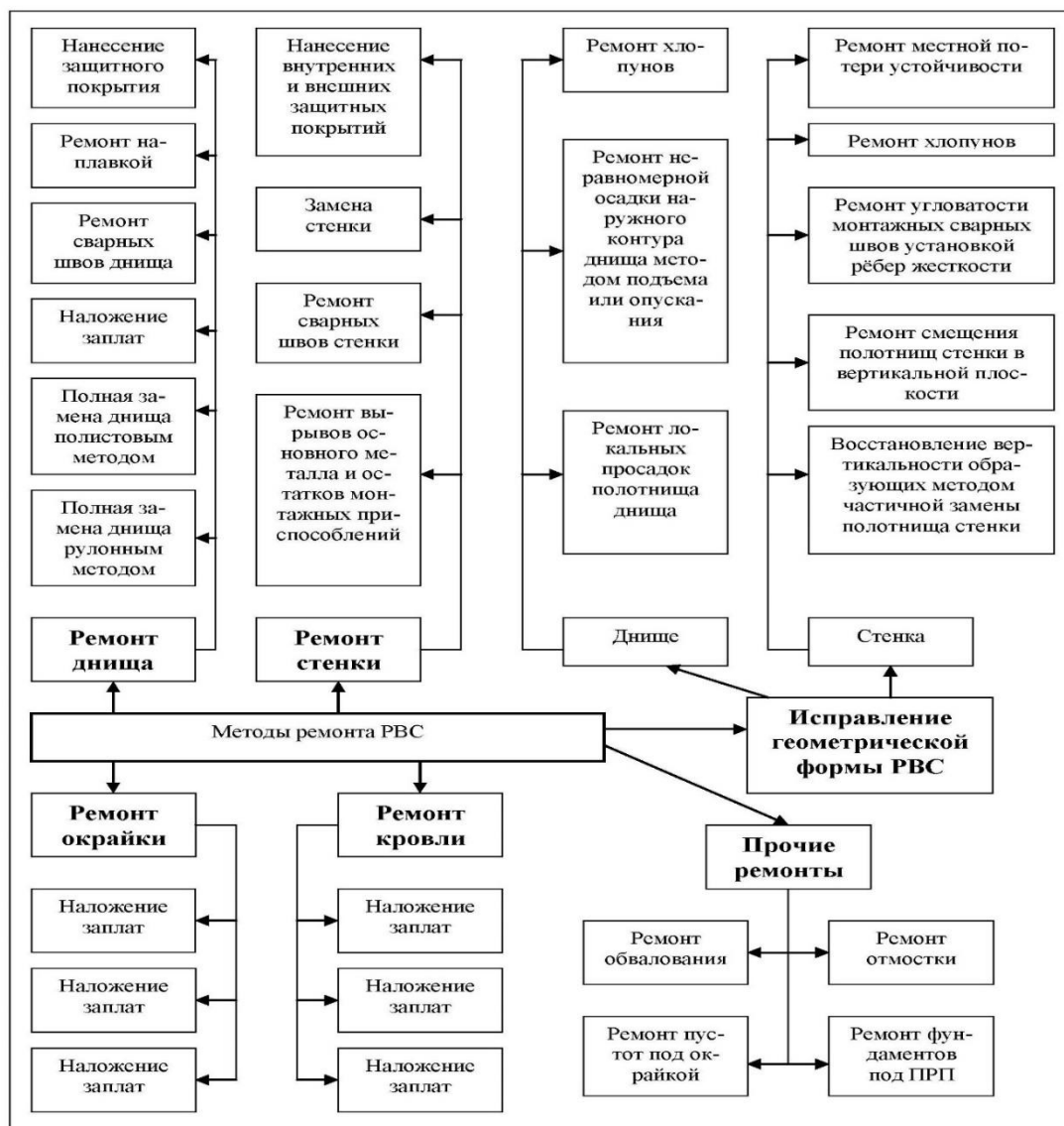


Рисунок 6.1 – Классификация методов ремонта

Таким образом, все виды ремонта сводятся к шести группам: ремонт стенки, дна, окрайки, кровли, исправление геометрической формы резервуара и другие.

К методам ремонта стенки РВС относятся:

- ремонт вырывов основного металла, трещин и удаление остатков монтажных приспособлений;
- ремонт сварных швов стенки;
- замена стенки;
- нанесение внутренних и внешних защитных покрытий.

К методам ремонта дна резервуара, согласно классификации, относятся:

- полная замена днища рулонным методом;
- полная замена днища полистовым методом;
- частичная замена днища;
- наложение заплат;
- ремонт сварных швов днища;
- ремонт наплавкой;
- нанесение защитного покрытия.

В соответствии с классификацией методами ремонта окрайки днища резервуара называют:

- полную замену окрайки;
- наложение заплат;
- ремонт наплавкой.

Ремонтом кровли резервуара является:

- полная замена покрытия;
- ремонт ферм покрытия;
- ремонт не герметичности покрытия.

Для исправления геометрической формы днища резервуара проводят такие методы ремонта, как:

- ремонт локальных просадок полотнища днища;
- ремонт не равномерной осадки наружного контура днища методом подъёма или опускания;
- ремонт хлопунов днища.

К методам исправления геометрической формы стенки резервуара, согласно классификации, относят:

- восстановление вертикальности образующих методом частичной замены полотнища стенки;
- ремонт смещения полотнищ стенки в вертикальной плоскости;
- ремонт хлопунов стенки;

					<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
						78
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- ремонт угловатости монтажных сварных швов установкой ребер жесткости;

К прочим методам ремонта резервуара, согласно классификации, относятся:

- ремонт обвалования;
- ремонт пустот под окрайкой;
- ремонт отмостки;
- ремонт фундаментов под ПРП.

6.3. Общие требования к ремонту резервуара

Согласно результатам диагностики и проектно-сметной документации, ремонт резервуара должен выполняться путем замены или ремонта дефективных конструктивных элементов резервуара, оборудования, арматуры.

Ремонт резервуаров производится согласно проекту капитального ремонта резервуара, который разрабатывается организацией, прошедшей экспертизу и получившей разрешение на проектные работы, одобренное территориальным органом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору России и утвержденным главным инженером ОАО МН. Разработку проекта производства работ на ремонт резервуара обеспечивает подрядная организация и согласовывает его в соответствии с:

- РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04;
- Инструкции по разработке проектов производства работ по строительству нефтегазопроductопроводов;
- Регламентом разработки проектов производства работ на строительство, техническое перевооружение, реконструкцию и капитальный ремонт объектов магистральных нефтепроводов.

Демонтирование оборудования необходимо проводить так, чтобы его можно было использовать повторно. Перед повторным использованием следует проводить осмотр и освидетельствование о устранении выявленных неисправностей.

					<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
						79
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

К списку оборудования, допускаемого к повторному использованию, относятся:

- клапана дыхательные и предохранительные;
- сифонные краны;
- размывающие системы типа «Диоген»;
- приемо-раздаточные устройства;
- другое оборудование, соответствующее нормам и правилам.

Требования по охране труда и технике безопасности, технической, пожарной и экологической безопасности при производстве ремонтных работ должны быть отражены в соответствующих разделах рабочего проекта ремонта резервуара.

6.4. Подготовка резервуара к проведению ремонтных работ

Проведение ремонта подразумевает под собой выполнение таких работ, как:

- снабжение места проведения ремонтных работ необходимым оборудованием и инструментами;
- освобождение от хранимого нефтепродукта;
- зачистка и дегазация резервуара;
- техническая диагностика с выдачей заключения о состоянии резервуара;
- разработка и согласование проекта ремонта и производства работ;
- выполнение ремонтных работ (замена конструкций, устранение дефектов и геометрии конструкций, укрепление основания резервуара и т.д);
- гидравлические испытания на герметичность и прочность;
- нанесение антикоррозионных покрытий;
- составление и оформление документации на проведение ремонта;
- ввод в эксплуатацию [12].

Рассмотрим наиболее важные этапы подробнее.

					<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
						80
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Размыв донных отложений стационарной системой «Диоген».

Размыв донных отложений, продолжительность которого зависит от высоты донных отложений, проводится перед выводом резервуара из эксплуатации с помощью стационарно установленной системой размыва «Диоген».

Работы, проводящиеся при размыве донных отложений:

- до начала контроль уровня нефти и донных отложений;
- размыв донных отложений не менее 10 ч;
- откачка нефти с взвешенными отложениями до нижнего аварийного уровня;
- контроль уровня нефти и донных отложений после размыва.

Вывод резервуара из эксплуатации.

Эксплуатирующая служба резервуара выводит резервуар из эксплуатации в соответствии с проектом производства работ, который утверждается главным инженером ОСТ не позднее, чем за 10 рабочих дней до начала работ.

Под выводом резервуара из эксплуатации предполагается:

- откачка нефти из резервуара до нижнего нормативного уровня подпорным насосом, согласно технологической карте;
- откачка нефти из резервуара до минимального возможного технологического уровня зачистным насосом;
- закрытие задвижек ПРП (с обтяжкой клиновых задвижек вручную);
- проверка герметичности задвижек ПРП на отсутствие поступления нефти в резервуар замерной рулеткой с периодичностью 1 ч в течение 3 ч;
- отключение электропитания приводов задвижек производится путем отсоединения питающего кабеля с обоих концов. Отсоединенный кабель должен быть закорочен и заизолирован. На кнопках управления вывешиваются запрещающие плакаты «Не включать! Работают люди»;
- демонтаж (или блокирование от несанкционированного открытия) штурвалов с задвижек ПРП;

					Ремонт резервуара	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

- отключение электропитания устройства «Диоген» производится путем отсоединения питающего кабеля с обоих концов. Отсоединенный кабель должен быть закорочен и изолирован. На кнопках управления вывешиваются запрещающие плакаты «Не включать! Работают люди»;
- дооткачка нефти из резервуара насосом через сифонный кран и зачистой патрубком;
- установка заглушек на фланцевые соединения ПРП;
- отключение системы автоматики и телемеханики резервуара (кроме системы пожаротушения) [13].

На приемо-раздаточных патрубках проводится отключение резервуара от обвязки трубопровода путем закрытия вручную задвижек.

Зачистка резервуара.

Зачистку резервуара проводят подрядчики, поэтому проект производства работ разрабатывает сама организация. Максимальные сроки проведения работ по зачистке резервуаров принимаются в соответствии с ОР-23.020.00-КТН-278-09. Максимальные сроки для зачистки РВС-5000 в летний период (апрель - октябрь) составляют 25 дней, а в зимний период (ноябрь-март) – 30 дней.

Дегазация резервуара.

С помощью естественной или принудительной вентиляции резервуара проводится предварительная дегазация резервуара. Данная процедура выполняется для снижения концентрации паров углеводородов до показателя менее 2,1 г/м³ внутри резервуара. Для вертикальных стальных резервуаров дегазацию необходимо производить в следующей последовательности: три световых люка на крыше с установкой газоотводных труб, люк-лаз на первом поясе с установкой воздуховода от вентилятора, все остальные люки на стенке и крыше резервуара закрыты.

При дегазации в каре резервуара замерять концентрацию паров углеводородов необходимо не реже одного раза в час (значения не должны превышать 2,1 г/м³. Если предельная концентрация превышает, то необходимо

					<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
						82
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

частично перекрыть люк-лаз для снижения подачи воздуха в резервуар. Кроме того, при наличии ветра, скорость которого не превышает 1 м/с, вскрытие люков и вентиляцию резервуара проводить запрещено. Таким образом, результаты замеров концентрации паров углеводородов следует конспектировать в приложение к наряду-допуску [14].

Разработка и согласование проекта ремонта и производства работ.

Разработка проектной рабочей документации проводится в соответствии с РД-23.020.00-КТН-283-09 проектной организацией. В данном документе необходимо отобразить такие разделы, как:

- пояснительная записка, которая включает в себя план выполнения ремонтных работ, решения по обеспечению пожарной безопасности и техники безопасности при выполнении работ, охрану окружающей среды, расчет НДС стенки резервуара при ремонте дефектов, программу гидравлического испытания резервуара с указанием уровня залива при гидроиспытаниях;
- рабочая документация на ремонт (реконструкцию) резервуара, которая содержит разделы проекта ремонта металлических конструкций, основания и фундамента, расчет металлоконструкций на прочность и устойчивость с учетом устранения дефектов;
- проект организации строительства, в котором содержатся календарный план производства работ по выполнению ремонта резервуара, строительный генеральный план, схема движения техники и персонала по объекту, графики поступления на объект строительных конструкций, изделий, материалов и оборудования; проект производства работ кранами – должен пройти экспертизу промышленной безопасности с регистрацией заключения в Ростехнадзоре, решения по производству геодезических работ, решения по технике безопасности, программа гидравлических испытаний, решения по прокладке временных сетей водо-, тепло- и энергоснабжения и освещения, перечни технологического инвентаря и монтажной оснастки, а также схемы строповки грузов, пояснительная записка;
- сметы;

					<i>Ремонт резервуара</i>	<i>Лист</i>
						83
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- тендерная документация.

После данных этапов происходит непосредственно проведение ремонтных работ.

6.5. Ремонт резервуара вертикального стального РВС-5000 м³

По результатам проведения неразрушающего контроля и расчете остаточного ресурса резервуар вертикальный стальной РВС-5000 м³ №87, применяемый на опасном производственном объекте II класса опасности «Площадки нефтебазы Якутской» находится в неработоспособном техническом состоянии [4]. Целесообразно проведение капитального ремонта резервуара.

Рекомендации по проведению ремонта представлены в таблице.

Таблица 12 – Рекомендации по устранению дефектов резервуара

№	Обнаруженные дефекты	Рекомендации по устранению
1	Многочисленные хлопуны, не удовлетворяющие требования НД, на днище резервуара.	Выполнить замену днища с обустройством нового гидрофобного слоя.
2	Деформация листов, свидетельствующая о разрушениях свайного основания резервуара и вымывания гидрофобного слоя.	
3	Между наружной частью окрайки днища и фундаментом резервуара имеются многочисленные зазоры.	
4	Фактические значения толщины 1-2 поясов стенки достигли предельно допустимые значения.	Выполнить замену 1-2 поясов стенки резервуара.
5	Недопустимые отклонения от вертикали образующих стенки резервуара.	
6	Деформации металлоконструкций шахтной лестницы	Устранить и привести в соответствие с РД 08-95-95.
7	На фундаменте присутствуют следы разрушения плит и ростверка основания.	Выполнить ремонт свайного основания, ростверков и плит фундамента в требуемом объеме.
8	Отслоение антикоррозионного покрытия на поверхности 5-6 поясов стенки.	Восстановить антикоррозионное покрытие в местах нарушения.

9	На днище и внутренней поверхности 1-2 поясов стенки резервуара имеются многочисленные отслоения антикоррозионного покрытия.	Нанести антикоррозионное покрытие после замены днища и поясов стенки.
10	На участках опорного уголка на 8 поясе стенки РВС есть следы коррозионных повреждений.	Выполнить замену 8 пояса и опорного уголка.
11	На наружной поверхности 2-4 поясов стенки резервуара, между 4 и 5 образующими, выявлены многочисленные остатки монтажных приспособлений с подрезами и оплавлениями в местах приварки глубиной до 2,0 мм.	Выполнить замену листов 2-4 поясов стенки резервуара, на которых имеются остатки монтажных приспособлений.
12	На листах настила кровли выявлены участки с локальной язвенной коррозией глубиной до 1,5 мм.	Устранить и привести в соответствие с РД 08-95-95.

7	Стальная чертилка	2 шт.
8	Машинка шлифовальная ИЭ-231 А	2 шт.
9	УШС-3 шаблон сварщика	4 шт.
10	Электродержатель ЭА-315	4 шт.
11	Печь электрическая для прокалики электродов СНО-5,5/5-И 1	1 шт.
12	Пенал для электродов	4 шт.
13	Кабель сварочный КРПТ 3х16	75 п.м.
14	Стальной слесарный молоток МКП ГОСТ 2310-77	2 шт.
15	Зубило слесарное ГОСТ 7211-86	2 шт.
16	Набор мелков	По потребности
17	Рулетка металлическая	2 шт.
18	Металлический угольник ТУ 22-400-79	1 шт.
19	Лицевой защитный щиток электросварщика ГОСТ 12.4.035-78	4 шт.
20	Очки газорезчика со светофильтрами Г1-73	2 шт.
21	Каска защитная виниловая ГОСТ 12.4.087-84	По потребности
22	Комплект одежды	По потребности
Для пооперационного контроля		
Геодезисты:		
1	Геодезист 3-4 класса	1 чел.
Оборудование:		
1	Теодолит 2Т30	1 шт.
2	Нивелир Н-ЗКЛУ 1	1 шт.
3	Рейка нивелирная РН-3-3000	1 шт.
4	Штатив	1 шт.
Дефектоскописты:		
1	Дефектоскопист (радиографический контроль, визуальный и измерительный контроль, капиллярный контроль)	1 шт.
Оборудование:		
1	Шаблон сварщика УШС-3	1 шт.
2	Компрессор с комплектом вакуум-камер	1 шт.
3	Рентгеновский аппарат постоянного действия	1 шт.

Таблица 14 – Проводимые работы

№	Виды проводимых работ	Время на выполнение работ, ч.
1	Обустройство проезда через обвалование для строительной-монтажной техники.	2

2	Обустройство площадки для резки демонтированных элементов	3
3	Постройка временных площадок для хранения оборудования и материалов	2
4	Устройство временных распределительных щитов и электропроводки.	4
5	Замена днища и обустройство нового гидрофобного слоя.	100
6	Замена 1-2 поясов стенки резервуара.	130
7	Контроль сварных соединений с помощью методов неразрушающего контроля.	100
8	Устранение деформации металлоконструкции шахтной лестницы.	20
9	Ремонт свайного основания, ростверков и плит фундамента.	70
10	Зачистка наружной и внутренней поверхности резервуара, площадок обслуживания и лестниц перед нанесением антикоррозионного покрытия.	220
11	Проведение геодезических измерений	45
12	Восстановление антикоррозионного покрытия в местах нарушения на 5-6 поясах стенки.	140
13	Нанесение антикоррозионного покрытия на днище и внутреннюю поверхность 1-2 поясов стенки.	140
14	Замена 8 пояса и опорного уголка.	100
15	Выполнение замены листов 2-4 поясов стенки резервуара.	160
16	Покраска замененного оборудования.	40
17	Очистка территории, резка, пакетирование и вывоз металлолома.	24
18	Восстановление обвалования резервуара.	5

7.2. Расчет затрат на проведение мероприятий по ремонту РВС-5000 м³

Затраты рассчитываются, как сумма элементов:

- затраты на оплату труда;
- материальные затраты;
- отчисления на социальные нужды;
- амортизационные отчисления;
- прочие расходы.

Материальные затраты включают в себя:

- материалы, используемые в производственном процессе;

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		88

- запасные части, комплектующие изделия и др. (топливо, вода, а также энергия всех видов, необходимая на производственные нужды);
- работа производственного характера, которая выполняется сторонними организациями;
- содержание и эксплуатация природоохранных сооружений;
- расходы на рекультивацию земель.

Расчет стоимости материалов представлен в таблице 15.

Таблица 15 -Расчет стоимости материалов

Наименование материала	Норма расхода материала, нат. ед.	Цена за единицу, руб./нат. ед.	Стоимость материалов, тыс. руб.
Материалы строительные	-	-	730
Подъем и перевозка грузов наемным транспортом	-	-	110
Трубы и фасонные изделия	-	-	115
Материалы для антикоррозионной обработки	-	-	230
Итого	-	-	1220,864

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные в зависимости от квалификации работника, сложности, количества, качества и условий выполняемой работы в соответствии с принятыми на предприятии формами и системы оплаты труда;
 - премии за профессиональное мастерство;
 - начисления стимулирующего или компенсирующего характера;
 - надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера;
 - суммы по договорам обязательного и добровольного страхования.
- Таким образом, заработная плата с учетом надбавок включает в себя:
- оплату по тарифной ставке;
 - доплату за классность – 25%;
 - премию – 40 %;
 - ставку северного коэффициента – 50%;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		89

- ставку районного коэффициента – 70%.

Расчет заработной платы приведен в таблицу 16.

Таблица 16 – Заработная плата сотрудникам

Должность	Кол-во, чел.	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Доплата за классность, %	Заработная плата с учетом надбавок, тыс. руб.
Мастер нефтебазы	1	9	120	1165	25	398,430
Электросварщик	2	6	90	452	25	231,876
Газорезчик	2	5	62	452	-	145,725
Монтажник	2	5	55	800	25	250,800
Монтажник	2	4	49	800	-	203,840
Геодезист	1	4	56	45	25	7,182
Дефектоскопист	1	-	61	100	-	15,860
Маляр	3	-	52	320	-	129,792
Итого	19	-	-	-	-	1383,505

Отчисления на социальные нужды определяются суммой единого социального налога по установленным законодательством нормам в процентах от расходов на оплату труда (30%). Страховые взносы:

$$1383,505 \cdot 0,3 = 415,1 \text{ тыс. руб.}$$

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

Годовая норма амортизации рассчитывается как:

$$Na = \frac{100\%}{T},$$

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

где T – срок полезного использования объекта основных средств.

Расчет амортизационных отчислений представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Амортизационные отчисления

Наименование объекта основных фондов	Кол-во, шт.	Балансовая стоимость, тыс. руб.		Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации за время эксплуатации (1165 часов), тыс. руб.
		Одного объекта	Всего		
Пост газовой резки	2	21	42	11	0,6
Выпрямитель сварочный ВДУ-306УЗ	2	47	94	10	1,2
Лебедка с тяговым усилием ЛМЭ-10-510	2	930	1860	15	36,3
Монтажный блок грузоподъемностью 100 кН	1	7	7	20	0,2
Шлифмашина ИЭ-2031А	2	3,2	6,4	20	0,16
Шаблон сварщика УШС-3	1	1,1	1,1	15	0,02
Электропечь для прокладки электродов СНО-5,5/5-И 1	1	134	134	18	3,1
Рулетка металлическая	2	0,4	0,8	12	0,01
Теодолит 2Т30	1	45	45	21	1,2
Нивелир Н-ЗКЛУ1	1	9	9	14	0,2
Рейка нивелирная РН-3-3000	1	1	1	10	0,01
Штатив	1	2,5	2,5	12	0,04
Рентгеновский аппарат постоянного действия	1	525	525	15	10,2
Компрессор с комплектом вакуум-камер	1	93	93	16	1,9
Итого	-	-	-	-	55,14

В состав прочих затрат включатся:

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

Кроме перечисленных затрат в составе затрат на проведение организационно-технического мероприятия учитываются накладные расходы, связанные с организацией, управлением и обслуживанием производства.

Таким образом, на основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия.

Таблица 18 – Сумма затрат на проведение ремонта

Состав затрат	Сумма затрат, тыс. руб.	Сумма затрат, %
Материальные затраты	1220,8	26,9
Затраты на оплату труда	1383,5	30,5
Отчисления на социальные нужды	415,1	9,2
Амортизационные отчисления	55,14	1,2
Прочие затраты	160,0	3,6

Итого основные расходы	3234,6	
Накладные расходы (40% от основных расходов)	1293,8	28,6
Общие затраты на проведение мероприятия	4528,4	100

7.3. Оценка экономической эффективности мероприятия

Экономический эффект от проведения конкретных мероприятий может быть определен в стоимостном выражении. То есть, необходимо сравнить затраты на проведение капитального ремонта с затратами на строительство РВС-5000 м³.

$$\Delta = C_0 - C_1 = 19000 - 4528,4 = 14471,6 \text{ тыс. руб.},$$

где C_0 – затраты на строительство нового РВС-5000 м³, составляет порядка 19-22 млн. руб.;

C_1 – затраты на проведение капитального ремонта РВС-5000 м³, составляющие 4528,4 тыс. руб.

Таким образом, экономия средств, выраженная как разница между затратами на строительство нового резервуара и затратами на капитальный ремонт РВС, и есть источник эффекта, который составляет минимум 14471,6 тыс. руб. (рис. 7.1).

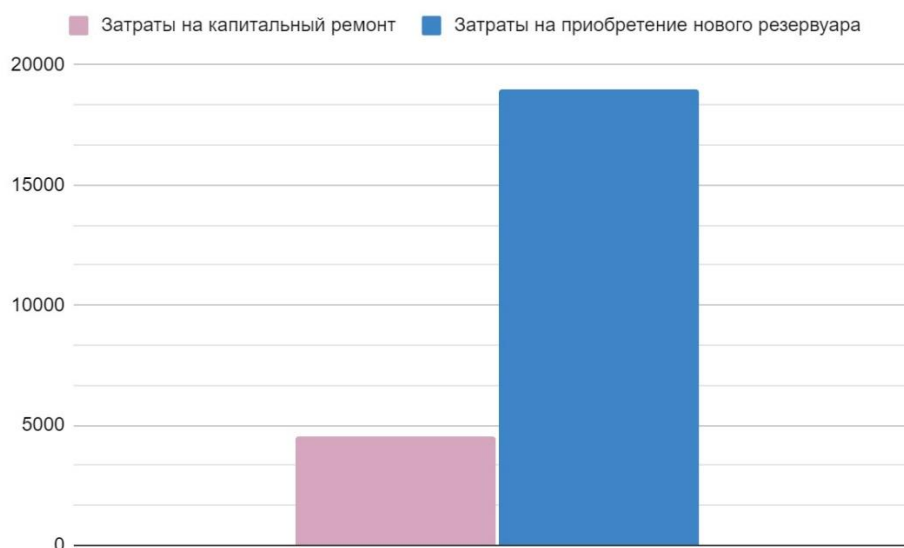


Рисунок 7.1 – Экономическая эффективность

Затраты на проведение капитального ремонта представлены на рисунке

7.2.

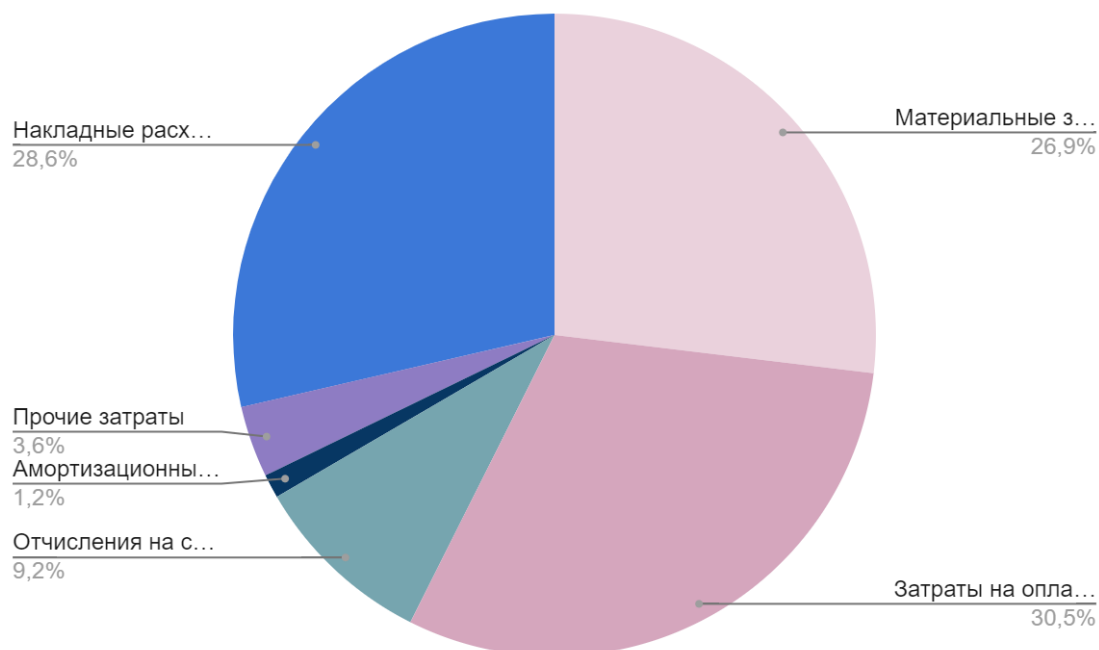


Рисунок 7.2 – Затраты на проведение капитального ремонта резервуара

По результатам проведенных расчетов затрат (представленных в диаграмме), выяснилось, что основная доля затрат идет на оплату труда сотрудников и накладные расходы, связанные с организацией, управлением и обслуживанием производства.

8. Социальная ответственность

Капитальный ремонт резервуара – это проведение работ по замене конструкций корпуса, кровли, днища и дополнительного оборудования. Проведение капитального ремонта на основе современных технических решений позволяет добиться совершенствования технико-экономических показателей при эксплуатации вертикальных стальных резервуаров.

Соблюдение требований и правил производственной и экологической безопасности является основной задачей при проведении работ по капитальному ремонту.

Рабочее место в процессе капитального ремонта расположено на открытой местности, где работники могут подвергаться воздействию вредных и опасных производственных факторов, которые возникают при проведении сварочно-монтажных и строительных работ.

8.1. Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, которые формируют опасные и вредные факторы при выполнении капитального ремонта резервуара (табл. 19).

Таблица 19 – Опасные и вредные факторы при выполнении капитального ремонта

Наименование работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Откачка нефти, зачистка и дегазация резервуара	1. Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.	1. Пожарная и взрывная опасность.	ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.1.046-2014 ГОСТ 12.1.003-2014

					<i>Организация проведения ремонтных работ резервуара вертикального стального типа РВС-5000 кубических метров на примере площадки нефтебазы Якутской</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Шилова Д.А.</i>				Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>						95	117
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>					<i>Отделение нефтегазового дела</i>		
						<i>Группа 2Б8А</i>		

	3. Повышенный уровень шума на рабочем месте. 2. Недостаточная освещенность рабочей зоны.		СП 155.13130.2014
Монтажные работы	1. Повышенный уровень электромагнитных излучений. 2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе рабочей зоны. 3. Повышенная запыленность рабочей зоны.	1. Повышенная температура поверхностей оборудования и обрабатываемых материалов. 2. Движущиеся машины и механизмы. 3. Производственные факторы, связанные с электромагнитными полями.	СанПиН 2.2.4.3359-16 СанПиН 2.2.4.548-96 ГОСТ 12.3.004-75 ГОСТ 12.4.001-89 ГОСТ 12.1.003-2014 СанПиН 2.2.4.548-96 ГОСТ 12.1.008-76 ГОСТ 12.4.011-89

8.1.1. Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Вредный производственный фактор – фактор производственной среды и (или) трудового процесса, воздействие которого в определенных условиях на организм работающего может сразу или впоследствии привести к заболеванию, в том числе смертельному, или отразиться на здоровье потомства пострадавшего, или в отдельных специфичных случаях перехода в опасный производственный фактор – вызвать травму.

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

Для того, чтобы приступить к проведению капитального ремонта резервуара необходимо вывести его из работы, произвести откачку нефти, зачистку и дегазацию резервуара. Контроль воздушной среды должен проводиться при проведении работ по дегазации резервуаров, их зачистке и ремонте. Для каждого отдельного случая должна быть разработана и утверждена схема контроля воздушной среды.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

В процессе дегазации резервуара (принудительном вентилировании, естественной аэрации, пропарке) контроль воздушной среды необходимо проводить через отверстие на газоотводной трубе, установленной на световом люке через каждые 2 часа.

Контроль проводится в течение всего времени проведения дегазации, пока концентрация паров нефти не станет ниже предельно допустимой взрывоопасной концентрации нефти равной 2100 мг/м^3 , и по истечении 2-х часов она не превысит указанное значение. Кроме этого, необходимо через каждый час контролировать концентрацию паров нефти на прилегающей территории – в каре и на крыше резервуаров.

В резервуарных парках контроль воздушной среды переносными газоанализаторами должен осуществляться вокруг обвалования на расстоянии 5 - 10 м от него на осевых линиях резервуаров с подветренной стороны, а также у площадок обслуживания и лестниц подъема на резервуар в каре каждого резервуара (в центре каре резервуара).

Резервуар считается подготовленным к зачистным работам, если концентрация внутри резервуара не превышает предельно допустимой взрывоопасной концентрации (ПДВК) нефти, а на прилегающей территории – предельно допустимой концентрации (ПДК).

В процессе зачистки резервуара контроль воздушной среды проводится в двух противоположных местах на расстоянии 2 м от стенки резервуара, на высоте 0,1 м с периодичностью через каждые 30 минут, после демонтажа крышки люка-лаза и наличия концентрации паров нефти в резервуаре ниже 2100 мг/м^3 . В каре резервуара, у люка-лаза первого пояса и в местах установки насосного оборудования, с периодичностью не реже 1 часа.

При достижении концентрации паров углеводородов нефти в резервуаре 2100 мг/м^3 (ПДВК), или при обнаружении повышения концентрации паров нефти в сравнении с предыдущим замером, работы должны быть немедленно остановлены, работающие выведены в безопасную зону и приняты меры по установлению источника поступления паров нефти и снижению концентрации

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		97

путем дополнительного вентилирования резервуара. В случае достижения в камере резервуара концентрации паров углеводородов нефти 300 мг/м^3 (ПДК) работы должны быть немедленно прекращены, оборудование отключено, люди выведены из зоны производства работ. Работы могут быть возобновлены после устранения причин загазованности.

После окончания зачистки резервуара, для определения его готовности к сварочно-монтажным работам, проводится контроль воздушной среды внутри резервуара и под днищем.

Внутри резервуара контроль воздушной среды проводится:

- у края резервуара по всей длине окружности не менее чем через 10 метров;
- в верхней зоне - через замерный люк;
- внутри каждого приемо-раздаточного патрубка;
- в отводах стационарной размывающей системы;
- внутри каждого короба понтона или плавающей крыши;
- в направляющих стойках понтона или плавающей крыши;
- в трубопроводах системы пожаротушения и в других внутренних полостях.

Контроль состояния воздушной среды под днищем резервуара проводится через отверстия диаметром 8 – 12 мм, просверленные на расстоянии 1 метра от уторного уголка с шагом 20 метров по периметру и с шагом 10 метров в направлении к центру резервуара, а также в местах расположения хлопунтов, сквозных коррозионных язв, трещин, свищей и отпотин. Замер уровня загазованности проводится на высоте 20 – 30 мм от уровня днища и под днищем, через просверленные отверстия.

Для контроля воздушной среды используют следующие приборы: Анализатор-течеискатель АНТ-2М; анализатор-течеискатель АНТ-3; газоанализатор КОЛИОН-1В; газоанализатор УГ-2; газоанализатор РасЕх.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

сварки металла, автопогрузчики). Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и нервную систему. Допустимые значения уровня шума не более 80 дБА.

Общая классификация средств и методов защиты от шума приведена в ГОСТ 12.1.029-80. Для защиты от прямого воздействия шума при строительно-монтажных работах используют звукоизолирующие экраны, перегородки и средства индивидуальной защиты (СИЗ): противошумные наушники; противошумные вкладыши; противошумные шлемы и каски.

Повышенный уровень электромагнитных излучений

В процессе сварочно-монтажных работ при ремонте резервуара рабочие подвергаются электромагнитному излучению. Электромагнитные поля (ЭМП) радиочастотного диапазона обладают выраженным биологическим действием, характер которого зависит от интенсивности ЭМП, времени облучения, частоты и характера электромагнитного сигнала, с одной стороны, и состава тканей (в частности, содержания в них воды), формы организма, подвергающегося облучению – с другой. Они могут вызывать существенные изменения в состоянии практически всех систем организма человека, как обратимые, так и достаточно стойкие и должны соответствовать таблице 20.

Таблица 20 – Электромагнитные поля

Параметр	Диапазоны частот (МГц)				
	0,03-3,0	3,0-30,0	30,0-50,0	50,0-300,0	300,0-300000
Предельно допустимое значение $\text{ЭЭ}_E, (\text{В/м})^2 \cdot \text{ч}$	20000	7000	800	800	-
Предельно допустимое значение $\text{ЭЭ}_A, (\text{А/м})^2 \cdot \text{ч}$	200	-	0,72	-	-
Предельно допустимое значение $\text{ЭЭ}_{\text{ППЭ}}, (\text{мкВт/см}^2) \cdot \text{ч}$	-	-	-	-	200
Максимальный ПДУ $E, \text{В/м}$	500	296	80	80	-
Максимальный ПДУ $H, \text{А/м}$	50	-	3,0	-	-

работ при более низкой эквивалентной температуре следует предусматривать использование специальных средств защиты, предупреждающих охлаждение организма работающих ниже предельных значений.

Для нормализации теплового состояния и предупреждения переохлаждения организма необходимо проводить, обогрев работающих. Режим обогрева, частота и длительность представляемых регламентированных перерывов устанавливаются в зависимости от эквивалентной температуры и тяжести труда.

Для обогрева и отдыха работающих в зоне производства строительномонтажных работ устанавливаются специально оборудованные мобильные вагоны-дома или другие помещения контейнерного типа. Помещения для обогрева должны размещаться на расстоянии не более 75 м от максимально удаленных рабочих мест.

В помещениях для обогрева должна поддерживаться температура на уровне $25 \pm 1^\circ\text{C}$ в зависимости от эквивалентной температуры на открытой местности, скорость движения воздуха не должна превышать 0,3 м/с, относительная влажность 40 – 60%. При этом перепад температур воздуха по вертикали не должен превышать 5°C , а температура поверхности стен опускаться ниже $+20^\circ\text{C}$. При эквивалентной температуре до минус 25°C обогрев должен осуществляться при температуре воздуха в помещении плюс $24\text{—}25^\circ\text{C}$. При эквивалентной температуре ниже минус 25°C в помещении следует поддерживать температуру плюс $25\text{—}26^\circ\text{C}$.

Обогрев работающих должен проводиться при снятой верхней одежде и обуви. В пунктах для обогрева рекомендуется оборудовать устройства для быстрого согревания рук и ног (столы с обогреваемыми ячейками для рук, обогреваемые ящики-подставки для ног) с возможностью регулирования в них температуры от $+30$ до $+45^\circ\text{C}$, а также устройства для быстрого прогрева (просушки) рукавиц, головных уборов, верхней одежды и обуви. В помещениях для обогрева следует предусмотреть возможность приготовления и хранения горячих напитков (чай, кофе).

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

Для защиты от холода работающим должна выдаваться теплая спецодежда и спецобувь с учетом профессии и климатического пояса, в котором ведутся работы. Для улучшения защиты рук от холода рекомендуется при температуре ниже +5° С надевать под защитные рукавицы шерстяные перчатки, а при понижении температуры ниже –20° С меховые рукавицы. Для защиты ног от переохлаждения следует применять утепленную обувь. Рекомендуется валяная обувь с утолщенной подошвой, либо кожаная обувь с влагозащитной пропиткой, вкладышем-утеплителем и вкладной утепленной стелькой. Для защиты ног рекомендуется также одевать две пары шерстяных носок разного размера. Для защиты открытых участков кожных покровов рекомендуется применять жировые вещества, типа гусиного жира.

Работы в условиях нагревающего микроклимата следует проводить при соблюдении мер профилактики перегревания. В целях профилактики перегревания работников при температуре воздуха выше допустимых величин, время пребывания на этих рабочих местах следует ограничить величинами, указанными в таблице 21.

Таблица 21 – Зависимость температуры воздуха и время пребывания

Температура воздуха на рабочем месте, °С	Время пребывания, не более при категориях работ, ч		
	Ia-Iб	IIa-IIб	III
32,5	1	-	-
32,0	2	-	-
31,5	2,5	1	-
31,0	3	2	-
30,5	4	2,5	-
30,0	5	3	2
29,5	5,5	4	2,5
29,0	6	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 таблице, для лиц, не адаптированных к нагревающему микроклимату (вновь поступившие на работу, временно прервавшие работу по причине отпуска, болезни и др.), сокращается на 5 минут, а продолжительность отдыха увеличивается на 5 минут.

Для оптимального водообеспечения работающих целесообразно размещать устройства питьевого водоснабжения (установки газированной воды - сатураторы, питьевые фонтанчики, бачки и т.п.) максимально приближенными к рабочим местам, обеспечивая к ним свободный доступ.

Для восполнения дефицита жидкости целесообразно предусматривать выдачу работающим чая, минеральной щелочной воды, клюквенного морса, молочнокислых напитков (обезжиренное молоко, пахта, молочная сыворотка), отваров из сухофруктов при соблюдении санитарных норм и правил их изготовления, хранения и реализации.

Для повышения эффективности возмещения дефицита витаминов, солей, микроэлементов, применяемые напитки следует менять. Не следует ограничивать работников в общем количестве потребляемой жидкости, но объем однократного приема регламентируется (один стакан). Наиболее оптимальной является температура жидкости, равная 12-15°C.

Повышенная запыленность воздуха рабочей среды

Контроль воздушной среды должен проводиться:

- с периодичностью 1 раз в 30 мин;
- по первому требованию ответственного лица за проведение работ;
- по первому требованию исполнителей работ по наряду-допуску; –
- после перерыва в работе.

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при зачистке резервуара от донных отложений посредством газоанализаторов АНТ-3, АНТ-3м, Колион-1. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³.

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах («Лепесток», Ф-62Ш, У-2К, «Астра-2», РПКМ и др.), защитных очках и комбинезонах.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

В районах работ по проведению ремонта резервуара, где имеются кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.), работники должны быть обеспечены за счет предприятия противоэнцефалитными или антимоскитными костюмами от гнуса и энцефалитного клеща.

В полевых условиях наиболее опасны укусы энцефалитного клеща. Поэтому нужно уделять особое внимание профилактике энцефалита. Основное профилактическое мероприятие – противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу. Еще один способ защиты от укусов насекомых — это использование репеллентных средств, которыми работники обеспечиваются за счет предприятия. Для защиты от комаров, мошек и клещей используются диэтилтолуамид, ИР3535, диметилфталат и акреп.

Также, при проведении ремонтов необходимо проводить осмотр одежды и тела 3-4 раза в день.

8.1.2. Анализ опасных производственных факторов мероприятия по их устранению

Опасный производственный фактор – фактор производственной среды и (или) трудового процесса, воздействие которого в определенных условиях на организм работающего может привести к травме, в том числе смертельной.

Пожарная и взрывная безопасность

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

В процессе хранения нефти в резервуаре, углеводороды, входящие в состав нефтяных паров при взаимодействии с воздухом, образуют взрывоопасную смесь. Одна из причин образования паровоздушных смесей – это утечки через фланцевые соединения приемо-раздаточных патрубков резервуара.

Нефть относится к категории и группе взрывоопасных смесей - ПА–ТЗ, где ПА – категория смеси, соответствующая промышленным парам нефти, ТЗ – группа, соответствующая температуре самовоспламенения свыше 200°С до 300°С.

Резервуарный парк относится:

- к категории «А» по взрыво- и пожароопасности;
- к классу взрывоопасности «В-1а»;
- к категории молниезащиты «П».

С целью обеспечения взрыво- и пожаробезопасности в резервуарных парках для паров углеводородов установлена предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация ПДВК = 2100мг/м³ .

Методы устранения причин взрывов и пожаров в резервуарном парке.

Организационные меры:

- выполнение требований проекта производственных работ и нарядодопуска;
- обучение и разработку планов эвакуации людей в случае пожара;

Технические меры:

- обеспечение места проведения огневых работ первичными средствами пожаротушения (огнетушитель ОП-50 – 2шт., асбестовое полотно

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

- 2x1,5 -2шт, ящик с песком – не менее 1,5м³, багор и т.д.);
- обеспечение на месте проведения огневых работ пожарного хода.

Повышенная температура поверхностей оборудования и обрабатываемых материалов

Сварка, применяемая при капитальном ремонте резервуара, наплавка и резка открытой и полужакрытой электрической дугой являются работами повышенной опасности. Места производства электросварочных и газопламенных работ при отсутствии несгораемого защитного настила или настила, защищенного несгораемым материалом должны быть освобождены от сгораемых материалов в радиусе не менее 5 м, а от взрывоопасных материалов и оборудования (газогенераторов, газовых баллонов и т.п.) – не менее 10 м. При резке элементов конструкций резервуара должны быть приняты меры против случайного обрушения отрезанных элементов. При сварке на открытом воздухе следует ставить ограждения в случае одновременной работы нескольких сварщиков вблизи друг от друга и на участках интенсивного движения людей. Сварочные работы на открытом воздухе во время дождя, снегопада должны быть прекращены.

Для максимальной защиты лица и глаз используются щитки по ГОСТ 12.4.035-78 со светофильтром по ГОСТ 12.4.080-79, покровным стеклом по ГОСТ 111-78. Сварщик должен обеспечиваться брезентовым или комбинированным комбинезоном, надежно защищающим от искр и брызг расплавленного металла, механических воздействий, влаги, вредных излучений. Одежда, предназначенная для рук, — это краги, предохраняющие руки от электрического напряжения, искр и горячего металла, а также защитная каска, респиратор или противогаз, строительный пояс, наушники, ручные захваты, налокотники и наколенники. При сварочных работах внутри резервуара электросварщик должен обеспечиваться диэлектрическими перчатками, галошами и ковриками.

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

8.2. Экологическая безопасность

Согласно РД 51-1-96 при разработке проектной, прединвестиционной документации по технологическому объекту повышенной опасности необходимо ознакомиться и составить аналитическую документацию, характеризующую воздействие данного объекта на окружающую среду.

Экологический мониторинг в период ремонта резервуаров организуется с целью получения достоверной информации об экологическом состоянии окружающей среды, на которую оказывается воздействие в ходе выполнения строительно-монтажных работ. В задачи мониторинга в период ремонта РВС входят:

- осуществление регулярных наблюдений за техногенным воздействием производственного объекта на компоненты природной среды;
- осуществление регулярных наблюдений за состоянием компонентов природной среды и оценка их изменения;
- анализ и обработка полученных в процессе мониторинга данных.

Результаты экологического мониторинга используются в целях контроля за соблюдением проектных решений при производстве строительных работ, а также за реализацией и эффективностью предусмотренных проектом природоохранных мероприятий, направленных на снижение или ликвидацию отрицательного антропогенного воздействия на природную среду в процессе ремонта, на сохранение и рациональное использование природных ресурсов.

Воздействие на литосферу

В процессе проведения капитального ремонта РВС воздействие на литосферу характеризуется загрязнением почвы производственными отходами, применяемыми при тех или иных технологических процессах.

При ремонте резервуаров образуются следующие виды отходов:

- шлам от зачистки резервуаров для хранения нефтепродуктов;
- отработанные обтирочные материалы (ветошь);
- огарки сварочных электродов;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

- окалина, сварочный шлак;
- твердые отходы при очистке конструкций резервуара от ржавчины и старых лакокрасочных покрытий;
- вода после гидравлического испытания;
- твердые бытовые отходы.

В целях снижения уровня загрязнения литосферы выбросами углеводородов при ремонте резервуаров осуществляют мероприятия по сокращению потерь нефти (нефтепродуктов) из резервуаров.

Для снижения негативных экологических последствий, возникающих при ремонте резервуаров, которые влияют на почвенно-растительный покров должны быть предусмотрены мероприятия:

- сбор твердых отходов в контейнеры-накопители;
- сооружение подъездных дорог в каре резервуара с покрытием железобетонными дорожными плитами в местах переездов через подземные технологические нефтепроводы и инженерные коммуникации;
- складирование плодородного слоя почвы для последующего его использования при рекультивации нарушенных земель;
- сокращение количества потерь отходов материалов, образующихся при сварочно-монтажных работах;
- сбор кварцевого песка (отработанного);
- сбор отходов ржавчины металла и старого лакокрасочного покрытия;
- утилизация промышленных и бытовых отходов.

Приказом, назначается лицо, ответственное за сбор, временное хранение и организацию своевременного вывоза отходов, образующихся в результате проведения работ.

На участке должен проводиться постоянный контроль за состоянием рабочих емкостей и контейнеров с отходами. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопас-

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		109

ности, санитарно-гигиеническим нормам.

Места сбора и накопления отходов должны быть оборудованы углекислотными огнетушителями, ящиками с песком, лопатой, войлоком, кошмой или асбестом.

Воздействие на атмосферу

Загрязняющие атмосферный воздух вещества могут образовываться при проведении нижеперечисленных работ на резервуарах:

- при монтаже или ремонте конструкций резервуара, связанного с электродуговой сваркой, пескоструйной очисткой металлической поверхности резервуара под нанесение защитного антикоррозионного покрытия;
- при обезжиривании металлической поверхности конструкций резервуара протиркой уайт-спиритом;
- при окраске поверхности металлических конструкций эмалевыми красками;
- при работе двигателей транспортной, строительно-монтажной техники.

Наибольшее воздействие на атмосферу представляют различные машины, используемые при ремонте резервуара. Второстепенное воздействие оказывают сварочные работы, работы по резке металла, покрытие резервуаров от коррозии. При работе различных частей машин и механизмов выделяются оксиды углерода, оксиды азота, диоксиды сера, керосин, углерод. При сварочных работах выделяется сварочный аэрозоль, в состав которого входят: оксид железа, марганец и его соединения, пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния, фтористые газообразные соединения, оксид азота (IV), оксид углерода. Для защиты резервуара от коррозии используются импортные покрывные материалы. Чаще всего покрытие осуществляется методом распыления, что чревато выделением аэрозоля краски. Для снижения уровня загрязнения необходимо:

- использование экологически безопасных источников энергии;
- использование безотходной технологии производства;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

- борьба с выхлопными газами автомобилей.

Воздействие на гидросферу

В процессе проведения капитального ремонта резервуара, появляется большое количество отходов производства. Утилизация таких отходов должна быть осуществлена только в специально предназначенные для этого места. Не допускается сброс отходов в водные источники, во избежание загрязнений водного ресурса для того, чтобы воздействие при ремонте резервуара было минимальным необходимо проводить следующие мероприятия: все горючесмазочные материалы должны быть слиты в отведенные для этого места; промышленные и бытовые отходы должны быть утилизированы в отведенные для этого места; вывоз отходов должен быть санкционированным и своевременным; мойку и ремонт машин, применяемых при ремонте резервуара необходимо осуществлять только в отведенных для этого местах.

8.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

ЧС – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие, широко распространённую инфекционную болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, а также применение современных средств поражения, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация.

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

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

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						111
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Аварии в резервуарном парке могут привести к возникновению чрезвычайных ситуаций. Основными причинами возникновения аварий являются: коррозионные разрушения, малые и большие дыхания, перепады температур, вакуум, неверное техническое обслуживание, отказ приборов контроля и сигнализации, факторы внешнего воздействия (молнии, ураганы и прочее).

Для предупреждения попадания молний в резервуар с нефтью необходимо устанавливать молниеотводы, корпус резервуара должен быть заземлён. По периметру резервуара необходимо устанавливать заземлители через каждые 50 м. Также, заземляют все коммуникации, находящиеся на объекте.

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

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

При разработке мероприятий по предупреждению ЧС предусматриваются:

- проведение инженерных изысканий с целью оценки частоты и интенсивности проявлений опасных природных процессов и установление категории их опасности;
- мероприятия по инженерной защите территории объекта, зданий и т.д. от опасных геологических процессов, затоплений и подтоплений, ветровых и снеговых нагрузок, природных пожаров и т.д.;
- мероприятия по молниезащите;
- создание системы мониторинга опасных природных процессов и оповещения о ЧС природного характера;
- оповещение населения об опасности, его информировании о порядке действий в сложившихся чрезвычайных условиях;
- инженерную защиту населения и территорий;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		112

- соблюдения обслуживающим персоналом правил эксплуатации оборудования;
- совершенствования пожарной защиты и контроль системы пожарной безопасности;
- своевременное обслуживание техники и оборудования.

8.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

8.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

При проведении капитального ремонта резервуар необходимо вывести из эксплуатации и провести зачистку внутренней его полости. Лица моложе 18 лет и женщины к работе по очистке резервуаров, которые содержали нефтепродукты, не допускаются.

Женщины не допускаются к электросварочным работам, проводимым внутри резервуара, а также при верхолазных работах.

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.

Лицам, производившим зачистку внутренней полости резервуара и электросварщикам на основании Постановления Госкомтруда СССР и Президиума ВЦСПС от 25 октября 1974 г. N 298/П-22 "Об утверждении списка производств, цехов, профессий и должностей с вредными условиями труда, работа в которых дает право на дополнительный отпуск и сокращенный рабочий день" с изменениями и дополнениями установить продолжительность дополнительного отпуска в размере 12 рабочих дней. Электросварщикам положено выдавать по 0,5 литра молока за смену в соответствии с 222 статьей Трудового Кодекса РФ.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						113
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Заключение

В результате выполнения выпускной квалификационной работы:

- проанализирована научно-техническая документация в области обслуживания, эксплуатации и ремонта резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м³;
- рассмотрены методы неразрушающего контроля, применяемые для диагностики резервуара;
- проведен анализ дефектов конструкций РВС-5000 м³ Площадки нефтебазы Якутской, основными механизмами повреждения для резервуара являются коррозия металла, эрозионное истекание стенок рабочей средой, усталость, изменение физико-механических свойств металла, конструктивные концентраторы напряжений, а также эксплуатация в условиях воздействия локальных нагрузок и внутреннего избыточного давления
- произведены проверка толщины стенки резервуара на устойчивость, расчет на прочность листовых конструкций и оценка остаточного ресурса, который показал, что резервуар вертикальный стальной типа РВС-5000 м³ находится в неработоспособном техническом состоянии, необходим капитальный ремонт;
- разработаны мероприятия по проведению капитального ремонта резервуара.

					<i>Организация проведения ремонтных работ резервуара вертикального стального типа РВС-5000 кубических метров на примере площадки нефтебазы Якутской</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Шилова Д.А.</i>			Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					114	117
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела</i>		
						<i>Группа 2Б8А</i>		

Список использованной литературы

1. А.В. Зиновьев, В.Н. Панчиков, М.В. Кульман, П.В. Какаров, О.В. Жеребненко. Журнал современная наука: актуальные проблемы теории и практики. Резервуары для нефти и нефтепродуктов. Серия Естественные и Технические науки, №11 – 2015г.
2. В.А. Бердников Заключение экспертизы промышленной эксплуатации // М.: Инженерный технический центр "Промтехаудит", 2020г.
3. РД 153-39.4-078-01. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 23.03.2022г.).
4. ГОСТ 31385-2016. Резервуары вертикальные стальные для нефти и нефтепродуктов; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200138636/> (дата обращения 23.03.2022г.).
5. ГОСТ Р 59725-2021. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Оборудование резервуарное. Устройство размыва донных отложений пропеллерного типа; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200181080/> (дата обращения 23.03.2022г.).
6. Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту. - М.: Недра, 1988
7. Неразрушающий контроль: Справочник: В 8 т. / Под общ. ред. 4 В.В. Ключева. Т.1: В 2 кн. Кн. .Ф.Р. Соснин. Визуальный и измерительный контроль. Кн. 2.1 Ф.Р. Соснин. Радиационный контроль. - 2-е изд., испр. - М.: Машиностроение, 2008. - 560 е.: ил.

					<i>Организация проведения ремонтных работ резервуара вертикального стального типа РВС-5000 кубических метров на примере площадки нефтебазы Якутской</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Шилова Д.А.</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					115	117
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>			<i>Список использованной литературы</i>			
					<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А</i>			

8. Методы неразрушающего контроля. Неразрушающие методы контроля материалов и изделий: электрон, учеб. пособие / Н.В. Кашубский, А.А. Сельский, А.Ю. Смолин и др. - Электрон, дан. – Красноярск.

9. ГОСТ 7512-82. Контроль неразрушающий. Соединения сварные; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200001358/> (дата обращения 05.04.2022г.).

10. ГОСТ Р 56542-2015 Национальный стандарт Российской Федерации контроль неразрушающий. Классификация видов и методов; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200123257/> (дата обращения 09.04.2022г.).

11. СТО 02494680-0030-2004. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Правила технического диагностирования, ремонта и реконструкции; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200044352/> (дата обращения 29.04.2022г.).

12. РД-23.020.00-КТН-283-09. Правила ремонта и реконструкции резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 куб.м. Том 1; [Электронный ресурс] - (дата обращения 15.04.2022г.).

13. РД-23.020.00-КТН-283-09. Правила ремонта и реконструкции резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 куб.м. Том 2; [Электронный ресурс] - (дата обращения 16.04.2022г.).

14. ОР-75.180.00-КТН-027-13. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Зачистка резервуаров от донных отложений. Организация и проведение работ.

15. Афонская Г.П. Влияние дефектов на несущую способность резервуаров– 155 - 174с.

16. Морозов Е.М. Расчет на прочность при наличии трещин. Прочность материалов конструкций. - 319-334 с.

17. ГОСТ Р 51858-2020. Нефть. Общие технические условия; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/566325164/> (дата обращения 29.04.2022г.).

					Список использованной литературы	Лист
						116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

18. Хоперский Г.Г, Прокофьев В.В. Методы ремонта элементов конструкций стальных вертикальных цилиндрических резервуаров после длительной эксплуатации.

19. СНиП 2.11.03-1993. Строительные нормы и правила. Склады нефти и нефтепродуктов; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/871001020/> (дата обращения 22.03.2022г.).

20. Кондаков Г.П. Анализ причин аварий вертикальных цилиндрических резервуаров. - №5 8с.

21. ГОСТ 18442-1980. Контроль неразрушающий. Капиллярные методы; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200004648/> (дата обращения 16.04.2022г.).

22. ГОСТ Р ИСО 16809-2005. Контроль неразрушающий. Контроль ультразвуковой. Измерение толщины; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200121500/> (дата обращения 16.04.2022г.).

23. Березин В.Л., Шутов В.Е. Прочность и устойчивость резервуаров и трубопроводов. – М.: «Недра», 1973, 200 с.

24. ГОСТ 12.1.003 -14. ССБТ Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.

25. ГОСТ ИЕС 61140-2012. Защита от поражения электрическим током. Общие положения безопасности установок и оборудования (с Поправкой).

26. ГОСТ Р 12.4.234-2012 ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная для защиты от термических рисков электрической дуги. Общие технические требования и методы испытаний.

27. ПБ 03-576-2003. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		117