

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 профиль Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и  
продуктов переработки»  
 Отделение Нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
«Техническое обслуживание и ремонт резервуаров вертикальных стальных»

УДК 622.692.23-049.32

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗД	Козлов Кирилл Сергеевич		10.06.2018

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник Олег Владимирович	к.п.н, доцент		10.06.2018

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			06.06.2018

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Немцова Ольга Александровна			06.06.2018

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник Олег Владимирович	к.п.н, доцент		10.06.2018

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
профиль Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и  
продуктов переработки»  
 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
3-2БЗД	Козлову Кириллу Сергеевичу

Тема работы:

«Техническое обслуживание и ремонт резервуаров вертикальных стальных»
---

Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 27.04.2018 г. №3033/с
---	--------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2018г.
--	--------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p><i>Резервуары вертикальные стальные, служащие для приема, накопления, кратковременного хранения, измерения объема, учета и сдачи нефти на объектах магистральных трубопроводов компании Транснефть. Технологии очистки резервуаров вертикальных стальных от донных отложений при техническом обслуживании и ремонте.</i></p>
---	---

					Задание на выполнение ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		2

**Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов**

*(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).*

*Исследование анализа устройств размыва донных отложений и оценка технологий очистки резервуаров вертикальных стальных от донных отложений при техническом обслуживании и ремонте. Исследование основных технических решений по обеспечению надежности и безопасности работы резервуаров типа РВС в ходе эксплуатации.*

**Перечень графического материала**

*(с точным указанием обязательных чертежей)*

**Таблицы:**

- Периодичность диагностирования вертикальных стальных резервуаров,
- Нормы потерь нефтепродуктов при зачистке резервуаров.

**Рисунки:**

- Типовая схема технологического резервуара
- Типовая схема товарного резервуара
- Расположение резервуара на местности
- Резервуар вертикальный стальной
- Элементы РВС
- Элементы крыши РВС
- Расположение земляного обвалования относительно РВС
- Уровень расчетного объема
- Резервуары объемом менее 20000 м<sup>3</sup>
- Резервуары объемом 20000 м<sup>3</sup> и более
- Схема размещения оборудования резервуара
- Схемы перекачки нефти/нефтепродукта
- Карты технического обслуживания РВС без понтона и с понтоном
- Дефекты резервуаров
- Ручной способ очистки резервуара
- Механический метод зачистки резервуара
- Химически механизированный способ очистки
- Установка «Тайфун»
- Установка «Диоген»
- Сравнительные технические и экономические показатели устройств
- Струйный гидравлический смеситель
- Схема выведения раздаточного патрубка над коническим днищем резервуара
- Полигон для переработки нефтешламов
- Затраты на проведение работ по строительству резервуара РВС-20000 м<sup>3</sup>

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы** (с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Макашева Юлия Сергеевна, ассистент ОСГН ШБИП
«Социальная ответственность»	Немцова Ольга Александровна, ассистент ООД ШБИП
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	15.02.2018 г.
---	---------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник Олег Владимирович	к.п.н, доцент		15.02.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗД	Козлов Кирилл Сергеевич		15.02.2018

					<i>Задание на выполнение ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		4

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б3Д	Козлову Кириллу Сергеевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	бакалавриат	21.03.01. Нефтегазовое дело Профиль <u>«Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</u>

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<i>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</i>	<i>В данной работе рассматриваются резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС-20000 м<sup>3</sup>, находящиеся в эксплуатации РНУ «Парабель» АО «Транснефть Центральная Сибирь», и предназначенные для временного хранения нефти.</i>
---	--

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов и мероприятия по их устранению.</i>	<i>Вредные факторы: 1.Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; 2. Отклонение показателей климата; 3. Недостаточная освещенность на рабочем месте;</i>
<i>1.2. Анализ выявленных опасных факторов и мероприятия по их устранению.</i>	<i>Опасные факторы: 1. Взрывоопасность; 2. Расположение рабочего места на высоте; 3. Электрический ток</i>
<i>2. Экологическая безопасность:</i>	<i>При ликвидации аварийного разлива нефти, воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения. Ликвидации последствий разлива нефти на территории резервуарного парка сопровождается: загрязнением атмосферного воздуха; повреждением почвенно-растительного покрова;</i>
<i>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</i>	<i>Чрезвычайные ситуации на территории резервуарного парка могут возникать в результате аварийного разлива нефти.</i>
<i>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</i>	<i>Правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы: 1.ГОСТ 12.1.029-80 «ССБТ Средства и методы защиты от шума Классификация»; 2.РД 13.100.00-КТН-225-06 «Система организации работ по охране труда на</i>

					Задание «Социальная ответственность»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

нефтепроводном транспорте». – Введ. 09.06.2006 г. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2000;

3.ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования»;

4.ГОСТ 61140-2012 «Защита от поражения электрическим током. Общие положения безопасности установок и оборудования»;

5.Типовая инструкция по охране труда при зачистке резервуаров на предприятиях нефтепродуктообеспечения ТОИ Р-112-16-95 (утв. приказом Министерства топлива и энергетики РФ от 4 июля 1995 г. N 144).;

6.ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1).;

7.СНиП 2.11.03-93 - Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы. ТОИ Р-112-12-95 Типовая инструкция по охране труда при эксплуатации резервуарных парков предприятий нефтепродуктообеспечения.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

15.02.2018 г.

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Немцова Ольга Александровна			15.02.2018г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗД	Козлов Кирилл Сергеевич		15.02.2018г.

Лист

Задание «Социальная ответственность»

6

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б3Д	Козлову Кириллу Сергеевичу

<b>Инженерная школа</b>	<b>Природных ресурсов</b>		<b>ТХНГ</b>
<b>Уровень образования</b>	бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01. Нефтегазовое дело Профиль « <u>Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки</u> »

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на выполнение работ по строительству резервуара РВС-20000м<sup>3</sup>, согласно применяемой техники и технологии</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>ВСН 467-85 «Производственные нормы расхода материалов в строительстве» Единые нормы амортизационных отчислений по постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 07.07.2016); Приказ Минтруда России от 30.12.2016 № 851н «Об утверждении классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска» и др.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налоговый кодекс РФ Федеральный закон от 19 декабря 2016 года N 438-ФЗ</i>

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Оценка перспективности и материальных затрат на проведение работ по строительству резервуара РВС-20000 м<sup>3</sup> и обоснование целесообразности внедрения новой технологии</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Планирование и формирование бюджета в зависимости от сложности строительства резервуара</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчёт ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности строительства РВС-20000 м<sup>3</sup></i>

					Задание «Финансовый менеджмент»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

**Перечень графического материала** (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Таблицы:

- Матрица SWOT
- Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации
- Рабочая группа проекта
- Календарный план проекта
- Календарный план-график проведения работ по теме
- Состав персонала, количество необходимого оборудования, механизированного, ручного инструмента и приспособлений
- Ведомость по использованному в строительстве сырью, изделиям, конструкциям и материалам
- Ведомость подсчета объемов внутриплощадочных подготовительных и основных строительно-монтажных работ
- Расчет заработной платы персонала
- Расчет амортизационных отчислений
- Расчет стоимости материалов и оборудования
- Смета затрат на строительство РВС

2. Рисунки:

- Затраты на проведение работ по строительству резервуара РВС-20000 м<sup>3</sup>

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

15.02.2018 г.

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ОСГН	Макашева Юлия Сергеевна			15.02.2018 г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3Д	Козлов Кирилл Сергеевич		15.02.2018 г.

Лист

Задание «Финансовый менеджмент»

8

Изм. Лист № докум. Подпись Дата



## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 99 с., 24 рисунков, 14 табл., и 25 источников.

Ключевые слова: резервуар, ремонт, техническое обслуживание, донные отложения, резервуар вертикальный стальной, понтон, приемо-раздаточный патрубков, резервуарное оборудование, зачистка резервуара.

Объектом исследования являются резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС-20000 м<sup>3</sup>, а именно их техническое обслуживание и ремонт, а также технологии очистки резервуаров вертикальных стальных от донных отложений при техническом обслуживании и ремонте.

Цель работы – Анализ и оценка технологий очистки РВС от донных отложений при техническом обслуживании и ремонте.

В процессе исследования проводился проверочный расчет прочности стенки резервуара, а также расчет устойчивости стенки. Рассмотрены вопросы оценки технического состояния резервуаров. Рассмотрены вопросы производственной и экологической безопасности при выполнении работ по ликвидации аварийных разливов нефти на территории резервуарного парка, а также на территории отдельно стоящего резервуара. Проводился расчет стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на выполнение работ по строительству вертикального стального резервуара РВС-20000 м<sup>3</sup>.

В результате исследования был произведен анализ типов резервуаров, их назначение и устройство, рассмотрено используемое резервуарное оборудование. Выполнен анализ оценки технического состояния резервуаров вертикальных стальных при их эксплуатации, и ремонте, а также анализ и оценка технологий очистки резервуаров от донных отложений.

Так как резервуары работают в тяжелых эксплуатационных условиях и относятся к объектам повышенной экологической опасности, то на основании полученных результатов было выявлено, что сочетание многообразных факторов требует разработки различных технологий очистки РВС от донных

					Реферат	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

отложений, поскольку используемые технологии достаточно энерго- и финансовозатратны. В свою очередь, применение новых разработок по очистке резервуаров от донных отложений, дает возможность значительно снизить потребляемую энергию и затраты на закупку и установку дополнительного резервуарного оборудования.

Экономическая эффективность/значимость работы: строительство РВС-20000 м<sup>3</sup> с установкой «Диоген» и полной комплектацией соответствующего оборудования, по смете обходится около 71 миллиона рублей. При строительстве резервуара с использованием системы размыва донных отложений, в виде загиба приемного патрубка и выведение в центр днища резервуара раздаточного патрубка, количество задействованного оборудования сокращается. Соответственно, уменьшается цена на амортизационные отчисления, материалы, выплаты заработной платы и социальные отчисления работникам и т.д., что показывает снижение стоимости такого строительства и обслуживания в несколько раз меньше.

					<i>Реферат</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		10

## Термины и определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

**Резервуар:** Сооружение, предназначенное для приема, накопления, кратковременного хранения, измерения объема, учета и сдачи нефти на объектах магистральных трубопроводов.

**Резервуарный парк:** Комплекс взаимосвязанных резервуаров и другого технологического оборудования, предназначенный для осуществления приема, накопления, измерения объема, сдачи нефти/нефтепродуктов.

**Техническое состояние:** Состояние оборудования и сооружений, характеризующиеся в определенный момент времени при определенных условиях внешней среды значениями его параметров, установленных технической документацией.

**Текущий ремонт:** Ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности изделия и состоящий в замене и (или) восстановлении отдельных частей.

**Капитальный ремонт/реконструкция резервуара:** Комплекс мероприятий по восстановлению технико-эксплуатационных характеристик с заменой или восстановлением элементов конструкций резервуара и оборудования с выводом резервуара из эксплуатации и зачисткой

**Верхний нормативный уровень:** Уровень нефти (нефтепродуктов), после достижения которого должны быть выполнены технологические операции по остановке закачки нефти (нефтепродуктов) в резервуар.

**Оборудование:** Заводское изделие, имеющее паспорт изготовителя, являющееся совокупностью деталей, узлов, элементов и характеризующееся функциональным и конструктивным единством.

**Донные отложения:** Осадок в резервуаре, состоящий из нефти и нефтепродуктов, парафина, механических примесей (глины, окислов металлов, песка) и подтоварной воды.

					Термины и определения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

## Обозначения и сокращения

АРМ – автоматизированное рабочее место;

ЖБР – железобетонный резервуар цилиндрический со стационарной крышей без понтона;

ЖБРП – железобетонный резервуар прямоугольный со стационарной крышей без понтона;

ЛПДС – линейная производственно-диспетчерская станция;

НТД – нормативно-техническая документация.

ОП – огневой преградитель;

ОСТ – организация системы «Транснефть»;

ПРП – приемо-раздаточный патрубок;

ПРУ – приемо-раздаточное устройство;

ПСП – приемо-сдаточный пункт;

РВС – резервуар вертикальный стальной цилиндрический со стационарной крышей без понтона;

РВСП – резервуар вертикальный стальной цилиндрический со стационарной крышей и понтоном;

РВСПА – резервуар вертикальный стальной цилиндрический с алюминиевой купольной стационарной крышей и понтоном из алюминиевых сплавов;

РВСПК – резервуар вертикальный стальной цилиндрический с плавающей крышей;

РП – резервуарный парк;

СГС – струйный гидравлический смеситель;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

СПБ – служба пожарной безопасности;

СРДО – система размыва донных отложений;

ТД – техническая документация;

ТОР – техническое обслуживание и ремонт;

ТР – текущий ремонт;

					Обозначения и сокращения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ .....	14
ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	16
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАССМАТРИВАЕМОМ СООРУЖЕНИИ .....	17
1.1 Классификация и типы резервуаров .....	17
1.2 Назначение и устройство РВС .....	20
1.3 Оборудование резервуаров .....	24
2. ЭКСПЛУАТАЦИЯ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ РЕЗЕРВУАРОВ ..	28
2.1 Общие положения .....	28
2.2 Эксплуатация и вывод из эксплуатации резервуара .....	28
2.2.1 Технологическая карта .....	29
2.2.2 Схемы перекачки.....	30
2.2.3 Режим эксплуатации резервуаров .....	31
2.2.4 Измерение, учет количества и контроль качества нефти и нефтепродуктов .....	32
2.2.5 Вывод резервуара из эксплуатации.....	33
2.3 Осмотры и техническое обслуживание .....	36
3. ОБСЛЕДОВАНИЕ И ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ .....	40
3.1 Организация и проведение работ по технической диагностике резервуаров .....	40
3.2 Оценка пригодности резервуара к эксплуатации .....	44
4. РЕМОНТ РЕЗЕРВУАРОВ .....	47
4.1 Общие положения .....	47
4.2 Методы ремонта .....	50
5. АНАЛИЗ И ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЙ ОЧИСТКИ РВС ОТ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ТЕХНИЧЕСКОМ ОБСЛУЖИВАНИИ И РЕМОНТЕ.....	53
5.1 Способы очистки внутренней поверхности резервуара от донных отложений .....	53
5.2 Утилизация твердых донных отложений и нефтешламов.....	61
6. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ .....	65
6.1 Проверочный расчет прочности стенки резервуара .....	65
6.2 Расчет устойчивости стенки резервуара.....	67
7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	71
8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	86
Список использованных источников .....	97

					Оглавление	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

## ВВЕДЕНИЕ

Нефть является самобытным веществом, в составе которой основной выступает углерод, а, примерно, 12-17% занимает кислород и водород. Остальные минимальные доли приходятся на сернистые соединения и прочие вещества. Поэтому, нефть – вещество горючее, взрывоопасное, токсичное и при этом вязкое. И поэтому каждый специальный резервуар для нефти и нефтепродуктов и способы их хранения должны обеспечивать должный уровень безопасности.

При техническом обслуживании и ремонте резервуаров главная задача состоит в том, чтобы поддерживать резервуары и оборудование в работоспособном состоянии, обеспечивая надежную и безопасную эксплуатацию на протяжении всего срока их службы. Но, как правило, во время технического обслуживания организации могут обнаружить появление различных дефектов и неисправностей частей резервуара и его оборудования, которые приводят к их поломке, выводу из эксплуатации и последующему ремонту. Зачастую, причинами дефектов и неисправностей в ходе эксплуатации резервуара, являются нефтешламы и примеси, содержащиеся в нефти, которые оседают на стенках и днище резервуара в виде парафинообразных донных отложений.

В связи с этим актуальность темы связана с анализом технологий очистки резервуара от донных отложений и их образования при техническом обслуживании в процессе эксплуатации и ремонте.

В выпускной квалификационной работе исследовались вопросы оценки технического состояния резервуаров, анализ технического состояния резервуаров вертикальных стальных при их эксплуатации и ремонте, а также выполнен сравнительный анализ устройств размыва донных отложений и оценка технологий очистки резервуаров от донных отложений.

					<i>Введение</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Козлов К.С</i>						
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					14	
<i>Руководитель ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				<b>ТПУ гр. 3-2БЗД</b>		

Таким образом, *целью* данной выпускной квалификационной работы является анализ устройств размыва донных отложений и оценка технологий очистки РВС от донных отложений при техническом обслуживании и ремонте.

Для реализации поставленной цели, в работе решаются такие **задачи**, как:

- изучить классификацию резервуаров, их назначение и устройство, а также рассмотреть используемое резервуарное оборудование;
- рассмотреть операции по эксплуатации резервуара и его техническое обслуживание в процессе эксплуатации;
- исследовать и оценить техническое состояние резервуаров при эксплуатации;
- изучить технологии ремонтов резервуара;
- провести исследование по оценке способов очистки резервуаров;
- проанализировать устройства по размыву донных отложений.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		15

## ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объектом исследования являются резервуары вертикальные стальные, служащие для приема, накопления, кратковременного хранения, измерения объема, учета и сдачи нефти на объектах магистральных трубопроводов компании Транснефть, а также технологии очистки резервуаров вертикальных стальных от донных отложений при техническом обслуживании и ремонте.

В результате прохождения преддипломной практики была подробно изучена классификация резервуаров и резервуарного оборудования, их назначение и обслуживание, по нормативной и проектной документации также подробно была изучена эксплуатация и вывод резервуара из эксплуатации.

В работе были применены различные методы исследования, такие как теоретический анализ, количественный анализ и анализ сравнения.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Объект и методы исследования			
Разраб.		Козлов К.С			Объект и методы исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					16	
Руководитель ООП		Брусник О.В.				<b>ТПУ гр. 3-2Б3Д</b>		



# 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАССМАТРИВАЕМОМ СООРУЖЕНИИ

## 1.1 Классификация и типы резервуаров

Резервуары – это сооружения, предназначенные для приема, накопления, кратковременного хранения, измерения объема, учета и сдачи нефти на объектах магистральных трубопроводов, а скопление нефтяных резервуаров на одной местности называют резервуарным парком [6].

Резервуары классифицируются по следующим основным характеристикам:

- по назначению;
- по расположению;
- по материалу, из которого они изготовлены.

По назначению нефтяные резервуары подразделяются на технологические (рисунок 1), которые предназначены для разрушения нефтяной эмульсии и сброса пластовой воды и товарные (рисунок 2) – для хранения обезвоженной и обессоленной нефти.

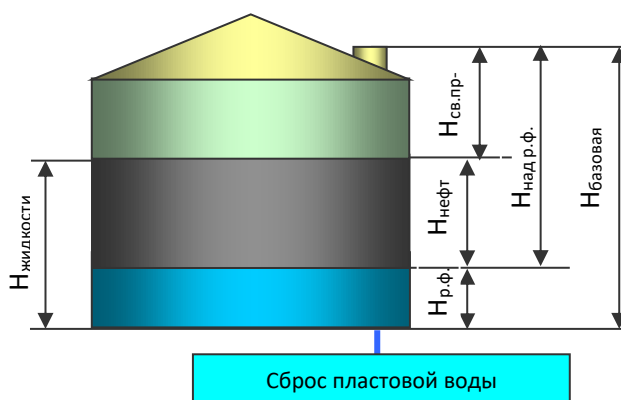


Рисунок 1 – Типовая схема технологического резервуара

					<i>Общие сведения о рассматриваемом сооружении</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		Козлов К.С			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Брусник О.В.				17	
<i>Основная часть</i>					<b>ТПУ гр. 3-2БЗД</b>		
<i>Руководитель ООП</i>		Брусник О.В.					

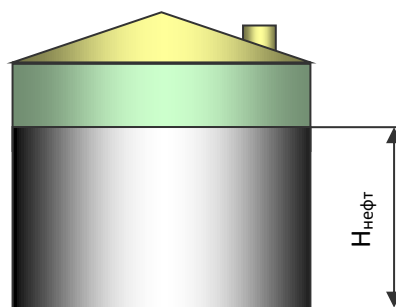


Рисунок 2 – Типовая схема товарного резервуара

Немаловажную роль играет расположение резервуара на местности, которое определяется климатическими и геокриологическими факторами, зависящие от района размещения и различных условий эксплуатации [9]. По расположению нефтяные резервуары подразделяют на:

- наземные;
- полуподземные;
- подземные;
- подводные.

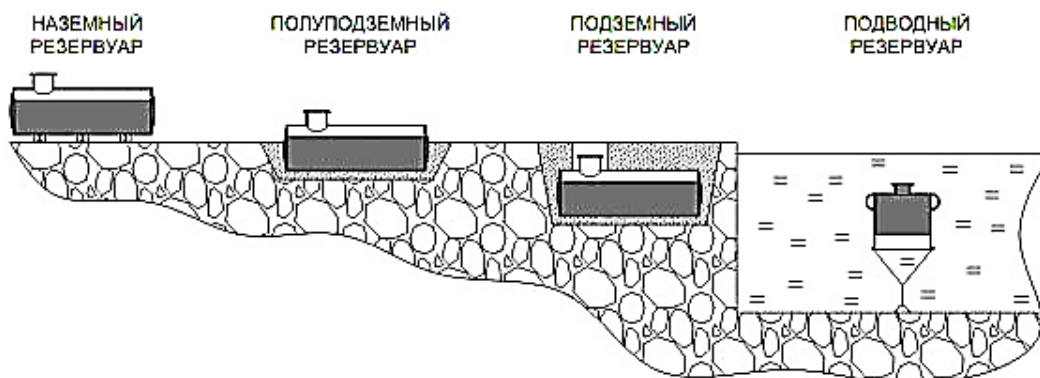


Рисунок 3 – Расположение резервуара на местности

Наземным называется резервуар, днище которого находится на уровне или выше плановой отметки прилегающей территории, а также может быть заглублено менее чем на половину высоты резервуара.

Полуподземный резервуар – это резервуар, заглубленный более чем на половину своей высоты, и при этом наивысший возможный уровень жидкости в резервуаре находится не выше 2 м над плановой отметкой прилегающей территории.

					Общие сведения о рассматриваемом сооружении	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

Подземный резервуар – резервуар, у которого наивысший возможный уровень жидкости находится на 0,2 м ниже плановой отметки прилегающей территории. Считается, что хранение нефти и нефтепродуктов в подземных резервуарах характеризуется наибольшей безопасностью, так как аварии с несущими конструкциями одного резервуара, взрыв его или пожар не могут угрожать рядом стоящим резервуарам и, соответственно, не подвергают загрязнению окружающую природную среду. Помимо этого, потери нефти и нефтепродуктов при аварии резервуара могут стать минимальными из-за перекачки продуктов в другие резервуары, в то время как при аварии наземных резервуаров жидкость растекается по местности и сбор ее бывает затруднен [6].

По материалу изготовления нефтяные резервуары подразделяют на металлические и железобетонные. Как правило, наземные резервуары сооружают металлические, так как сталь обеспечивает коррозионную стойкость, непроницаемость, устойчивость перед химическими воздействиями и т.д., а подземные и полуподземные – железобетонные, в основном использующиеся для вязких и застывающих продуктов. Подводные резервуары изготавливают как из металла, так и из эластичных синтетических материалов. Такие резервуары не оснащаются днищами, так как нефть и вода абсолютно несмешиваемые жидкости, и поэтому нефть может спокойно и надежно лежать на водяной «подушке» в куполе резервуара [9]. На объектах магистральных трубопроводов применяются вертикальные цилиндрические стальные (РВС) и железобетонные резервуары (ЖБР) следующих типов:

объемом от 100 до 50000 м<sup>3</sup>:

- резервуар вертикальный стальной цилиндрический со стационарной крышей (РВС);
- резервуар вертикальный стальной с понтоном (РВСП);
- резервуар вертикальный стальной цилиндрический с плавающей крышей (РВСПК);

					Общие сведения о рассматриваемом сооружении	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- резервуар вертикальный стальной цилиндрический с алюминиевой купольной стационарной крышей и понтоном из алюминиевых сплавов (РВСПА).

объемом от 500 до 30000 м<sup>3</sup>

- железобетонный резервуар цилиндрический со стационарной крышей без понтона (ЖБР);
- железобетонный резервуар прямоугольный со стационарной крышей без понтона (ЖБРП).

## 1.2 Назначение и устройство РВС

Назначение вертикальных стальных резервуаров, как и у всех резервуаров – это сбор, хранение и передача продукта сторонним потребителям. В резервуарах РВС могут храниться любые как светлые, так и темные нефтепродукты, а также нефтесодержащие стоки, жидкие минеральные удобрения с плотностью не более 1015 кг/м<sup>3</sup> и т.д. [9].

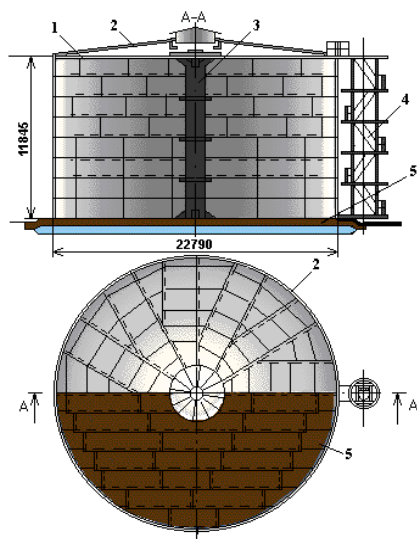


Рисунок 4 – Резервуар вертикальный стальной  
1 – рулонный корпус; 2 – кровля; 3 – опорная стойка; 4 – маршевая лестница; 5 – сварное днище.

Вертикальный стальной резервуар состоит из основных элементов: плоское или коническое днище, цилиндрический вертикальный корпус и стационарная крыша (рисунок 4), а также дополнительного оборудования.

Днище резервуара сваривается из листов толщиной до 8 мм и располагается на фундаменте в виде песчаной подушки, имея уклон от центра к

					Общие сведения о рассматриваемом сооружении	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

стенкам, равный 2%. Необходимый уклон днища создается для стока и удаления отделившейся в резервуаре пластовой воды [5].

Корпус РВС изготавливают в виде поясов, толщина которых или одинакова по высоте, или возрастает к низу. Вокруг резервуара, как правило, строится бетонная отмостка, которая имеет уклон от резервуара (рисунок 5) для обеспечения отвода дождевых вод.

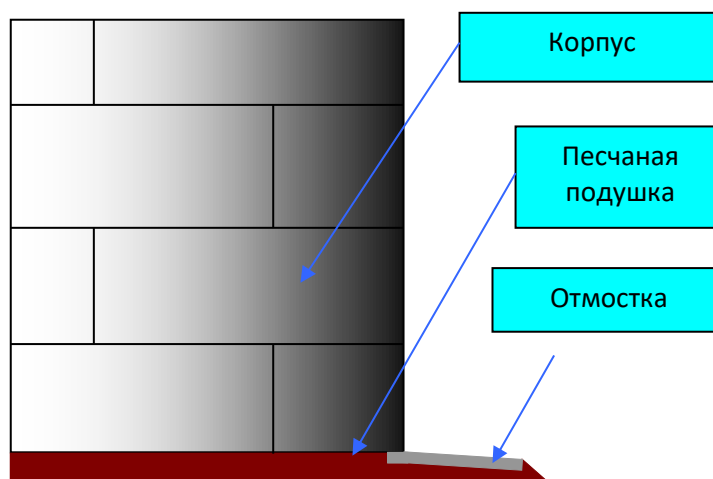


Рисунок 5 – Элементы РВС

Крыши вертикальных стальных резервуаров бывают трех типов:

- плоские;
- конические;
- сферические.

Резервуары с плоскими и коническими крышами рассчитаны на избыточное давление в газовом пространстве 2000 Па и вакуум 250 Па, а резервуары со сферической крышей рассчитаны на избыточное давление в газовом пространстве 0,02 МПа и вакуум 0,002 МПа. Они имеют наименьшее газовое пространство, поэтому потери нефти от испарения в них так же меньше, что обеспечивает их широкое применение на нефтяных месторождениях [5].

Как правило, крыша резервуара собирается из щитов крупных размеров заводского изготовления. Эти щиты представляют собой каркас из двутавров и швеллеров, к которым приварен листовой настил толщиной 2,5 – 4,0 мм (рисунок б), и опираются на центральную стойку в середине резервуара.

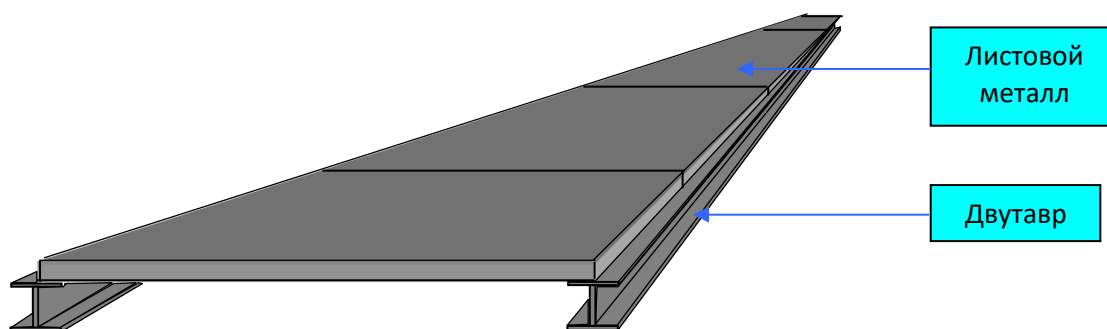


Рисунок 6 – Элементы крыши PVC

В зависимости от объема, каждый резервуары или группа, должны быть ограждены замкнутой трапецидальной земляной насыпью шириной по верху не менее 0,5 м или ограждающей стеной из негорючих материалов, которые должны быть рассчитаны на гидростатическое давление вылившейся жидкости (рисунок 7).

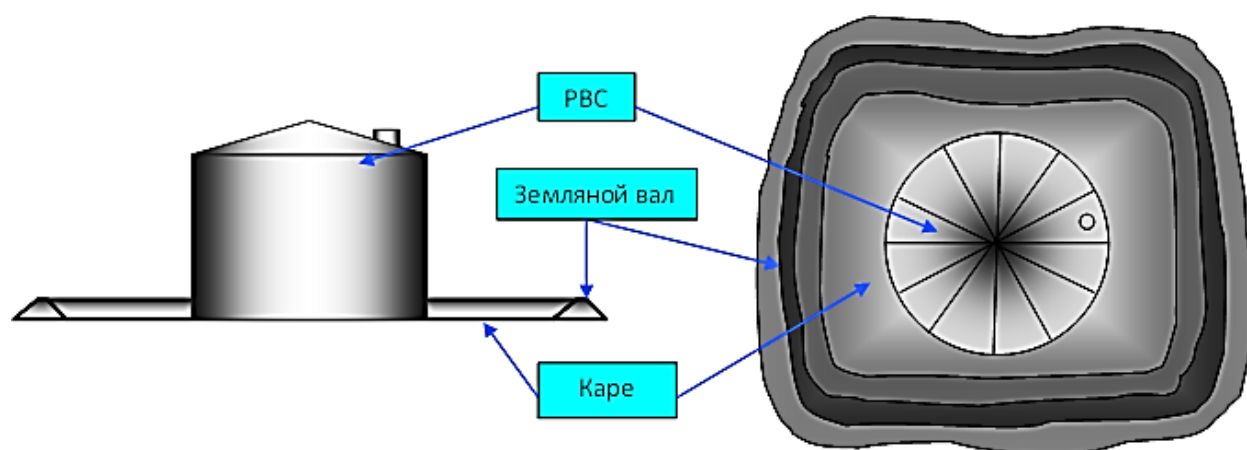


Рисунок 7 – Расположение земляного обвалования относительно PVC

Высота земляной насыпи или ограждающей стены каждой группы резервуаров должна быть на 0,2 м выше уровня расчетного объема вылившейся жидкости, но не менее 1 м для резервуаров номинальным объемом до 10000 м<sup>3</sup> и 1,5 м – для резервуаров объемом 10000 м<sup>3</sup> и более [5].

Уровень расчетного объема определяется вычислительным путем, исходя из максимального количества жидкости в резервуаре (рисунок 8).

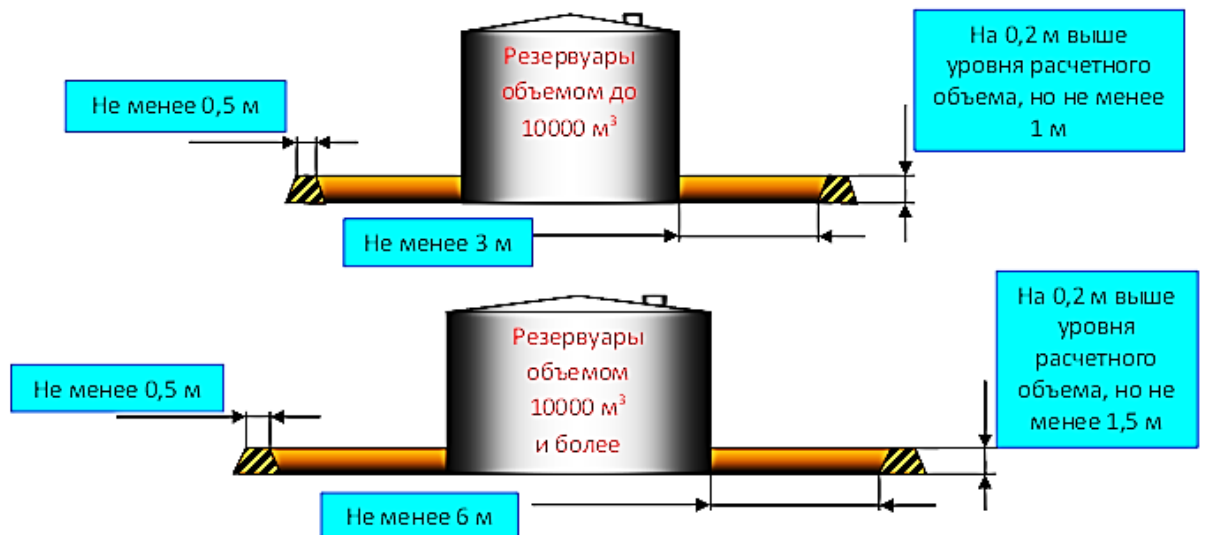


Рисунок 8 – Уровень расчетного объема

Расстояние от стенок резервуаров до подошвы внутренних откосов земляной насыпи или стен следует принимать не менее 3 м для резервуаров объемом до 10000 м<sup>3</sup> и 6 м – для резервуаров объемом 10000 м<sup>3</sup> и более.

Высоту внутренней земляной насыпи или стены между резервуарами надлежит принимать:

- 0,8 м – для остальных резервуаров.
- 1,3 м – для резервуаров объемом 20000 м<sup>3</sup> и более;

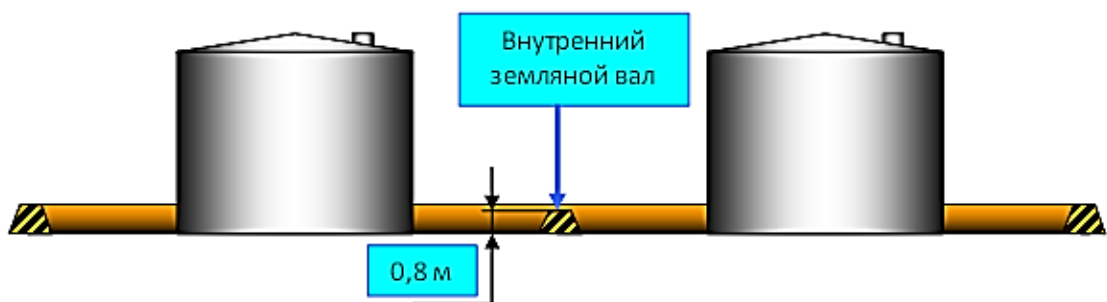


Рисунок 9 – Резервуары объемом менее 20000 м<sup>3</sup>

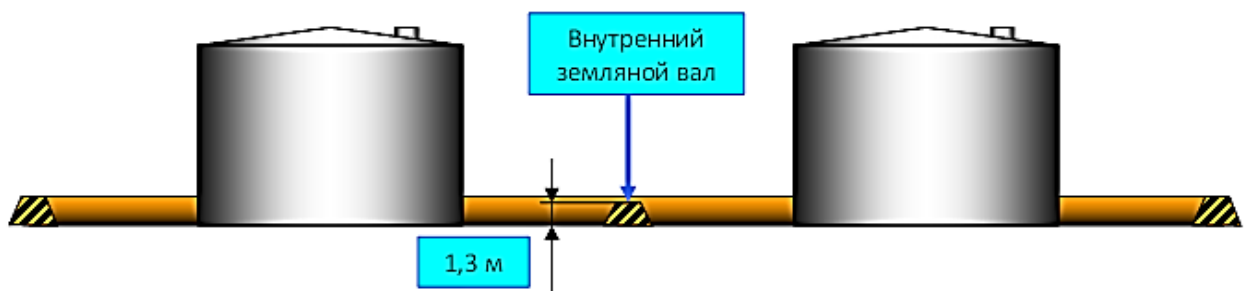


Рисунок 10 – Резервуары объемом 20000 м<sup>3</sup> и более

					Общие сведения о рассматриваемом сооружении	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

### 1.3 Оборудование резервуаров

Оборудование резервуаров предназначено для проведения операций по приему, хранению и отпуску нефти, замеру уровня нефти, отбору проб, зачистке и ремонту резервуара, удалению подтоварной или пластовой воды, поддержанию в резервуаре требуемого давления, подогрев нефти, предотвращению аварий от ударов молнии и от накопления зарядов статического электричества (рисунок 11) [8].

Каждый резервуар должен быть оснащен:

- дыхательными клапанами;
- предохранительными клапанами;
- уровнемерами;
- пробоотборниками;
- сигнализаторами уровня;
- манометрами;
- устройствами для предотвращения слива (хлопушками);
- противопожарным оборудованием (огневой предохранитель, средства пожаротушения и охлаждения);
- оборудованием для подогрева (при необходимости);
- приемо-раздаточными патрубками;
- зачистным патрубком;
- вентиляционными патрубками;
- люками (люк световой, люк замерный, люк-лаз);
- лестницей.

					Общие сведения о рассматриваемом сооружении	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



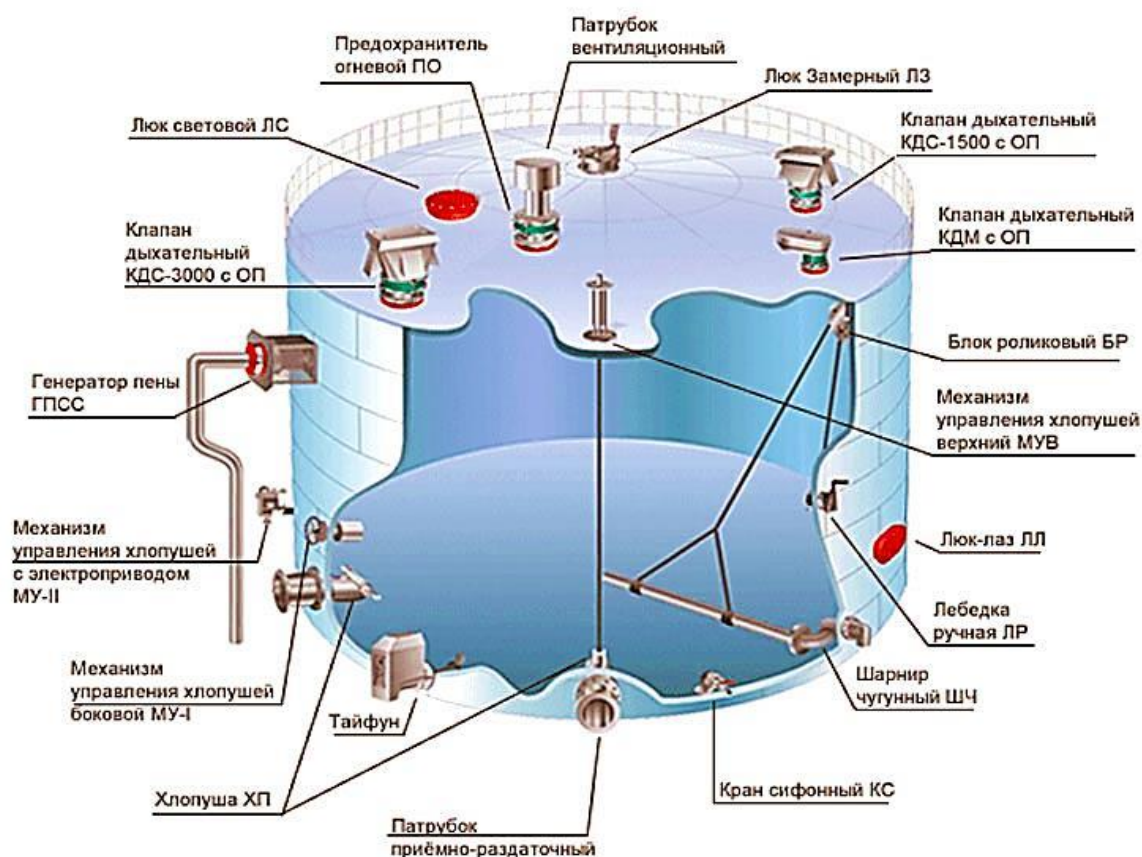


Рисунок 11 – Схема размещения оборудования резервуара

*Дыхательный клапан* предназначен для выпуска паровоздушной смеси при подъеме уровня нефти в резервуаре, и запуск воздуха внутрь резервуара при падении этого уровня. Устанавливается на крыше резервуара.

Изменение уровня нефти, происходящее при наполнении и опорожнении резервуара, называется большими дыханиями резервуара, а температурные расширения и сжатия нефти в процессе суточных колебаний температуры воздуха – малые дыхания резервуара [8].

Дыхательные клапаны КДС предназначены для минимизации потерь нефти от испарений, что достигается путем ограничения выхода газов при закачивании и изменении температуры, давления и упругости паров нефти в резервуаре в течение суток. Дыхательные клапаны рассчитаны на рабочее давление до 2 кПа и вакуум 0,25 кПа. Клапаны КДС могут работать как в режиме дыхательных, так и в режиме предохранительных клапанов.

*Предохранительный клапан* служит для контакта газового пространства резервуара с атмосферой в аварийной ситуации, то есть при отказе дыхательного клапана. Устанавливается так же на крыше резервуара.

*Огневой предохранитель* устанавливается под каждым дыхательным и предохранительным клапаном, предохраняя пространство резервуара от попадания в него пламени через дыхательный и предохранительный клапаны. Принцип действия заключается в том, что, попадая в огневой предохранитель, пламя или искры проходят через систему каналов малого сечения в ленточной кассете. От соприкосновения пламени или искр с металлом кассеты, обладающим высокой теплоемкостью, искры гаснут, а пламя затухает [8].

*Уровнемер* предназначен для оперативного контроля над уровнем нефти в резервуаре.

При операциях с высоковязкими нефтепродуктами резервуары должны быть оснащены *оборудованием подогрева* и иметь теплоизоляционное покрытие. В основном применяются секционные подогреватели, где в качестве теплоносителя используется насыщенный водяной пар или горячая вода.

*Приемо-раздаточные патрубки* предназначены для подачи или слива нефтепродуктов или других рабочих жидкостей, а также для подключения резервуаров к технологическим трубопроводам, присоединения запорной арматуры и резервуарного оборудования. На концах этих патрубков устанавливаются *хлопушки*, которые предотвращают утечки жидкости из резервуара в случае повреждения приемо-раздаточных трубопроводов и задвижек [8].

*Вентиляционный патрубок* расположен на крыше резервуара и предназначен для полного удаления паров нефти при ремонтных работах.

*Патрубки зачистные* устанавливаются на стенке резервуаров в нижнем поясе и предназначаются для выполнения штатных операций по зачистке резервуаров.

*Световой люк* предназначается для освещения и проветривания внутреннего пространства резервуара, когда производится зачистка или ремонт.

					Общие сведения о рассматриваемом сооружении	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Устанавливается на крыше резервуара; в рабочем положении должен быть закрыт с уплотнением.

*Замерный люк* так же располагается на крыше резервуара, чтобы через него удобно было производить замер уровня нефтепродукта и воды в резервуаре и отбор проб. Люк должен герметично закрываться, чтобы не пропускать пары нефтепродукта.

*Люк-лаз* устанавливается на первом (нижнем) поясе резервуара и служит для входа обслуживающего персонала в резервуар при его очистке или ремонте, а также для освещения и вентиляции при проведении данных работ.

Таким образом, установка резервуарного оборудования производится с целью обеспечить надежную, правильную и безопасную эксплуатацию резервуаров и снизить потери нефти и нефтепродуктов, поскольку резервуары работают в тяжелых эксплуатационных условиях и относятся к объектам повышенной экологической опасности.

					Общие сведения о рассматриваемом сооружении	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 2. ЭКСПЛУАТАЦИЯ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ РЕЗЕРВУАРОВ

### 2.1 Общие положения

Техническая эксплуатация резервуаров осуществляется в целях обеспечения функционирования магистрального трубопровода в соответствии с эксплуатационными документами и включает в себя использование резервуаров или резервуарных парков по назначению, а также техническое обслуживание, ремонт и техническое диагностирование резервуаров и резервуарного оборудования [11].

Для поддержания резервуаров и резервуарных парков в работоспособном состоянии, в период между капитальными ремонтами, должны проводиться их своевременное, качественное техническое обслуживание, текущий и средний ремонты. Средний ремонт в зависимости от объема работ и общего состояния резервуара может выполняться в рамках программы капитального или, в отдельных случаях, программы текущего ремонта. Техническое обслуживание резервуарного парка заключается в периодическом осмотре, плановой организации и своевременном проведении регламентных работ по резервуарам, приборам и системам автоматики, телемеханики, а также трубопроводной обвязки резервуаров и системы пожаротушения резервуарного парка [10].

### 2.2 Эксплуатация и вывод из эксплуатации резервуара

Ввод резервуара в эксплуатацию осуществляется после завершения строительно-монтажных работ, приемки оборудования после индивидуальных испытаний, выполнения первичной поверки и проведения комплексных испытаний. До заполнения резервуаров и подключения их в технологический процесс транспортировки нефти/нефтепродуктов должна быть составлена

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Эксплуатация и техническое обслуживание резервуаров		
Разраб.		Козлов К.С			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.				28	
Руководитель ООП		Брусник О.В.			<b>ТПУ гр. 3-2Б3Д</b>		
<i>Основная часть</i>							

технологическая карта эксплуатации резервуара, отражающая наиболее вероятные условия его работы и обеспечивающая работников информацией, необходимой для оперативного принятия решений по управлению процессом перекачки [11].

### 2.2.1 Технологическая карта

**Технологическая карта** по эксплуатации резервуара должна содержать следующую информацию:

- название НПС (ЛПДС);
- тип резервуара;
- номер резервуара по технологической схеме;
- наименование (марку) хранимого продукта;
- абсолютную отметку днища;
- базовую высоту резервуара и конструкционную высоту стенки резервуара;
- параметры резервуара (высота, диаметр, объем по строительному номиналу);
- оборудование резервуара (тип, количество, производительность дыхательных и предохранительных клапанов и т.д.)
- максимальную допустимую и расчетную производительность заполнения/опорожнения резервуаров с учетом максимальной скорости движения понтона (плавающей крыши);
- высоту верхнего и нижнего аварийного, допустимого и нормативного уровней заполнения;
- объемы по верхнему и нижнему аварийным, допустимым и нормативным уровням заполнения и т.д.

Заполнение резервуаров и их оперативное обслуживание осуществляются операторами НПС (ЛДПС), наливных пунктов и нефтебаз по согласованию с диспетчерскими службами. Оперативное обслуживание заключается в обеспечении режима работы резервуаров в пределах параметров, установленных

					Эксплуатация и техническое обслуживание резервуаров	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

технологическими картами эксплуатации резервуаров, с проведением первичного учета количества принимаемой, перекачиваемой, сдаваемой, находящейся на хранении нефти/нефтепродукта в резервуарах с заданной периодичностью [10].

### 2.2.2 Схемы перекачки

НПС (ЛПДС), оснащенные резервуарами, осуществляют перекачку нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам в зависимости от схемы присоединения насосов и резервуаров (рисунок 12):

- через резервуары (постанционная);
- с подключенными резервуарами;
- из насоса в насос.

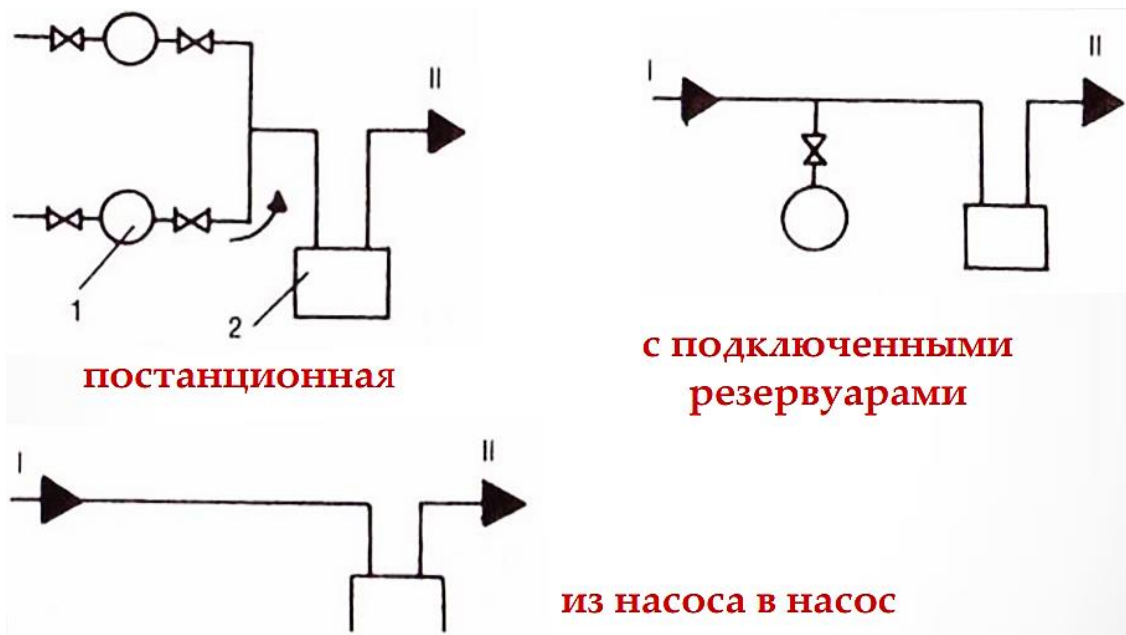


Рисунок 12 – Схемы перекачки нефти/нефтепродукта  
 I – предыдущая НПС; II – последующая НПС; 1 – резервуар; 2 – насосная станция

При перекачке по схеме «через резервуары» нефть/нефтепродукты принимаются поочередно в один или группу резервуаров НПС (ЛПДС), а подача на следующую НПС (ЛПДС) осуществляется из другого резервуара или группы резервуаров. Схема перекачки «через резервуары» применяется для учета

перекачиваемой нефти/нефтепродуктов при последовательной перекачке для сохранения качества продукта [11].

При перекачке по схеме «с подключенными резервуарами» резервуары служат компенсаторами неравномерности подачи нефти/нефтепродуктов предыдущей НПС (ЛПДС) и откачки на последующую НПС (ЛПДС).

При перекачке по схеме «из насоса в насос» резервуары промежуточных НПС отключаются. Они используются для приема нефти/нефтепродуктов из трубопровода во время аварии или ремонта линейной части нефтепровода/нефтепродуктопровода [11].

### **2.2.3 Режим эксплуатации резервуаров**

Заполнение и опорожнение резервуара должны проводиться в пределах параметров, установленных технологической картой. При заполнении резервуара нефть/нефтепродукты должны подаваться по технологическому трубопроводу со скоростью не более 1,0 м/с до момента заполнения резервуара выше верхней образующей приемо-раздаточного патрубка или до всплытия понтона (плавающей крыши) [11].

Заполнение резервуара с плавающей крышей и резервуара с понтоном условно делится на два периода:

- первый период – от начала заполнения до всплытия плавающей крыши (понтон);
- второй период – от момента всплытия плавающей крыши (понтон) до аварийного верхнего уровня налива.

Опорожнение резервуаров с плавающей крышей или понтоном условно делится на два периода:

- первый период – от начала опорожнения до посадки плавающей крыши (понтон) на опоры. Опорожнение резервуара может производиться со скоростью опускания плавающей крыши (понтон);
- второй период – от посадки плавающей крыши или понтон на опоры до минимально допустимого остатка в резервуаре.

					<i>Эксплуатация и техническое обслуживание резервуаров</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		31

Эксплуатации резервуаров в нормальном режиме соответствуют второй период заполнения и первый период опорожнения.

При приеме нефти/нефтепродуктов последовательно в несколько резервуаров необходимо проверить техническое состояние резервуаров и трубопроводов, открыть задвижку у резервуара, в который будет приниматься нефть/нефтепродукт, убедиться в поступлении нефти/нефтепродукта, после этого закрыть задвижку резервуара, в который принималась нефть/нефтепродукт. Одновременное автоматическое переключение задвижек в резервуарном парке допускается при условии защиты трубопроводов от повышения давления и возможности контроля изменения уровня в резервуаре [11].

#### **2.2.4 Измерение, учет количества и контроль качества нефти и нефтепродуктов**

Отбор проб нефти/нефтепродуктов из резервуара осуществляют в соответствии с ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб» [12] или ГОСТ 31873 «Нефть и нефтепродукты. Методы ручного отбора проб» [13] при помощи стационарных или переносных пробоотборников.

Для определения количества принятой в резервуар нефти/нефтепродуктов до начала заполнения проводят измерения уровня нефти/нефтепродуктов, подтоварной воды, измерения и отбор проб нефти/нефтепродуктов. После окончания приема нефти/нефтепродуктов измерения проводятся повторно. Количество принятой в резервуар нефти/нефтепродуктов определяется как разница между массой продукта после приема в резервуар и массой, находившейся в резервуаре до последнего приема. Для определения количества откаченной из резервуара нефти/нефтепродуктов проводятся подобные операции [11].

Измерение уровня нефти/нефтепродуктов в резервуарах должно проводиться с помощью стационарных уровнемеров, а также рулеткой с лотом или электронной рулеткой в соответствии с инструкцией по эксплуатации таких устройств, обеспечивающих точность определения массы.

					<i>Эксплуатация и техническое обслуживание резервуаров</i>	<i>Лист</i>
						32
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



Отбор проб, измерение уровня нефти, нефтепродуктов и подтоварной воды производится не ранее, чем после двухчасового отстоя нефти в резервуаре с момента окончания заполнения, и не раньше, чем через 10 мин после прекращения операций откачки. Не допускается проводить на резервуаре работы по измерению уровня нефти/нефтепродуктов и отбору проб, а также подниматься на резервуар при грозе и скорости ветра более 12,5 м/с. В экстремальных условиях (туман, обледенение и др.) должны быть приняты дополнительные меры безопасности, которые предусматриваются в инструкции по охране труда. В процессе отбора проб из резервуара не должно быть разлива нефти/нефтепродуктов. Если разлив произошел, необходимо его вытереть ветошью досуха. Оставлять посторонние предметы: ветошь, паклю и т.д. на крыше резервуара запрещается [11].

Массу нетто нефти определяют, как разность массы брутто нефти и массы балласта. Для измерений массы брутто нефти и массы нефтепродуктов в мерах вместимости и мерах полной вместимости применяют методы по ГОСТ Р 8.595:

- косвенный метод статических измерений;
- косвенный метод, основанный на гидростатическом принципе.

Предел допускаемой суммарной относительной погрешности для нефти не должен превышать:

- по массе брутто  $\pm 0,5\%$ ;
- по массе нетто  $\pm 0,6\%$ .

Предел допускаемой суммарной относительной погрешности измерения массы нефтепродуктов не должен превышать  $\pm 0,5\%$ .

Количество сданной и принятой нефти/нефтепродуктов на приемосдаточном пункте измеряют каждые 2 ч, посменно и ежесуточно по состоянию на 24:00 московского времени [11].

### 2.2.5 Вывод резервуара из эксплуатации

Технологические операции по выводу резервуара из эксплуатации, проведению ремонта и последующему вводу в эксплуатацию включают в себя:

					<i>Эксплуатация и техническое обслуживание резервуаров</i>	<i>Лист</i>
						33
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- вывод резервуара из технологического режима работы;
- опорожнение, очистка и дальнейшая подготовка резервуара к проведению технической диагностики;
- техническая диагностика резервуара с составлением ведомости о дефектах;
- разработка проектно-сметной документации на капитальный ремонт (реконструкцию) на основании ведомости о дефектах;
- выполнение ремонтных работ;
- испытание резервуара;
- нанесение антикоррозионного покрытия;
- ввод в эксплуатацию.

При подготовке резервуара к выводу из эксплуатации выполняется откачка нефтепродукта до минимально допустимого уровня [10].

При непосредственном выводе резервуара из эксплуатации проводятся следующие работы:

- отключение резервуара от технологического трубопровода путем закрытия и подтягивания вручную задвижек на ПРП;
- отключение электропитания электроприводов задвижек;
- вывешивание предупреждающих плакатов в местах возможного доступа к открытию задвижек (электропривод, штурвал, ключи и кнопки управления);
- установка заглушек на фланцевые соединения приемо-раздаточных патрубков (ПРП).

Откачка остатков нефтепродуктов из резервуара, оборудованного зачистным патрубком производится через зачистной патрубок.

Откачка остатков нефтепродукта из резервуара, не оборудованного зачистным патрубком, производится передвижным насосом по временному трубопроводу через сифонный кран в резервуар, указанный лабораторией качества или вакуумной установкой со сливом в емкость сбора утечек [10]

					Эксплуатация и техническое обслуживание резервуаров	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

После того, как выполнят все операции по выводу резервуара и эксплуатации и откачают остатки нефтепродукта проводятся технологические операции, которые включают:

- зачистку резервуара и дальнейшую подготовку поверхности резервуара к диагностике;
- полную диагностику резервуара с составлением отчета и заключения с ведомостью о дефектах;
- составление технического задания на разработку проектно-сметной документации на ремонт (реконструкцию) резервуара;
- выполнение работ по капитальному ремонту (реконструкции) резервуара и его оборудования, трубопроводов, находящихся в пределах каре, производственно-дождевой канализации и каре резервуара, в том числе проведение всех регламентных работ по техническому обслуживанию и планово-предупредительному ремонту установок пожаротушения;
- гидравлические испытания оборудования резервуара на прочность и пневматические испытания на герметичность;
- гидравлические испытания резервуара, освобождение резервуара от воды;
- нанесение антикоррозионного покрытия: внутреннего и наружного;
- оформление Заключения экспертизы промышленной безопасности с указанием срока безопасной эксплуатации до следующей диагностики;
- оформление акта приемки резервуара после капитального ремонта (реконструкции);
- проведение проверки резервуара, занесение данных в градуировочную таблицу и технологическую карту;
- заполнение резервуара нефтепродуктом для комплексного опробования в технологическом режиме ПС (ЛПДС);
- оформление актов ввода в эксплуатацию.

После выполнения работ по выводу резервуара из эксплуатации \_\_\_\_\_ составляется акт готовности резервуара к зачистным работам с указанием объема \_\_\_\_\_

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

оставшегося продукта и осадков (последний может включать механические загрязнения, воду и прочие шламы), выполненных мероприятий по его отключению от технологических трубопроводов и акт передачи резервуара для выполнения зачистных работ [10].

### 2.3 Осмотры и техническое обслуживание

Осмотр и техническое обслуживание резервуаров должны проводиться в соответствии с картами технического обслуживания (рисунок 13а и 13б).

Наименование объекта	Сроки проведения работ	Перечень работ	Наименование объекта	Сроки проведения работ	Перечень работ
1	2	3	1	2	3
1. Резервуар в целом	Ежедневно в светлое время суток	Проверить визуально внешнее состояние. Обратить внимание на сварные вертикальные и горизонтальные швы нижних поясов, окрайки днища. Обратить внимание на целостность внешнего антикоррозионного покрытия	9. Генератор пены	1 раз в месяц  1 раз в год	Проверить состояние уплотнений монтажного фланца и растворопровода; внешний вид генератора; состояние рычажной системы; состояние защитной сетки Проверка срабатывания ручного привода; промывка и чистка сеток кассеты; промывка, чистка и смазка шарнирных соединений; промывка и чистка распылителя; выявление и исправление мест коррозии и отслаивания покрытий; проверка состояний контактных поверхностей деталей из цветных металлов; проверка уплотнения выходного отверстия генератора на герметичность
2. Дыхательный клапан	Не реже: 2 раз в месяц в весенне-летний период; 1 раза в неделю в осенне-зимний период	Седла тарелок очистить от окиси металла, грязи и пр., что препятствует клапанам свободно перемещаться вверх и вниз. Тарелки клапанов несколько раз повернуть, прижимая их к седлу. Не допускать заедания, примерзания клапанов, обмерзания предохранительных сеток, закрывающих наружные отверстия дыхательных клапанов	10. Система автоматического пожаротушения	Не реже 1 раза в 3 года  Не реже 1 раза в год  Не реже 1 раза в 3 года при подготовке к зимнему периоду	Проводить испытание аппаратов и трубопроводов системы установок пожаротушения на прочность и герметичность Проводить полную промывку, продувку и очистку от грязи и ржавчины аппаратов и пенопроводов Продуть сухотрубы к резервуарам воздухом через дренажные линии
3. Огневой предохранитель на резервуаре	Не реже: 1 раза в месяц в весенне-летний период	Снять крышку огневого предохранителя, проверить исправность и чистоту пакетов, удалить с них пыль, проверить плотность крышки и фланцевых соединений, правильность расположения пластин или гофрированной и плоской металлических лент в пакете. При температуре наружного воздуха ниже 0 °С огневого предохранителя необходимо снять	11. Датчики систем защиты	Не реже 1 раза в квартал	Проводить циклы испытаний всей системы пожаротушения на работоспособность Циклы испытаний на работоспособность системы с пуском огнетушащего вещества
4. Предохранительный клапан	Не реже: 2 раз в месяц в весенне-летний период; 1 раза в 10 дней в осенне-зимний период	Проверить качество и паспортный уровень масла, горизонтальность колпака, чистоту сетчатой перегородки. При снижении уровня жидкости в гидрозатворе долить жидкость той же марки. При обнаружении удалить с внутренней поверхности колпака снег, лед, иней	12. Лестница шахтная	Перед пользованием, но не реже 1 раза в месяц	Следить за исправностью, не допускать загромождения посторонними предметами, не допускать присутствия наледи в осенне-зимний период
5. Люки: световой, люк-лаз	Не реже 1 раза в месяц	Проверить визуально плотность фланцевых соединений, наличие прокладок и затяжку болтов фланцевых соединений	13. Основание и фундамент	В первые 4 года эксплуатации - 1 раз в год; в последующие - 1 раз в 5 лет или при диагностике	Следить за осадкой основания, проводить нивелирование окрайки днища  Проводить нивелирование окрайки днища
6. Уровнемер	При подключении после ремонта. Не реже 1 раза в квартал	Проводить контрольную проверку правильности показаний прибора в соответствии с инструкцией завода-изготовителя			
7. Сифонный кран	Не реже 2 раз в месяц	Проверить отсутствие течи в сальниках крана, поворот крана должен быть плавным, без заеданий; в нерабочем состоянии приемный отвод должен находиться в горизонтальном положении			
8. Приемораздаточные патрубки	Каждый раз при приеме-отпуске, но не реже 2 раз в месяц	Проверить герметичность сварных швов, плотность фланцевых соединений			

Рисунок 13а – Карта технического обслуживания РВС без понтона

Наименование объекта	Сроки проведения работ	Перечень работ
1	2	3
1. Резервуар в целом и его оборудование	Те же, что и для резервуара со стационарной крышей за исключением мероприятий по дыхательной арматуре	
2. Понтон	2 раза в год	Проверить наличие отпотин, нефтепродукта на поверхности понтона. Проверить техническое состояние уплотнительного затвора
3. Вентиляционный патрубок с огневым предохранителем	2 раза в год	Проверить целостность кассеты огневого предохранителя, плотность прилегания кассеты к прокладке в корпусе, плотность и непроницаемость корпуса огневого предохранителя и фланцевых соединений. Очистить от пыли, грязи, наледи. При температуре наружного воздуха ниже 0°С огневые предохранители необходимо снять

Рисунок 13б – Карта технического обслуживания резервуара с понтоном

При проведении визуального осмотра резервуара следует обратить внимание на:

- появление вмятин;
- утечки нефтепродукта, появление отпотин;
- появление дефектов по сварным швам и основному металлу;
- целостность заземления.

Также устанавливается систематическое наблюдение за осадкой основания в резервуаре, т.е. контрольное нивелирование.

Особое внимание следует уделять:

- состоянию частям системы заземления и контактов между ними, наличию антикоррозионного покрытия, доступных обзору, отсутствию обрывов. При уменьшении сечения элементов заземляющих устройств больше чем на 30% необходимо их заменить полностью или заменить дефектные места. Контактные соединения в местах сварки проверяются легким ударом обмедненного молотка на отсутствие дребезжащего звука;
- наличию предупредительных табличек.

При осмотре резервуара, когда температура окружающего воздуха становится ниже - 30°С, следует обратить особое внимание на состояние уторного сварного шва, а также горизонтальных и вертикальных швов стенки резервуара [10].

Визуальный осмотр поверхности понтона проводится в его верхнем положении через световые люки. При обслуживании понтона обязательно проверяется:

- а) горизонтальность поверхности, герметичность коробов и наличие в них продукта;
- б) отсутствие на центральной части понтона следов нефтепродукта;
- в) плотность прилегания затвора к стенке резервуара, трубам направляющих понтон или центральной стойке;
- г) надежность крепления и наличие/отсутствие повреждений проводов для отвода статического электричества.

Если при визуальном осмотре понтона обнаруживаются следы нефтепродукта, то они удаляются, и далее выясняется причина неисправности [10].

При нарушении герметичности центральной части или коробов понтона резервуар выводят из эксплуатации, освобождая от нефтепродукта, и ремонтируют.

При наличии дренажного устройства следует проводить регулярный дренаж кранов и задвижек, так как в них возможно накопление воды и осадков.

Обязательный дренаж арматуры проводят:

- перед наступлением осенне-зимнего периода года;
- после гидравлических испытаний.

Также проводят техническое обслуживание трубопроводов обвязки резервуаров, которое включает такие работы как:

- визуальную проверку состояния трубопроводов, фланцевых соединений, компенсаторов, запорной арматуры, включая электропривод. Стандартные шаровые краны и шиберные задвижки должны всегда находиться в полностью открытой или полностью закрытой позиции в зависимости от требований технологического процесса;

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

- визуальную проверку герметичности сальниковых уплотнений и фланцевых соединений. Для обеспечения герметичности два раза в год (весной и осенью) проводится проверка обтяжки всех фланцевых соединений;

- проверку состояния кабельных вводов в электродвигатель привода запорной арматуры, клеммные коробки, кнопки управления, состояния заземления [10].

Поэтому, можно сделать вывод о том, что эксплуатация и, соответственно, техническое обслуживание РВС – технически сложный процесс, который требует должного внимания и контроля, так как в случае нарушения требований нормативно-технической документации, повышается риск выхода из строя резервуара и надлежащего оборудования, а в дальнейшем риск возникновения инцидента или аварии.

					<i>Эксплуатация и техническое обслуживание резервуаров</i>	<i>Лист</i>
						39
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

### 3. ОБСЛЕДОВАНИЕ И ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ

#### 3.1 Организация и проведение работ по технической диагностике резервуаров

В данном разделе рассматриваются требования к проведению технической диагностики РВС, системе оценки технического состояния резервуаров по разным параметрам с целью разработки правил для их дальнейшей безопасной эксплуатации, сроках и объемах последующих обследований [10].

Техническая диагностика резервуаров включает в себя:

- исследование рабочих резервуаров;
- выборочное исследование;
- полное исследование.

Работы по очередному, выборочному или полному обследованию резервуаров производятся согласно плану диагностики резервуаров.

При технической диагностике выполняется следующий перечень работ:

- ознакомление с технической документацией и исследование имеющейся информации по работе резервуара;
- выполнение контроля технического состояния конструкций и элементов резервуара;
- проведение всех расчетов необходимых для нормальной работы резервуаров;
- составление заключения о дефектах резервуаров;
- формирование заключений по результатам технической диагностики.

В свою очередь техническая диагностика делится на плановую и внеплановую.

					Обследование и оценка технического состояния резервуаров			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Козлов К.С			Основная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					40	
Руководитель ООП		Брусник О.В.				ТПУ гр. 3-2БЗД		



Если обнаружено нарушение работы, то проводится незапланированная полная проверка резервуара, которая осуществляется на основании результатов мониторинга и частичной проверки, в случае возникновения аварийной утечки нефтепродуктов или по распоряжению руководства [10].

В первую очередь технической диагностике подлежат резервуары:

- выработавшие срок службы, установленный по результатам последней технической диагностики;
- находящиеся в аварийном состоянии или выведенные из эксплуатации из-за обнаруженных дефектов;
- сделанные из низкоуглеродистой стали (кипящей);
- со сниженным по отношению к проектному уровнем взлиза и с ограниченными сроками эксплуатации из-за обнаруженных дефектов конструкций и оборудования;
- по сроку службы более 20 лет.

Работы по техническому диагностированию резервуаров должны выполняться организациями, для которых этот вид деятельности предусмотрен уставом. При выполнении работ по технической диагностике резервуаров специалисты по неразрушающему контролю могут выполнять только те виды работ, для которых они сертифицированы [10].

Техническая диагностика резервуаров осуществляется на основе технической задачи для проведения частичной (полной) проверки резервуара, утвержденной главным инженером ОАО. При полном техническом осмотре резервуар должен быть выведен из эксплуатации, опорожнен, очищен и дегазирован. Все структурные элементы проверяемого резервуара должны быть свободно доступны [15].

Наружные и внутренние поверхности элементов резервуара, которые должны быть диагностированы, должны быть очищены от загрязнений.

Перед началом работ по обследованию резервуаров необходимо выполнить следующее:

- провести анализ газовой смеси в резервуаре;

					Обследование и оценка технического состояния резервуаров	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

- составить акт о готовности резервуара к проведению технического диагностирования;
- получить наряд-допуск на проведение газоопасных работ;
- подготовить эскизы кровли, днища и развертки стенки;
- подготовить яркую краску и кисти для нанесения отметок дефектных участков;
- при отсутствии нумерации нанести на внешней поверхности стенки резервуара несмываемой краской или другими способами номера вертикальных стыков листов нижнего пояса (с нанесением их на схему);
- нанести точки нивелирования (с нанесением их на схему) на фундаментах приемо-раздаточных патрубков (буква Т с порядковым номером), на фундаменте лестницы (буква Л с порядковым номером).

Подготавливается первичная документация (действия, протоколы, выводы и т.д.), составленная в ходе технического осмотра РВС, на основе которой дается заключение и отчет об экспертизе промышленной безопасности, содержащий выводы о возможности или условиях для дальнейшей эксплуатации резервуаров, а также необходимость их ремонта или вывода из эксплуатации [10].

Целью диагностического обследования является своевременное обнаружение дефектов, снижающих эксплуатационную надежность резервуара.

Система технической диагностики резервуара включает в себя два уровня работ:

- частичное техническое обследование без вывода резервуара из эксплуатации;
- полное техническое обследование.

При полном техническом обследовании резервуар необходимо вывести из эксплуатации, опорожнить, очистить и дегазировать.

Периодичность выполнения полных и частичных технических обследований приведена в таблице 1.

					Обследование и оценка технического состояния резервуаров	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

Таблица 1 – Периодичность диагностирования вертикальных стальных резервуаров

Срок эксплуатации, год	Полное обследование, лет	Частичное обследование, лет
До 20	10	5
Свыше 20	8	4

*Примечание* – Частичные обследования, выполняемые в установленные сроки, не могут служить основанием для перенесения срока полного обследования

При диагностике резервуаров могут использоваться как расчётные, так и инструментальные методы, в том числе:

- радиография для определения размеров внутренних дефектов в сварных соединениях;
- обнаружение дефектов цвета – для обнаружения дефектов поверхности, включая зарождающиеся или существующие микротрещины или коррозионные трещины;
- капиллярные методы определения герметичности суставов;
- ультразвуковая дефектоскопия – для обнаружения внутренних дефектов в сварных соединениях;
- ультразвуковой толщиномер (ультразвуковое сканирование) – для определения степени коррозионного повреждения;
- метод акустической эмиссии для диагностики – для выявления случаев дефектов, склонных к образованию под нагрузкой;
- метод определения прочности структурных элементов пласта, а также определение зон и оценка степени структурной неоднородности соединений путем измерения твердости металла и сварных соединений с помощью переносного твердомера;
- стандартные методы определения механических свойств металла и сварных соединений резервуара на образцах, вырезанных из конструкции.

После проделанной работы исполнитель должен составить заключение по результатам диагностирования, и дать оценку технического состояния резервуара, составить отчет.

На основе отчета составляется экспертное заключение по промышленной безопасности о возможности и условиях дальнейшей безопасной эксплуатации резервуара с регистрацией в Ростехнадзоре. В паспорт РВС заносят выводы из результатов диагностики [15].

### 3.2 Оценка пригодности резервуара к эксплуатации

В оценку пригодности вертикального стального резервуара входит:

- общее состояние резервуара;
- установление возможности дальнейшей безопасной эксплуатации;
- определение срока службы резервуара, а также в случаях дефектов или исхода срока службы, определение индивидуального остаточного ресурса РВС и определение времени проведения следующих обследований;
  - разработка рекомендаций о возможностях и условиях дальнейшей эксплуатации сверх установленного срока службы, а также после аварии или повреждения определенных элементов конструкции.

Оценка технического состояния резервуаров проводится на основании различных результатов внешнего осмотра, измерений, нивелирования, контроля, проверки технических и эксплуатационных характеристик резервуара и его оборудования [15].

Обнаруженные дефекты могут образовываться при изготовлении и монтаже резервуара (технологические дефекты) и в процессе эксплуатации резервуаров (эксплуатационные дефекты) на основном металле или сварном шве, оборудовании или элементах конструкции резервуара. Классификация дефектов представлена на рисунке 14.

					Обследование и оценка технического состояния резервуаров	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

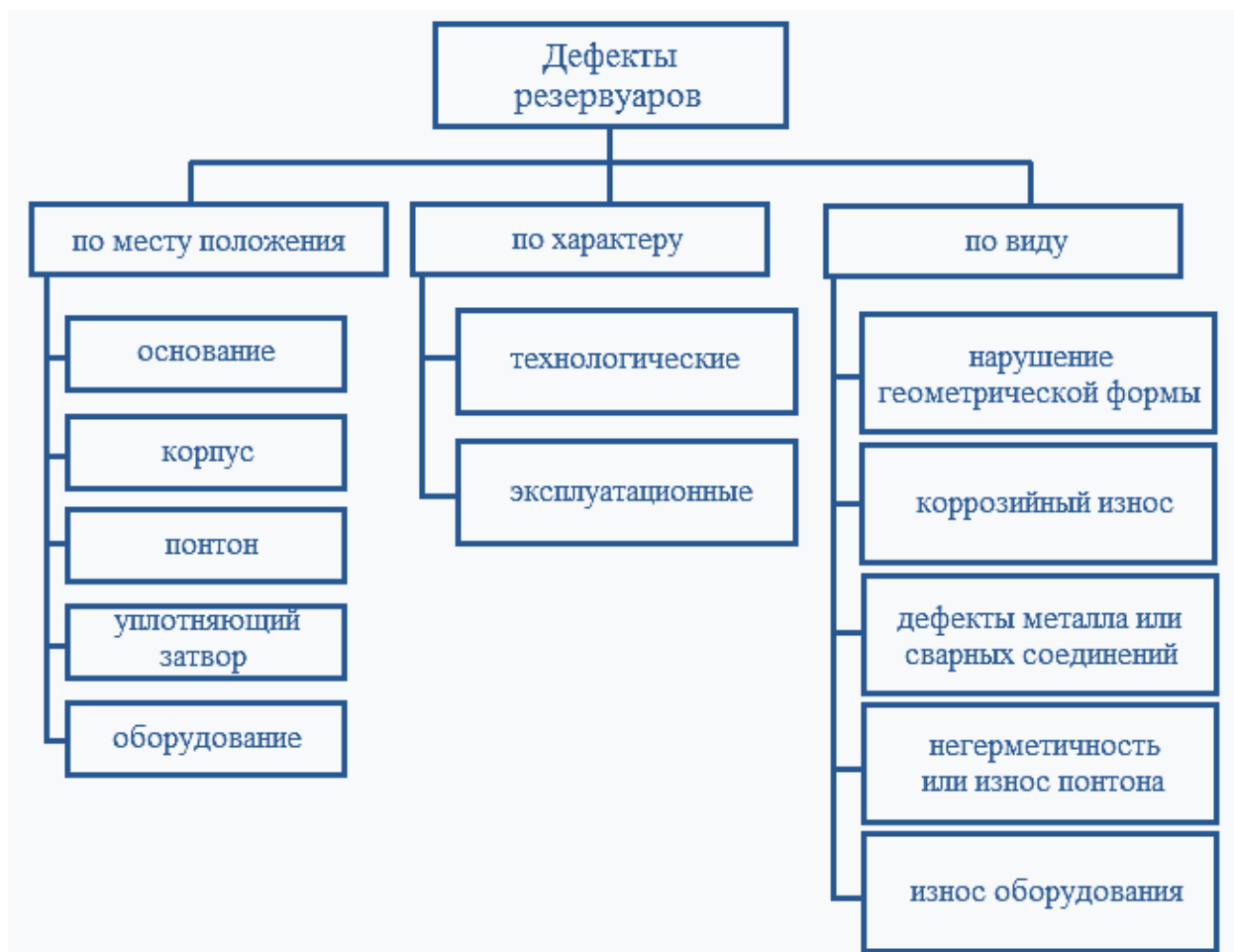


Рисунок 14 – Дефекты резервуаров

Состояние поверхности основного металла резервуара должно соответствовать требованиям технических условий.

Химический состав металла и механические свойства сталей, примененных для изготовления конструкций, должны соответствовать требованиям ПБ 03-605-03 «Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов» [14].

Все данные, характеризующие состояние основного металла, сварные соединения, деформацию, коррозию, геометрическую форму, наклон корпуса и т. д., следует сравнивать с требованиями проектов, действующих в СНиП, ГОСТ и других нормативных и технических документациях. В случае выявления неприемлемых отклонений от требований проектов и действующей нормативно-технической документации, резервуар должен быть выведен из эксплуатации.

Определенные области структур с недопустимыми дефектами в виде коррозионного повреждения, царапин, забивки, трещин, ожогов, переплавов,

разрывов, расслоений, неметаллических включений, закатов, дефектов в сварных соединениях, недопустимых отклонений геометрической формы резервуара, которые могут быть исправлены, должны быть отремонтированы с последующим тестированием и диагностированием [15].

Основным условием безопасной работы резервуара по расчетным параметрам является удовлетворение параметров его элементов, работающих под нагрузкой, а именно:

- состояния кровли и понтона;
- состояния стен;
- состояния днища;
- состояния основания и фундамента.

Таким образом, обследование и оценка технического состояния РВС важный процесс, который позволяет выявить все недостатки в работе резервуара, а также вовремя обнаружить дефекты, что позволяет своевременно устранить все недостатки.

					Обследование и оценка технического состояния резервуаров	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

## 4. РЕМОНТ РЕЗЕРВУАРОВ

### 4.1 Общие положения

Ремонт РВС после частичного технического диагностирования проводится в год диагностики, чтобы гарантировать его безопасную эксплуатацию в течение 4 лет. При выполнении ремонта устраняются все дефекты, сокращающие срок службы менее чем 4 года, включая структурные дефекты внутри резервуара.

Каждый год комиссия, возглавляемая главным инженером организации, проводит проверку основных средств. Комиссия тщательно проверяет резервуары, насосные станции, трубопроводы, погрузочно-разгрузочные устройства, склады, административные здания и т.д. В результате создается акт, который в будущем должен быть утвержден директором предприятия. С помощью этого акта анализируется техническое состояние и составлен график их профилактического обслуживания [5].

После проведения проверки РВС и выявления дефектов, соответствующей комиссией выносится решение по устранению недостатков, а именно текущем или капитальном ремонте.

Текущим ремонтом можно назвать работу, которая включает выпуск из резервуаров нефтепродуктов, их чистку и удаление газов, установку отдельных металлических прокладок на дне, основании и крыше, ремонт дефектов покрытия и стыков [10].

Во время текущего ремонта резервуара выполняются следующие операции:

- ремонт крыши, верхних стальных поясов с использованием эпоксидных или других клеящих средств;
- ремонт сифонов;
- набивка сальников задвижек;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					<i>Ремонт резервуаров</i>		
Разраб.		Козлов К.С			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.				47	
					<i>Основная часть</i>		
Руководитель ООП		Брусник О.В.			<b>ТПУ гр. 3-2Б3Д</b>		

- ремонт отмоксти;
- ремонт заземления;
- покраска;
- подтяжка крепежных элементов;
- замена кассет на огневых предохранителях;
- отладка другого оборудования, расположенного снаружи резервуара,

который может быть выполнен без вывода резервуара из эксплуатации.

Капитальный ремонт РВС должен выполняться по мере надобности. Срок капитального ремонта назначается на основании результатов вывода проверочной комиссии, проверок при плановом ремонте резервуара и его оборудования, а также проверок во время очистки резервуара от загрязнения и остатков донных отложений. При ремонте выполняют все работы, как и при среднем ремонте, с заменой дефектных листов обсадной колонны, нижней и верхней части резервуара, устанавливают правильное положение (при неровной просадки), выполняют ремонт основания, исправляют или заменяют оборудование [10].

В случае капитального ремонта выполнение определенных видов работ (при необходимости) должно выполняться в следующей последовательности:

- подготовительная работа;
- техническое диагностирование;
- разработка и утверждение проекта ремонта;
- разработка и утверждение проекта по производству работ;
- выполнение ремонтных работ:
- защита от коррозии;
- контроль качества выполнения ремонтных работ;
- гидравлические испытания на прочность, устойчивость и герметичность,
- подготовка документации и приемка в эксплуатацию.

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





Качество и класс сталей, используемых при ремонте резервуара, должны соответствовать требованиям соответствующих стандартов или технических условий и подтверждаться сертификатами предприятий-поставщиков.

#### 4.2 Методы ремонта

Методы ремонта следует выбирать в зависимости от типов дефектов и их геометрических характеристик на основе результатов полной диагностики резервуара и расчетов экономической целесообразности.

Ремонт металлических конструкций РВС осуществляется одним из приведенных способов:

- ремонт поверхностного локального повреждения металла методом сварки
- наплавка или шлифование;
- ремонт путем частичной или полной замены элементов металлоконструкций;
- обеспечение устойчивости стенки установкой понтона, колец жесткости,
- центральной опорной стойки;
- обеспечение проектного положения резервуара поднятием.

Поверхностные дефекты сварных соединений и основного металла структуры резервуара, не уменьшающие толщину элемента ниже конструкции, подлежат очистке (шлифованию), в противном случае выполняются шлифование и наплавка.

Дефекты глубины более  $0,3 \cdot t$ , где  $t$  – толщина металлической конструкции, а общая площадь дефектных участков составляет более 30% площади элемента конструкции или резервуара, устраняется заменой лист или отдельный структурный элемент. Ремонт поверхностных локальных дефектов глубиной не более  $0,5 t$  с площадью одного дефектного участка не более  $100 \text{ см}^2$  и общей площадью дефектных площадей на один лист конструкции не более 10% его области, осуществляется путем наплавки [5].

										Лист
										50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Ремонт резервуаров					



формируются с шагом 1 метр и равным минимальному размеру листа между образующими со стандартными отклонениями.

Определение размера зоны замены выполняется для каждого настенного пояса. Когда размер области, подлежащей замене, или размер отремонтированного элемента превышен, этот элемент полностью заменяется.

Замена отдельных элементов конструкций резервуаров включает частичную замену донных пластин, краев дна, стен, крыши, центральной части понтона (плавучая крыша, замена понтонных коробов, плавающая крыша) и выполняется, когда экономически нецелесообразно отремонтировать, заменив участок элемента [10].

Замена конструкций резервуаров включает в себя полную замену дна, нижней поверхности, крыш, опорных конструкций крыши, центральной части понтона (плавучей крыши) и осуществляется при экономической нецелесообразностью, осуществления ремонта путем замены конструкционного элемента или нанесения антикоррозионного покрытия. При замене первого пояса стенки резервуара, применяется антикоррозионное покрытие в соответствии с РД-23.020.00-КТН-184-10 «Правила антикоррозионной защиты резервуаров для хранения нефти и светлых нефтепродуктов» [21].

Покрытия следует выбирать преимущественно отечественного производства. Замена первого пояса стенки и нижней части первого пояса стенки резервуара, которая имеет коррозионные дефекты, высотой не менее 500 мм производится совместно с окрайкой дна резервуара.

Ремонтные конструкционные элементы должны отвечать всем требованиям и стандартам.

Иными словами, текущий или капитальный ремонт РВС должен выполняться по мере надобности, при котором следует выполнять все необходимые виды работ для дальнейшей нормальной эксплуатации резервуаров и оборудования.

										Лист
										52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Ремонт резервуаров					

## 5. АНАЛИЗ И ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИИ ОЧИСТКИ РВС ОТ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ТЕХНИЧЕСКОМ ОБСЛУЖИВАНИИ И РЕМОНТЕ

### 5.1 Способы очистки внутренней поверхности резервуара от донных отложений

Во всей добываемой нефти в результате транспортировки и хранения происходит осаждение более тяжелых фракций. Формирование отложений в резервуарах с нефтью приводит к уменьшению полезного объема, возникновению коррозионно-опасных водных линз, сложности проверки состояния емкости. Для эффективного контроля отложений необходимо выявить суть, а также выявить главные принципы этого процесса. Образование осадка в резервуарах связано с выделением и последующим оседанием твердой фазы. Отделение твердой фазы зависит от физических и химических параметров нефти, температуры и многих других факторов, а интенсивность образования осадков зависит от конструктивных, технических и эксплуатационных характеристик РВС.

Резервуары в соответствии с правилами эксплуатации подлежат зачистке в следующих случаях:

- перед проведением полного технического диагностирования;
- перед проведением ремонтных (огневых) работ;
- при демонтаже резервуара;
- при периодическом освобождении от механических отложений (ржавчины), нефтешламов;
- при смене марки нефтепродукта.

Существует три способа очистки резервуаров, которые широко используются в настоящее время, а именно:

- ручная очистка;

					Анализ и оценка технологий очистки РВС от донных отложений при техническом обслуживании и ремонте			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Козлов К.С			Основная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					53	
Руководитель ООП		Брусник О.В.				ТПУ гр. 3-2Б3Д		

- очистка механическим (механизированным) способом;
- механизированный способ очистки с применением химических средств.

Размыв донных осадков в резервуаре осуществляется с использованием стационарной системы, состоящей из трубной проводки и размывающих сопел, и с использованием устройств «Диоген», «Тайфун», «Дельфин».

Перед тем как резервуар выведен из эксплуатации, донные отложения разрушаются постоянно установленной системой размыва.

Технологии операций по размыву и удалению из резервуара донных отложений проводятся в следующей последовательности:

- наполнение резервуара нефтью до уровня, который позволяет нормально работать устройству;
- размыв донных отложений с подачей нефти через систему размыва;
- удаление из резервуара размывтых донных отложений и взвеси вместе с нефтью.

Продолжительность размыва зависит от уровня осадков. Промывка резервуара для обеспечения нормативного уровня осадков на дне (измеряется через люк) должна быть завершена за 24 часа до того, как резервуар будет выведен из эксплуатации.

После проведения всех соответствующих операций, подрядная организация осуществляет зачистку внутри резервуара известными методами.

Ручной метод зачистки резервуаров (рисунок 15) заключается в том, что с помощью ручного инструмента очищают и удаляют нефтешлам, увозя его далее на соответствующие полигоны. После этого резервуар промывают водой при температуре 30-50°C и при давлении 0,2–0,3 МПа, перекачивая воду насосом вместе с нефтешламом. Этот метод является самым дешевым с точки зрения стоимости оборудования, но приводит к длительным простоям водохранилищ и требует серьезных организационных и технических мер для обеспечения безопасности и снижения вреда для здоровья работников.

					Анализ и оценка технологий очистки РВС от донных отложений при ТО и ремонте	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54



Рисунок 15 – Ручной способ очистки резервуара

Механический метод зачистки резервуара (рисунок 16). С помощью механических моечных машин и роботов, он позволяет сократить время простоя РВС и значительно снизить последствия вреда для здоровья рабочих. Однако механизированный способ очистки резервуаров имеет существенный недостаток в возникновении «режущего» эффекта моющего метода, что снижает эффективность очистки и приводит к разрушению резервуара.



Рисунок 16 – Механический метод зачистки резервуара

Химически механизированный способ очистки (рисунок 17) состоит в использовании специально подобранных моющих средств, напыленных машинами, при температуре раствора 45-50°C. Основным преимуществом этого

					Анализ и оценка технологий очистки РВС от донных отложений при ТО и ремонте	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

метода, помимо использования низкотемпературных растворов, является способность отделять жидкий углеводород с 5% воды.

Основными недостатками этого метода являются необходимость смыть остатки осадка путем разбавления их нефтью, поскольку они активируются при смешивании с растворами и могут изменять состав газообразной среды в резервуаре, приводя к образованию высоких концентраций взрывоопасных паров в воздухе.



Рисунок 17 – Химически механизированный способ очистки

Проанализируем разное оборудование, применяемое для перемешивания нефти в резервуаре с целью избегания образования донных отложений на дне и стенках резервуара.

В настоящее время во всем мире используется значительное количество электромеханических мешалок различных конструкций. Среди них выделим:

- «Jensen 620VA 25/29» (США);
- «Plenty 28P-8TM25» (США);
- «Prematechnic 177520» (Германия);



- «Тайфун» (Россия) (рисунок 18);
- «Диоген» (Россия) (рисунок 19);
- Мешалки, разработанные ГРЦ «КБ им. Академика В.П. Макеева».

Последние хорошо используются с 1998 года на нефтеперерабатывающих предприятиях Республики Башкортостан. В то же время ОАО «Центросибнефтепровод» создало устройство «Диоген», который в последствии установили на многих резервуарах ОАО АК «Транснефть».



Рисунок 18 – Установка «Тайфун»



Рисунок 19 – Установка «Диоген»

Опыт применения электромеханических мешалок на предприятиях топливно-энергетического комплекса России выявил следующие недостатки:

- возникает люфт вала из-за касания винта твердых донных осадков, вследствие чего возникает вибрация стенки резервуара, которая ведет к его разрушению;

- эффективность размыва отложений мала из-за высокого коэффициента турбулентности создаваемого потока, что приводит к уменьшению дальности струи.

- Опасен – из-за подводки электричества к шкафу управления, который находится близко к резервуару, а также из-за работы электродвигателя самих агрегатов, установленного, с внешней стороны резервуара на дверце (кровле) лаза.

Следовательно, оборудование требует обслуживания и доработки.

Сравнительные технические и экономические показатели отечественных и зарубежных аналогов устройств размыва донных отложений в резервуарах с нефтью показаны на рисунке 20а и 20б.

Показатели	Модель устройства, фирма-изготовитель				
	Prematechnic 177S20, Prematechnic CmbH (Германия)	Jensen 620VA 25/29, Jensen mixer, inc. (США)	Plenty 28P-8TM25, Plenty mixer CmbH (США)	НХ 63.00.000, "КБ им. академика В.П. Макеева" (Россия)	"Диоген-700" ОАО "Центрнефтепровод" (Россия)
Диаметр пропеллера, мм	660	730	700	600	700
Привод поворота	ручной	автоматически, непрерывный	автоматически, автоматический, непрерывный	ручной, дискретный через 10°	автоматический, непрерывный
Допускаемые протечки через торцевое уплотнение 3, см /ч	нет	нет	нет	50	нет
Способ размыва	Перемешивания объема нефти в фиксированных направлениях	Сканирующая по всей поверхности днища затопленная направленная длинная струя	Сканирующая по всей поверхности днища затопленная направленная широкая, короткая струя	Перемешивания объема нефти в шести фиксированных направлениях	Сканирующая по всей поверхности затопленная направленная струя длиной 45 м.
Назначение устройства	Предотвращение осадков, гомогенизация продуктов в резервуаре	Предотвращение выпадения осадков, гомогенизация продуктов в резервуаре	Размыв накопленных осадков, предотвращение выпадения осадков, гомогенизация продуктов в резервуаре	Предотвращение выпадения осадков, гомогенизация продуктов в резервуаре	Размыв накопленных осадков, предотвращение выпадения осадков, гомогенизация продуктов в резервуаре

Рисунок 20а – Сравнительные технические и экономические показатели

Способ управления процессом размыва	Нет данных	№ UA1.012.05264.9 6 УкрСЕПРО (Украина). Сертификат и разрешение Госгортехнадзора а России не выдавались	нет данных. Разрешение Госгортехнадзора России не выдавалось	нет сертификата. Разрешение Госгортехнадз ора России не выдавалось	POCCRU.H001.B000 53 № 35 15939 от 20.11.00 г. (Россия). Разрешение Госгортехнадзора России на применение и изготовление выдано
Стоимость с учетом НДС и Таможенных пошлин, тыс. руб.	544,4	704,5	873,5	339,0	554,2
Количество устройств, необходимых для размыва одного РВС-20000	2	2	1	2	1
Стоимость комплекта устройства размыва на один РВС-20000, тыс. руб.	1088,6	1409,0	873,5	678,0	554,2

Рисунок 20б – Сравнительные технические и экономические показатели

Проанализировав полученную информацию, и, принимая во внимание все негативные стороны существующих перемешивающих устройств и способы очистки резервуаров, хотелось бы внести предложение о рассмотрении замены систем размыва донных отложений «Диоген», находящихся в резервуарном парке ОАО АК «Транснефть» РНУ «Парабель».

Рассмотрим струйный гидравлический смеситель «СГС» (рисунок 21), который вот уже на протяжении семнадцати лет эффективно работает на ОАО «Уфанефтехим».

За прошедшие года эта разработка подвергалась постоянному совершенствованию и испытаниям, и в настоящее время, при помощи программного моделирования, струйный смеситель практически довели до совершенства, как утверждает Уфимский Государственный Нефтяной Технический Университет.



Рисунок 21 – Струйный гидравлический смеситель

Инновационное струйное перемешивающее устройство позволяет осуществлять процесс смешивания при заполнении резервуара с использованием потенциальной энергии струйного потока в трубопроводе.

Струйный смеситель разрушает осадки и удаляет шлам в резервуарах с нефтью, легковоспламеняющимися жидкостями и агрессивными средами. Использование этих струйных установок на резервуарах с нефтью исключает ее разделение на тяжелые и легкие фракции.

Преимущества струйного смесителя для РВС:

- Полное отсутствие движущихся, вращающихся элементов не вызывает вибрацию и появление высоких или средних звуковых волн, тем самым значительно увеличивая срок службы самого резервуара и его составных частей;
- Не дает нагрузку на стенку резервуара;
- Не требует бесперебойного электропитания – безопасен;
- Применим на опасных производственных объектах. Соответствует требованиям ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования»;
- Отсутствие подвижных элементов в конструкции смесительного устройства исключает утечку уплотнений, приводя к отсутствию возможности воспламенения, с учетом температуры воспламенения нефти - 60°С;
- Наивысшая эффективность смешивания (гомогенизация) и разрушение донных осадков;

- Рациональная организация смешиваемых потоков в резервуарах всех типов и размеров из-за полной циркуляции всего объёма резервуара;
- Простота установки и обслуживания – не требует дополнительных дизайнерских решений;
- СГС устраняет необходимость в длительной, опасной и дорогостоящей работе по удалению донных осадков.

Также можно рассмотреть конструкцию резервуара с коническим гладким дном, для лучшего срыва и частичного сползания тяжелых отложений. Над центром днища резервуара предлагаю установить раздаточный патрубок для эффективного удаления нефтешлама (рисунок 22), а также для его остаточного размыва в углублении.

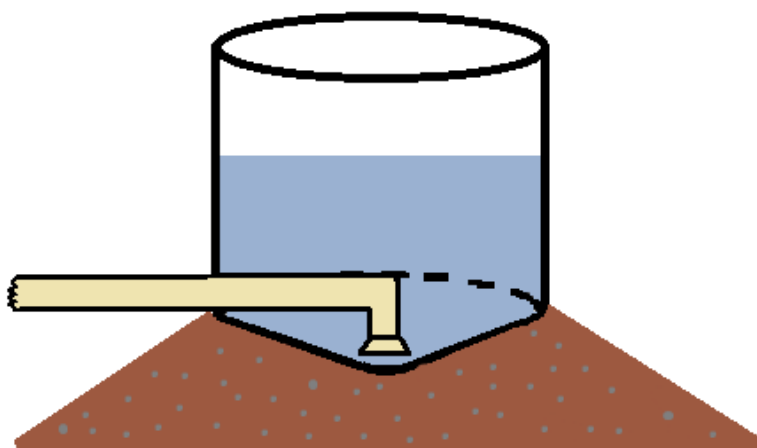


Рисунок 22 – Схема выведения раздаточного патрубка над коническим днищем резервуара

В комплексе, такое устройство РВС будет намного лучше решать проблему донных отложений.

## 5.2 Утилизация твердых донных отложений и нефтешламов

Учет твердых донных отложений и нефтешламов, их перемещение, передача в специализированные организации, передача подрядчику, осуществляющему зачистку резервуара, а также дальнейшая утилизация, всё это подлежит контролю со стороны службы (отдела) экологической безопасности.

					Анализ и оценка технологий очистки РВС от донных отложений при ТО и ремонте	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

Утилизация отходов, образованных на объектах ОСТ в результате зачистки резервуаров, осуществляется при концентрации углеводородов не более 15% согласно требованиям и положению к проведению работ по учету образования и утилизации нефтешламов, установленных в РД-13.020.00-КТН-128-16 «Требования к подрядным организациям по соблюдению природоохранного законодательства при выполнении работ по строительству, реконструкции и капитальному ремонту объектов организаций системы «Транснефть»»

Твердые донные отложения, не подвергающиеся размыву водой, пропарке и последующей откачке из резервуара, при производстве работ по зачистке резервуаров, должны быть удалены из резервуара вручную.

Утилизация отходов, образованных в результате зачистки резервуаров, осуществляется следующими способами:

- обезвреживается на объектах ОСТ при наличии соответствующих специализированных установок и технологии по утилизации нефтешлама;
- передается по договору на утилизацию специализированной организации, осуществляющей сбор и транспортировку нефтешлама, с составлением актов приема-передачи. Специализированная организация, осуществляющая вывоз отходов.
- передается по актам приема-передачи подрядной организации, осуществляющей зачистку резервуара, при наличии в условиях контракта на зачистку резервуара обязанностей по сбору, вывозу и утилизации образующего нефтешлама.

Для временного хранения (накопления) нефтешлама, образующегося при зачистке резервуаров, используются герметичные, механически прочные, коррозионно-устойчивые контейнеры, емкости с крышками, которые размещаются на площадках с твердым покрытием.

Лабораторией РНУ (РНПУ, УМН) производится отбор проб твердых донных отложений. Отбираются точечные пробы по 200 г в количестве пяти штук и формируется объединенная проба не менее 1 кг, производится

					Анализ и оценка технологий очистки РВС от донных отложений при ТО и ремонте	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

лабораторный анализ проб твердых донных отложений на содержание углеводородов.

Аналізу подвергаються донні відкладення, які мають тверду або пастообразную консистенцію при температурі 20°C.

По результатам переміщення кожної партії (ємкості, тары) твердих донних відкладень за межі кару зачищуваного резервуара і розміщення в місцях, визначених заходами по утилізації відходів від зачистки резервуарів, складається акт.

Тверді донні відкладення видаляються з резервуара, і проводиться відділення нафти і води від цих відкладень з використанням обладнання типу центрифуги, з наступною закачкою нафти в діючий резервуар або технологічний трубопровід і сбросом води в систему промислової каналізації.

По закінченні робіт по зачистці резервуара, виносу з резервуара і до зачистки твердих донних відкладень комісією, проводиться перевірка резервуара і складається акт з вказанням кількості нафтишлама, підготовленого для утилізації, якісного складу, способу і місця утилізації.

Переміщення твердих донних відкладень із зачищуваного резервуара і переведення донних відкладень в категорію нафтишламів заноситься в журнал виробництва робіт по зачистці резервуара від відкладень.

Для транспортування утворюваних відходів в залежності від об'єму, консистенції, агрегатного стану і ступеня обводненості повинен бути використаний спеціальний транспорт, вантажні самосвали і інше, забезпечуючі герметичність при транспортуванні до місця їх обезврежування. Забороняється вивозити нафтишлам в місця, не передбачені для спеціального розміщення і обезврежування згідно з вимогами діючого законодавства.

					Анализ и оценка технологий очистки РВС от донных отложений при ТО и ремонте	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63



Утилизацию отходов производится в специализированных организациях, имеющих лицензию на вид деятельности по обезвреживанию и размещению отходов I – IV классов опасности и соответствующие полигоны (рисунок 23).



Рисунок 23 – Полигон для переработки нефтешламов

Потери нефтепродуктов, произошедшие в результате проведения зачистки внутренней поверхности резервуара, рассчитываются математически. Норма потерь нефтепродукта кг/м<sup>3</sup> приведена в таблице.

Таблица 2 – Нормы потерь нефтепродуктов при зачистке резервуаров

№ п/п	Типы резервуаров и емкостей	Группа нефтепродуктов	Нормы потерь, кг/м <sup>3</sup>
1	2	3	4
1	Все типы	I группа	653,42
2		II группа	704,34

**Примечания**

1) Группа I включает нефтепродукты с температурой конца кипения до 215 °С и кинематической вязкостью при температуре 20 °С менее 2 мм<sup>2</sup>/с. В эту группу входят автомобильные бензины всех марок.

2) Группа II включает нефтепродукты с кинематической вязкостью при температуре 20 °С менее 30 мм<sup>2</sup>/с. В эту группу входят керосин технический (кинематическая вязкость при температуре 20 °С от 1,2 до 4,4 мм<sup>2</sup>/с), ДТ всех марок (кинематическая вязкость при температуре 20 °С от 1,8 до 6,0 мм<sup>2</sup>/с), топливо реактивное всех марок (кинематическая вязкость при температуре 20 °С от 1,0 до 5,0 мм<sup>2</sup>/с), топливо печное бытовое (кинематическая вязкость при температуре 20 °С до 8,0 мм<sup>2</sup>/с) и другие нефтепродукты, не вошедшие в группу I.



## 6. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

### 6.1 Проверочный расчет прочности стенки резервуара

К основным нагрузкам и воздействиям, учитываемым при проектировании, относятся гидростатическое давление нефти, избыточное давление и вакуум, ветровые и снеговые нагрузки, коррозионное воздействие подтоварной воды и температурное воздействие среды. Нагрузки приводят к усилиям и напряжениям, которые вместе с внутренними монтажными напряжениями могут со временем при коррозионном и температурном воздействии среды вызвать разрушение элементов резервуара.

Расчет на прочность для каждого пояса стенки резервуара проводится по формуле:

$$\sigma_x \leq \frac{\gamma_c \cdot R_{un}}{\gamma_m} \quad (1)$$

где  $\gamma_c$  – коэффициент условий работы стенки резервуара при расчете её на прочность,  $\gamma_c = 0,7$  – для нижнего пояса;  $\gamma_c = 0,8$  – для всех остальных поясов;

$\gamma_m = 1,1$  – коэффициент надежности по материалу для листовых прокатов, используемых в строении резервуаров.

По [16] определяем марку стали 09Г2С-12, используемую для изготовления стенки РВС-20000м<sup>3</sup>: I – VIII пояса

Так как для изготовления стенки используется высокопрочная низколегированная сталь марки 09Г2С-12, то в расчете учитывается нормативное сопротивление материала стенки по временному сопротивлению  $R_{нп} = \sigma_{вр} = 460 \text{ МПа}$ .

Далее производим проверочный расчет прочности стенки РВС-20000 м<sup>3</sup> для эксплуатационного периода по фактическим толщинам стенки, полученным при проведении толщинометрии стенки.

					Расчетная часть		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Козлов К.С				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Брусник О.В.					65	
Руководитель ООП	Брусник О.В.				<b>ТПУ гр. 3-2БЗД</b>		

Для каждого пояса резервуара по максимальному значению определяем гидростатическое давление:

$$p_x = \gamma_0 \cdot \rho \cdot g \cdot (H - x) + P_{\text{сраб}} \quad (2)$$

где  $P_{\text{сраб}} = \gamma_{f,s} \cdot P_s^H = 1,2 \cdot 2,5 = 3 \text{ кПа}$

$P_s^H$  – нормативное значение избыточного давления,  $P_s^H = 2,5 \text{ кПа}$  [19];

$\gamma_{f,s}$  – коэффициент надежности по избыточному давлению,  $\gamma_{f,s} = 1,2$  [19];

$\gamma_0$  – коэффициент надежности по гидростатическому давлению,  $\gamma_0 = 1,0$  [19];

$\rho$  – плотность нефти,  $\rho = 900 \text{ кг/м}^3$

$g$  – ускорение свободного падения,  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ ;

$H$  – высота стенки резервуара, м;

первый пояс  $p_1 = 1,0 \cdot 900 \cdot 9,81 \cdot (12 - 0) + 3000 = 108948 \text{ Па}$ ;

второй пояс  $p_2 = 1,0 \cdot 900 \cdot 9,81 \cdot (12 - 1,5) + 3000 = 95704,5 \text{ Па}$ ;

третий пояс  $p_3 = 1,0 \cdot 900 \cdot 9,81 \cdot (12 - 3) + 3000 = 81461 \text{ Па}$ ;

четвертый пояс  $p_4 = 1,0 \cdot 900 \cdot 9,81 \cdot (12 - 4,5) + 3000 = 69217,5 \text{ Па}$ ;

пятый пояс  $p_5 = 1,0 \cdot 900 \cdot 9,81 \cdot (12 - 6) + 3000 = 55974 \text{ Па}$ ;

шестой пояс  $p_6 = 1,0 \cdot 900 \cdot 9,81 \cdot (12 - 7,5) + 3000 = 42730,5 \text{ Па}$ ;

седьмой пояс  $p_7 = 1,0 \cdot 900 \cdot 9,81 \cdot (12 - 9) + 3000 = 29487 \text{ Па}$ ;

восьмой пояс  $p_8 = 1,0 \cdot 900 \cdot 9,81 \cdot (12 - 10,5) + 3000 = 16243,5 \text{ Па}$ .

Вычисляем значения напряжений в стенке по формуле:

$$\sigma_x = \frac{P_x \cdot r}{t_{\phi,x}} \quad (3)$$

где  $r$  – радиус резервуара;

$t_{\phi,x}$  – фактическая толщина стенки резервуара в рассматриваемом сечении;

$P_x$  – гидростатическое давление в рассматриваемом сечении;

первый пояс  $\sigma_1 = \frac{108948 \cdot 22,8}{0,009} = 276,0016 \cdot 10^6 \text{ Па} = 276,002 \text{ МПа}$

второй пояс  $\sigma_2 = \frac{95704,5 \cdot 22,8}{0,0109} = 200,189 \cdot 10^6 \text{ Па} = 200,189 \text{ МПа}$

									Лист
									66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Расчетная часть				

$$\text{третий пояс } \sigma_3 = \frac{81461 \cdot 22,8}{0,0103} = 180,321 \cdot 10^6 \text{ Па} = 180,321 \text{ МПа}$$

$$\text{четвертый пояс } \sigma_4 = \frac{69217,5 \cdot 22,8}{0,0106} = 148,883 \cdot 10^6 \text{ Па} = 148,883 \text{ МПа}$$

$$\text{пятый пояс } \sigma_5 = \frac{55974 \cdot 22,8}{0,0107} = 119,272 \cdot 10^6 \text{ Па} = 119,272 \text{ МПа}$$

$$\text{шестой пояс } \sigma_1 = \frac{42730,5 \cdot 22,8}{0,010} = 91,052 \cdot 10^6 \text{ Па} = 91,052 \text{ МПа}$$

$$\text{седьмой пояс } \sigma_1 = \frac{29487 \cdot 22,8}{0,0107} = 62,832 \cdot 10^6 \text{ Па} = 62,832 \text{ МПа}$$

$$\text{восьмой пояс } \sigma_1 = \frac{16243,5 \cdot 22,8}{0,0108} = 34,292 \cdot 10^6 \text{ Па} = 34,292 \text{ МПа}$$

Вычисляем допускаемую величину напряжений в стенке резервуара для каждого из поясов, а затем сравниваем её со значениями возникающих напряжений:

$$\text{для I пояса: } \sigma_x = \frac{\gamma_c \cdot R_{un}}{\gamma_m} = \frac{0,7 \cdot 460}{1,1} = 292,727 \text{ МПа}$$

$$\text{для II – VIII поясов: } \sigma_x = \frac{\gamma_c \cdot R_{un}}{\gamma_m} = \frac{0,8 \cdot 460}{1,1} = 334,545 \text{ МПа}$$

Дальнейшее сравнение действующих и допустимых напряжений показывает, что условие прочности выполняется. Окончательно принимаем по условию прочности стенки резервуара стандартной толщины: нижний пояс 16 мм, верхний – 10-11 мм.

#### 4.2 Расчет устойчивости стенки резервуара

Расчет стенки резервуара на устойчивость выполняется с помощью проверки соотношения:

$$\frac{\sigma_B}{\sigma_{B.кр}} + \frac{\sigma_\Gamma}{\sigma_{\Gamma.кр}} \leq \gamma_c \quad (4)$$

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

где  $\sigma_B$  – расчетное напряжение сжатия в кольцевом сечении рассматриваемого пояса от суммарного значения вертикальных расчетных внешних нагрузок и воздействий;

$\sigma_{B.кр.}$  – критическое меридиальное напряжение, зависящее от конструктивных параметров стенки и механических свойств ее материала;

$\sigma_T$  – расчетное напряжение сжатия в вертикальном сечении рассматриваемого пояса от суммарного значения горизонтальных расчетных внешних нагрузок и воздействий;

$\sigma_{T.кр.}$  – нижнее критическое напряжение в вертикальном сечении стенки.

Нормативные значения:

снеговая нагрузка  $S_0 = 1,5$  кПа,

ветровая нагрузка  $\omega_0 = 0,3$  кПа.

Расчетная величина результирующей снеговой нагрузки на крышу:

$$S = S_0 \cdot \mu = 1500 \cdot 1 = 1500 \text{ Па,}$$

где  $s_0$  – нормативное значение веса снегового покрова на  $1 \text{ м}^2$  горизонтальной поверхности земли;

$\mu$  – коэффициент перехода от веса снегового покрова земли к снеговой нагрузке на покрытие,  $\mu = 1$  [17];

Расчетная величина результирующей ветровой нагрузки на стенку:

$$\omega_m = \omega_0 \cdot k \cdot C = 230 \cdot 1,25 \cdot 0,5 = 201,25 \text{ Па}$$

где  $k$  – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте в зависимости от типа местности,  $k = 1,25$  [17];

$C$  – коэффициент лобового сопротивления резервуара,  $C = 0,5$  [17];

Наиболее нагруженным является 1 пояс резервуара, поэтому необходимо произвести его расчет устойчивости, не учитывая собственный вес стенки первого пояса. Вес части стенки, расположенной выше рассчитываемого пояса:

$$P'_{cm} = \frac{P_{cm}}{8} \cdot 7 = \frac{165800}{8} \cdot 7 = 145075 \text{ кг} = 1423186,75 \text{ Н} \quad (5)$$

$$P_k = 112800 \text{ кг} = 1106568 \text{ Н}$$

									Лист
									68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Расчетная часть				

Рассчитываем напряжение сжатия в кольцевом сечении 1 пояса по формуле:

$$\begin{aligned}\sigma_B &= \frac{P_K + P'_{cn} + \pi r^2(S + p_d)}{2\pi t} = \\ &= \frac{1106568 + 1423186,75 + 3,14 \cdot 22,8^2(1500 + 600)}{2 \cdot 3,14 \cdot 22,8 \cdot 0,009} = \\ &= 1,778 \cdot 10^6 \text{ Па}\end{aligned}$$

Рассчитываем критическое меридиальное напряжение в соответствии с требованиями [17]:

Так как  $\frac{r}{t} = \frac{22,8}{0,009} = 753,85 > 300$ , то:

$$\sigma_{B,кр} = c \cdot E \cdot \frac{t}{r} = 0,06 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 10^6 \cdot \frac{0,009}{22,8} = 8,00346 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

где  $c$  – параметрический коэффициент, определяемый по условиям [18],  $c = 0,06$ , для  $r/t \geq 2500$ ;

$E$  – модуль упругости;  $E = 2,06 \cdot 10^5$  МПа

Рассчитываем напряжение сжатия в вертикальном сечении I пояса по формуле:

$$\sigma_\Gamma = \frac{r \cdot (p_d + \omega_m)}{t} = \frac{22,8 \cdot (600 + 201,25)}{0,012} = 0,06677 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Рассчитываем нижнее критическое напряжение в вертикальном сечении стенки в соответствии с требованиями [17]:

$$\sigma_{\Gamma,кр} = 0,55 \cdot E \cdot \frac{r}{H} \left( \frac{t_{cp}}{2} \right)^{\frac{3}{2}} = 0,55 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot \frac{22,8}{12} \left( \frac{0,012}{2} \right)^{\frac{3}{2}} = 100,048 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Проверяем выполнение условия устойчивости стенки от вертикальных и горизонтальных внешних нагрузок:

$$\sigma_B = 1,778 \text{ МПа} < \sigma_{B,кр} = 8,00346 \text{ МПа}$$

$$\sigma_\Gamma = 0,06677 \text{ МПа} < \sigma_{\Gamma,кр} = 100,048 \text{ МПа}$$

Проверяем соблюдение условия общей устойчивости стенки:

$$\frac{\sigma_B}{\sigma_{B,кр}} + \frac{\sigma_\Gamma}{\sigma_{\Gamma,кр}} \leq \gamma_c$$

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

где  $\gamma_c = 1$  – коэффициент условий работы стенки РВС при расчете ее на устойчивость.

$$\frac{1,778}{8,00346} + \frac{0,06677}{100,048} = 0,2259 \leq \gamma_c = 1$$

**Условие общей устойчивости стенки выполняется.**

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

## 7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### 7.1 Графическая часть

#### SWOT-анализ

SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды научно-исследовательского проекта, который помогает составить структурированное описание конкретной ситуации, и на основании этого описания можно сделать выводы. То есть это метод первичной оценки текущей ситуации, основанный на рассмотрении её с четырёх сторон: SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы).

Таблица 3 – Матрица SWOT

<b>Факторы SWOT</b>	<b>Сильные стороны проекта:</b> 1. Наличие достаточного финансирования 2. Квалифицированный персонал 3. Уникальность разработки 4. Простота проектирования	<b>Слабые стороны проекта:</b> 1. Внедрение разработки на этапе строительства
<b>Возможности:</b> 1. Появление спроса на продукт	1. Разработка дополнительных мер по зачистке резервуаров от донных отложений 2. Продолжение научных исследований с целью усовершенствования имеющейся технологии	1. Разработка научного исследования 2. Повышение квалификации кадров у потребителя
<b>Угрозы:</b> 1. Отсутствие спроса на новые технологии производства	1. Продвижение новой технологии с целью появления спроса	1. Разработка научного исследования 2. Повышение квалификации кадров у потребителя 3. Продвижение новой технологии с целью появления спроса

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Козлов К.С</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Брусник О.В.</i>					71	
<i>Консультант</i>	<i>Макашева Ю.С.</i>				<b>ТПУ гр. 3-2Б3Д</b>		
<i>Руководитель ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>						
					<i>Финансовый менеджмент</i>		

### 7.1.1 Оценка готовности проекта к коммерциализации

Всегда полезно оценить степень готовности научной разработки к коммерциализации. Чтобы это сделать и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения), заполняется специальная табличная форма, которая содержит показатели о степени проработанности научного проекта с позиции коммерциализации и компетенции студента.

Результаты анализа степени готовности научно-исследовательского проекта по 5-балльной шкале приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у студента
1	Определен имеющийся научно-технический задел	4	4
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	5	4
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	5	5
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	4	4
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	3	5
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	3	3
7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	4	3
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	2	4
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	5	5
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	4	5
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	2	4
12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	1	3
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	4	3
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	2	3
15	Проработан механизм реализации научного проекта	4	5
ИТОГО БАЛЛОВ		52	60



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

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i ,$$

где  $B_{\text{сум}}$  – суммарное количество баллов по каждому направлению;

$B_i$  – балл по  $i$ -му показателю.

Значение  $B_{\text{сум}}$  позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Значение степени проработанности научного проекта составило 52 балла, что говорит о средней перспективности, а знания студента достаточны для успешной ее коммерциализации. Значение уровня имеющихся знаний у студента составило 60, что говорит о перспективности выше среднего.

По результатам оценки можно сказать, что в первую очередь необходимо проработать вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки и получения льгот. Следующими задачами будет проработка вопросов бизнес-плана и поиска команды для коммерциализации научной разработки. Вопросы международного сотрудничества и выход на зарубежный рынок пока не обсуждаются.

### 7.1.2 Организационная структура проекта

В обязательном порядке, при написании научной работы, необходимо решить, кто будет входить в рабочую группу данного проекта, определяя роль каждого участника, его функции и трудозатраты в проекте. Информация об организационной структуре представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Рабочая группа проекта

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте (функции)	Трудозатраты, дни
1	Брусник Олег Владимирович, НИ ТПУ, доцент, к.п.н., руководитель проекта	Координирует деятельность студента	20
2	Козлов Кирилл Сергеевич, НИ ТПУ, гр. 3-2БЗД, бакалавр	Выполняет основную работу по проекту	146
ИТОГО:			166

### 7.1.3 Планирование управления научно-техническим проектом

В рамках планирования научного проекта был построен календарный график проекта в виде таблицы 6 и календарный план-график в виде таблицы 7.

Таблица 6 – Календарный план проекта

Код работы (из ИСР)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Введение	5	15.04.2018	20.04.2018	Козлов К.С.
2	Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	3	21.04.2018	24.04.2018	Козлов К.С. Брусник О.В.
3	Экспериментальная часть	22	25.04.2018	16.05.2018	Козлов К.С.
4	Результаты и обсуждения	15	17.05.2018	31.05.2018	Козлов К.С. Брусник О.В.
5	Оформление пояснительной записки	12	01.06.2018	12.06.2018	Козлов К.С.
<b>Итого:</b>		57			

Таблица 7 – Календарный план-график проведения работ по теме.

Вид работ	Исполнители	Т <sub>к</sub> , раб. дн.	Продолжительность выполнения работ											
			апрель			май			июнь					
			1	2	3	1	2	3	1	2	3			
Введение	Бакалавр	5		■										
Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	Бакалавр Руководитель	3			■ ■									
Экспериментальная часть	Бакалавр	22				■	■	■						
Результаты и обсуждения	Бакалавр Руководитель	20							■	■				
Оформление пояснительной записки	Бакалавр	8									■	■		

■ – Бакалавр    ■ – Руководитель

## 7.2 Сметная стоимость выполнения работ

Основу сметного расчёта составляют затраты на материальные ресурсы (спецоборудование, сырье, материалы и комплектующие и т.д.), трудовые затраты на заработную плату и страховые взносы: амортизация основных фондов. Но, прежде чем провести расчет затрат на проведение мероприятия необходимо составить календарный план работ, с указанием задействованного персонала, выполняемых работ и времени, необходимого на проведение этих работ.

В таблицах 8 представлена ведомость потребности в рабочих и оборудовании на проведение работ по строительству резервуара РВС-20000 м<sup>3</sup>.

Таблица 8.1 – Состав персонала, количество необходимого оборудования, механизированного, ручного инструмента и приспособлений.

№ п/п	Состав персонала, оборудование	Количество
1	2	3
<i>Состав персонала</i>		
1.	Мастер участка (ИТР)	1 чел.
2.	Электросварщик 6 разряд	2 чел.
3.	Газорезчик 5 разряда	2 чел.
4.	Монтажник 5 разряда	3 чел.
5.	Монтажник 4 разряда	3 чел.
6.	Геодезист 3-4 класса	1 чел.
7.	Дефектоскопист (R-контроль, Визуальный контроль, капиллярный контроль)	2 чел.
8.	Машинист бульдозера	1 чел.
9.	Машинист экскаватора	1 чел.
10.	Водитель автокрана	1 чел.
11.	Водитель бортовой машины	3 чел.
12.	Стропальщик	3 чел.
13.	Маляр	6 чел.
<i>Оборудование и приспособления</i>		
1.	Автобетоносмеситель	10 шт.
2.	Автогидроподъемник	1 шт.
3.	Автогрейдер	1 шт.
4.	Автомобиль грузовой	1 шт.
5.	Автосамосвал	2 шт.
6.	Бульдозер	1 шт.
7.	Вибратор глубинный	1 шт.
8.	Вибратор поверхностный	1 шт.
9.	Выпрямитель сварочный	2 шт.
10.	Выпрямитель универсальный сварочный для автоматической сварки	2 комплекта
11.	Выпрямители многопостовые в комплекте с балластными реостатами	2 комплекта
12.	Каток дорожный	1 шт.
13.	Компрессор	1 шт.

Продолжение таблицы 8.1		
14.	Котел битумоварочный	1 шт.
15.	Кран монтажный гусеничный	1 шт.
16.	Кран монтажный гусеничный	1 шт.
17.	Кран автомобильный	1 шт.
18.	Машина автоматической горизонтальной двухсторонней сварки под флюсом	2 шт.
19.	Молотки отбойные	1 шт.
20.	Полуавтомат дуговой сварки	2 шт.
21.	Пост газовой резки	2 шт.
22.	Трактор	1 шт.
23.	Шлифмашинка	1 шт.
24.	Экскаватор на гусеничном ходу обратная лопата	1 шт.
25.	Экскаватор на пневмоходу обратная лопата	1 шт.
26.	Электропечь для прокалики электродов	1 шт.
<i>Ручной инструмент, оснастка и приспособления</i>		
1.	Зубило слесарное	5 шт.
2.	Кабель 300 м.	1 шт.
3.	Кабель сварочный 500 м.	1 шт.
4.	Кабель 200 м.	1 шт.
5.	Канат	2 шт.
6.	Каска защитная винипластовая	58 шт.
7.	Ключи гаечные с открытым зевом двусторонние	1 комплект
8.	Комплект спецодежды	29 шт.
9.	Кувалда кузнечная тупоногая	2 шт.
10.	Лом строительный типа ЛМ-24	2 шт.
11.	Молоток слесарный стальной типа МКП	5 шт.
12.	Монтажные пояса	10 шт.
13.	Монтажная трубцина	3 шт.
14.	Набор мелков	2 комплекта
15.	Очки газорезчика со светофильтрами	2 шт.
16.	Пенал для электродов	2 шт.
17.	Рулетка металлическая	5 шт.
18.	Строп СКК 1-14.0 12300	2 шт.
19.	Строп СКК1-2.8 4800	2 шт.
20.	Строп 4СК1-6.3 12000	1 шт.
21.	Строп СКК1-1.6 13300	2 шт.
22.	Траверса	2 шт.
23.	Угольник металлический	5 шт.
24.	Чертилка стальная	2 шт.
25.	Шаблон сварщика	2 шт.
26.	Щиток защитный лицевой для электросварщика	2 шт.
27.	Электрододержатель	2 шт.

Таблица 8.2 – Ведомость по использованному в строительстве сырью, изделиям, конструкциям и материалам

№ п/п	Сырьё, изделия, конструкции и материалы	Единица измерения	Кол-во
1.	Асфальтобетонная смесь	т	396,55
2.	Арматурные каркасы	т	16,064
3.	Бетон товарный М 50	м <sup>3</sup>	130,6
4.	Бетон товарный М 150	м <sup>3</sup>	66,5

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Продолжение таблицы 8.2			
5.	Бетон товарный М 200	м <sup>3</sup>	1509
6.	Бетон товарный М 350	м <sup>3</sup>	292,5
7.	Металлоконструкции ворот	т	0,6
8.	Металлоконструкции лестниц, площадок с ограждением	т	1,27
9.	Металлоконструкции резервуара V=20000 м <sup>3</sup>	т	968,7
10.	Полоса стальная 5х40	т	0,66
11.	Раствор цементно-известковый М 50	м <sup>3</sup>	0,7
12.	Раствор цементный М 100	м <sup>3</sup>	14,7
13.	Стальные конструкции приспособлений для монтажа	кг	8,719
14.	Щиты опалубки 25мм	м <sup>2</sup>	29
15.	Щиты опалубки 40мм	м <sup>2</sup>	1711
16.	Болты строительные	т	2,22
17.	Бруски 40-60мм, 3 сорт	м <sup>3</sup>	3,045
18.	Гвозди строительные	кг	250
19.	Герметик У-30М	кг	290,3
20.	Грунт-шпатлевка ЭП-0010	кг	1750
21.	Доски обрезные 25-32мм, 3 сорт	м <sup>3</sup>	0,03
22.	Доски обрезные 40мм, 3 сорт	м <sup>3</sup>	40,65
23.	Дюбель бхб0	кг	30
24.	Кирпич керамический полнотелый	шт.	1270
25.	Лесоматериал круглый	м <sup>3</sup>	0,11
26.	Мастика битумная	т	6,12
27.	Песок	м <sup>3</sup>	8180
28.	Пленка полиэтиленовая толщ. 1мм	кг	224,5
29.	Отвердитель	кг	149
30.	Растворитель	кг	350
31.	Щебень гранитный	м <sup>3</sup>	2688
32.	Электроды Э42	кг	821
33.	Эмаль ЭП-1155	кг	1235

Таблица 8.3 – Ведомость подсчета объемов внутриплощадочных подготовительных и основных строительно-монтажных работ

№ п/п	Виды проводимых работ	Единица измерения	Кол-во
<b>ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЙ ПЕРИОД</b>			
1.	Срезка растительного слоя бульдозером с перемещением на 30 м	1000 м <sup>3</sup>	18,39
2.	Погрузка растительного грунта экскаватором на а/самосвалы	1000 м <sup>3</sup>	18,39
3.	Отвозка растительного грунта во временный отвал на 2 км	т	22068
4.	Устройство временного водопровода и канализации	ч/дн	14
5.	Устройство временного электроснабжения	ч/дн	18
6.	Устройство временного ограждения	ч/дн	30
7.	Устройство временных дорог с щебеночным покрытием	ч/дн	60
8.	Устройство телефонной линии связи	ч/дн	4
9.	Установка временных зданий и сооружений	ч/дн	6
<b>СТРОИТЕЛЬСТВО ОБЪЕКТА</b>			
<b>Земляные работы (котлован)</b>			
10.	Рыхление грунта IV группы бульдозером	100 м <sup>3</sup>	1375,25
11.	Перемещение разрыхленного грунта IV группы на 30 м	1000 м <sup>3</sup>	137,5
12.	Погрузка разрыхленного грунта IV группы экскаватором на а/самосвалы	1000 м <sup>3</sup>	137,5

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

**Продолжение таблицы 8.3**

13.	Отвозка грунта IV группы во временный отвал на 2 км	т	275050
14.	Рыхление грунта V группы отбойными молотками	100 м <sup>3</sup>	470,56
15.	Перемещение разрыхленного грунта V и IV группы бульдозером на 30 м	1000 м <sup>3</sup>	499
16.	Погрузка разрыхленного грунта V группы экскаватором на а/самосвалы	1000 м <sup>3</sup>	258
17.	Погрузка разрыхленного грунта IV группы экскаватором на а/самосвалы	1000 м <sup>3</sup>	235
18.	Отвозка грунта V и IV группы во временный отвал на 2 км	т	935170
19.	Разравнивание грунта по площадке	1000 м <sup>3</sup>	68,5
20.	Уплотнение разравненного грунта	100 м <sup>3</sup>	5076
<b>Земляные работы (ограждающие стены)</b>			
21.	Разработка грунта 2 группы экскаватором 0,65 м <sup>3</sup> с погрузкой на а/самосвалы	1000 м <sup>3</sup>	2,985
22.	Вывоз излишек грунта на 2 км	т	3905
23.	Вывоз грунта во временный отвал на 1 км	т	2067
24.	Погрузка грунта экскаватором на а/самосвалы для обратной засыпки	1000 м <sup>3</sup>	1,035
25.	Подвозка грунта на 1 км для обратной засыпки	т	2067
26.	Засыпка траншей бульдозером с перемещением на 15 м	1000 м <sup>3</sup>	1,035
27.	Устройство песчаного основания под пленку	м <sup>3</sup>	1300
28.	Укладка полиэтиленовой пленки по песчаному основанию	100 м <sup>3</sup>	92
29.	Устройство защитного слоя из песка по пленке	м <sup>3</sup>	2661
30.	Укладка дренирующего слоя из гранитного щебня	100 м <sup>3</sup>	9,24
<b>Бетонные работы (ограждающие стены)</b>			
31.	Устройство бетонной подготовки из бетона М 50	м <sup>3</sup>	128
32.	Устройство ж/б стен и перегородок из бетона М 200 высотой до 3 м, толщиной до 500 мм	м <sup>3</sup>	1450
33.	Установка ворот	т	0,6
34.	Столбы прямоугольные из керамического кирпича неармированные	м <sup>3</sup>	3,15
35.	Обмазка стен боковая битумная в 2 слоя	м <sup>2</sup>	2363
<b>Монтаж стальных конструкций (переходные площадки)</b>			
36.	Монтаж лестниц, площадок с ограждением	т	1,27
<b>Земляные работы (фундаменты под оборудование)</b>			
37.	Разработка грунта 2 группы экскаватором 0,25 м <sup>3</sup> с погрузкой на а/самосвалы	1000 м <sup>3</sup>	0,01
38.	Устройство песчаного основания под фундамент	м <sup>3</sup>	1,5
<b>Бетонные работы (фундаменты под оборудование)</b>			
39.	Устройство фундаментов под оборудование железобетонных из бетона М 200 объемом до 5 м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>	7,1
<b>Фундаменты резервуара</b>			
40.	Устройство песчаного основания под пленку	м <sup>3</sup>	3474
41.	Укладка полиэтиленовой пленки по песчаному основанию	100 м <sup>2</sup>	37,6
42.	Устройство защитного слоя из песка по пленке	м <sup>3</sup>	3247
43.	Устройство асфальтового покрытия толщиной 4 см	100 м <sup>2</sup>	38,5
44.	Крепление пленки к фундаментам	т	0,6
45.	Промазка шва герметиком	100 м	3,81
46.	Устройство бетонной подготовки из бетона М 150 под фонд.	м <sup>3</sup>	62,5
47.	Устройство ж/б фундамента ФМ 1 из бетона М 350	м <sup>3</sup>	288,2
48.	Устройство выравнивающих цементных стяжек толщиной 5 см	100 м <sup>2</sup>	2,88

Продолжение таблицы 8.3			
49.	Обмазка битумная фундаментов в 2 слоя	100 м <sup>2</sup>	1,89
	<b>Резервуар V = 20 000 м<sup>3</sup></b>		
50.	Монтаж РВС вместимостью 20000 м <sup>3</sup> (днище)	т	148,35
51.	Монтаж РВС вместимостью 20000 м <sup>3</sup> (стенка)	т	455,57
52.	Монтаж РВС вместимостью до 20000 м <sup>3</sup> (ветровое кольцо с настилом и ограждением)	т	23,36
53.	Монтаж РВС вместимостью 20000 м <sup>3</sup> (кольцевая лестница)	т	1,39
54.	Монтаж РВС вместимостью 20000 м <sup>3</sup> (катушечная лестница)	т	5,25
55.	Монтаж РВС вместимостью 20000 м <sup>3</sup> (стационарная крыша)	т	182
56.	Монтаж РВС вместимостью 20000 м <sup>3</sup> (направляющая)	т	3,13
57.	Монтаж РВС вместимостью 20000 м <sup>3</sup> (люки, патрубки, элементы оборудования)	т	9,83
58.	Гидравлические испытания резервуаров вертикальных цилиндрических вместимостью 20 000 м <sup>3</sup>	шт.	1
59.	Антикоррозионное покрытие резервуара	м <sup>2</sup>	9450
60.	<b>Благоустройство территории</b>	ч/дн	462
61.	<b>Прочие работы</b>	ч/дн	1541
62.	<b>Подготовка объекта к сдаче в эксплуатацию</b>	ч/дн	154

### Расчет затрат на проведение мероприятий по строительству резервуара

Состав затрат формируется по определенным элементам:

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

Общая потребность в рабочих основного производства – 29 чел.

Далее определяется фонд оплаты труда по следующим группам:

- основное производство;
- вспомогательное производство;
- инженерно-технический персонал;

Механизм определения фонда оплаты труда производственного персонала заключается в следующем:

- Исходя из тарифных ставок (руб./час) – тарифный фонд.
- Согласно ставкам, принятым на предприятии, определяется премиальный фонд.
- Основная зарплата.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

- Дополнительная зарплата.
- Начисляется районный коэффициент (50%) и северная надбавка (50%).

Расчет заработной платы сведен в таблицу 9.

Таблица 9 – Расчет заработной платы персонала

Наименование профессии	Количество	Тарифная ставка, руб/час	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Премия, %	Премия, руб.	Основная ЗП, руб	Надбавки (50% 50%), руб.	Полная ЗП, руб.
Мастер (ИТР)	1 чел.	103,7	1450	30	45109,5	150365	195474,5	691679
Электросварщик	2 чел.	95,5	615	18	10571,85	58732,5	69304,35	256073,7
Газорезчик	2 чел.	69,4	615	18	7682,58	42681	50363,58	186089,16
Монтажник	3 чел.	55,5	800	18	7992	44400	52392	290376
Монтажник	3 чел.	50,5	800	18	7272	40400	47672	264216
Геодезист	1 чел.	63,7	85	10	541,45	5414,5	5955,95	11370,45
Дефектоскопист	2 чел.	66,9	110	10	735,9	7359	8094,9	78215,625
Машинист бульдозера	1 чел.	67,5	515	25	8690,625	34762,5	43453,125	78215,625
Машинист экскаватора	1 чел.	67,5	515	25	8690,625	34762,5	43453,125	78215,625
Водитель автокрана	1 чел.	62,5	615	25	9609,375	38437,5	48046,875	86484,375
Водитель бортовой машины	3 чел.	51	955	25	12176,25	48705	60881,25	328758,75
Бульдозерист	2 чел.	65	540	25	8775	35100	43875	157950
Стропальщик	3 чел.	50,6	400	45	9108	20240	29348	148764
Маляр	6 чел.	59,8	454	45	12217,14	27149,2	39366,34	399093,24
<b>Итого:</b>								<b>3008193,7</b>

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

Отчисления на социальные нужды:

$$3\ 008\ 193,7 \times 30/100 = 902\ 458,12 \text{ тыс.руб.}$$

Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 10.

Таблица 10 – Расчет амортизационных отчислений

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80



Наименование объекта основных фондов	Кол-во	Балансовая стоимость, руб.		Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации за год, руб.
		одного объекта	всего		
Автогрейдер	1 шт.	2050000	2050000	20	410000
Автомобиль грузовой	1 шт.	1500000	1500000	20	300000
Автосамосвал	2 шт.	1300000	2600000	20	520000
Бульдозер	1 шт.	1900000	1900000	20	380000
Вибратор глубинный	1 шт.	20000	20000	10	2000
Вибратор поверхностный	1 шт.	21000	21000	10	2100
Выпрямитель сварочный	2 шт.	45000	90000	10	9000
Выпрямитель универсальный сварочный для автоматической сварки	2 комплекта	42000	84000	10	8400
Выпрямители многопостовые в комплекте с балластными реостатами	2 комплекта	12000	24000	10	2400
Каток дорожный	1 шт.	950000	950000	20	190000
Компрессор	1 шт.	50000	50000	10	5000
Котел битумоварочный	1 шт.	95000	95000	15	14250
Кран монтажный гусеничный	1 шт.	2150000	2150000	20	430000
Молотки отбойные	1 шт.	9000	9000	10	900
Полуавтомат дуговой сварки	2 шт.	12000	24000	10	2400
Пост газовой резки	2 шт.	19000	38000	10	3800
Трактор	1 шт.	870000	870000	20	174000
Шлифмашинка	1 шт.	6500	6500	10	650
Экскаватор на гусеничном ходу обратная лопата	1 шт.	1150000	1150000	20	230000
Экскаватор на пневмоходу обратная лопата	1 шт.	1200000	1200000	20	240000
Электроды для прокатки электродов	1 шт.	98000	98000	20	19600
<b>Итого:</b>	29 шт.		<b>15 029 500</b>		<b>2 954 500</b>

Теперь рассчитаем сколько нужно машино-часов для проведения строительства РВС:

$$M_{об} = 196 \times 8 \times 29 = 45472 \text{ маш.-час}$$

Тогда величина амортизации на 1 машино-час:

$$2\,954\,500 / 45472 \approx 65 \text{ руб./маш.-час}$$

Следующим шагом рассчитаем количество машино-часов, отработанных за 1 календарный год:

$$M_{год} = 365 \times 8 \times 29 = 84680 \text{ маш.-час}$$

$$A = 2\,954\,500 / 84680 = 35 \text{ руб./маш.-час}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

Амортизационные отчисления за период на объекте:

$$A_{об} = 35 \times 45472 = 1\,591\,520 \text{ руб.}$$

Таблица 11 – Расчет стоимости материалов и оборудования

№ п/п	Сырьё, изделия, конструкции и материалы	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость единицы, руб.	Стоимость общая, руб.
1.	Асфальтобетонная смесь	т	396,55	3200	1268960
2.	Арматурные каркасы	т	16,064	17000	273088
3.	Бетон товарный М 50	м <sup>3</sup>	130,6	2200	287320
4.	Бетон товарный М 150	м <sup>3</sup>	66,5	2950	196175
5.	Бетон товарный М 200	м <sup>3</sup>	1509	3500	5281500
6.	Бетон товарный М 350	м <sup>3</sup>	292,5	4020	1175850
7.	Металлоконструкции ворот	т	0,6	19000	11400
8.	Металлоконструкции лестниц, площадок с ограждением	т	1,27	21000	26670
9.	Металлоконструкции резервуара	т	968,7	24500	23733150
10.	Полоса стальная 5x40	т	0,66	18000	11880
11.	Раствор цементно-известковый М 50	м <sup>3</sup>	0,7	2400	1680
12.	Раствор цементный М 100	м <sup>3</sup>	14,7	2800	41160
13.	Стальные конструкции приспособлений для монтажа	кг	8,719	14000	122066
14.	Щиты опалубки 25мм	м <sup>2</sup>	29	5000	145000
15.	Щиты опалубки 40мм	м <sup>2</sup>	1711	5000	8555000
16.	Болты строительные	т	2,22	350	777
17.	Бруски 40-60мм, 3 сорт	м <sup>3</sup>	3,045	2500	7612,5
18.	Гвозди строительные	кг	250	120	30000
19.	Герметик У-30М	кг	290,3	75	21772,5
20.	Грунт-шпатлевка ЭП-0010	кг	1750	85	148750
21.	Доски обрезные 25-32мм, 3 сорт	м <sup>3</sup>	0,03	7000	210
22.	Доски обрезные 40мм, 3 сорт	м <sup>3</sup>	40,65	7000	284550
23.	Дюбель 6x60	кг	30	150	4500
24.	Кирпич керамический полнотелый	шт.	1270	19	24130
25.	Лесоматериал круглый	м <sup>3</sup>	0,11	2000	220
26.	Мастика битумная	т	6,12	36000	48600
27.	Песок	м <sup>3</sup>	8180	350	2863000
28.	Пленка полиэтиленовая толщ. 1мм	кг	224,5	70	15435
29.	Отвердитель	кг	149	45	6705
30.	Растворитель	кг	350	50	17500
31.	Щебень гранитный	м <sup>3</sup>	2688	1700	4569600
32.	Электроды Э42	кг	821	185	151885
33.	Эмаль ЭП-1155	кг	1235	75	92625
34.	Люк-лаз Ду600	шт.	4	62730	250920
35.	Диоген	шт.	2	180940	361880
36.	Труба Ду 32	шт.	0,032	11320	362,24
37.	Сетка «Рабица»	шт.	12,3	430	5289
38.	Швеллер 12	шт.	0,98	13100	12838
39.	Герметизатор ПЗУ-4 Ду600	шт.	1	19600	19600
40.	Кран сифонный Ду80	шт.	1	6850	6850
41.	ПРУ	шт.	1	29700	29700
42.	Задвижка фланцевая Ду600	шт.	4	8800	35200
43.	Труба Ду600	т	0,715	49900	35678,5

Продолжение таблицы 11

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

44.	Фланец Ду600	шт.	4	18500	74000
45.	Листовая сталь	т	1,35	14800	19980
46.	Заглушка Ду250	шт.	2	5700	11400
47.	Фланец Ду 250	шт.	2	990	1980
48.	Клапан дыхательный КДС-600	шт.	4	25900	103600
49.	Предохранитель огневой Ду500	шт.	4	17800	71200
50.	Патрубок Ду500	шт.	1	18300	18300
51.	Заглушка Ду500	шт.	1	4200	4200
52.	Фланец Ду500	шт.	1	1200	1200
53.	Манометр МП4У	шт.	6	4800	28800
54.	Кран шар. Ду50	шт.	3	890	2670
55.	Фланец Ду50	шт.	6	480	2880
56.	Пост управления КУ-92	шт.	1	38800	38800
57.	Выключатель автоматический АП-50	шт.	2	3200	6400
58.	Труба Ду720	т	2,65	58900	156085
59.	Труба Ду1020	т	0,65	97300	63245
60.	Зубило слесарное	шт.	5	120	600
61.	Кабель	м	300	450	135000
62.	Кабель сварочный	м	500	420	210000
63.	Кабель	м	200	140	28000
64.	Канат	шт.	2	900	1800
65.	Каска защитная винипластовая	шт.	58	360	20880
66.	Ключи гаечные с открытым зевом двусторонние комплект	ком	1	3500	3500
67.	Комплект спецодежды	шт.	29	1100	31900
68.	Кувалда кузнечная тупоногая	шт.	2	1020	2040
69.	Лом строительный типа ЛМ-24	шт.	2	980	1960
70.	Молоток слесарный стальной типа МКП	шт.	5	350	1750
71.	Монтажные пояса	шт.	10	550	5500
72.	Монтажная струбцина	шт.	3	1500	4500
73.	Набор мелков	ком	2	230	460
74.	Очки газорезчика со светофильтрами	шт.	2	250	500
75.	Пенал для электродов	шт.	2	180	360
76.	Рулетка металлическая	шт.	5	860	4300
77.	Строп СКК 1-14.0 12300	шт.	2	1200	2400
78.	Строп СКК1-2.8 4800	шт.	2	1300	2600
79.	Строп 4СК1-6.3 12000	шт.	1	1500	1500
80.	Строп СКК1-1.6 13300	шт.	2	1700	3400
81.	Траверса	шт.	2	1700	3400
82.	Угольник металлический	шт.	5	320	1600
83.	Чертилка стальная	шт.	2	120	240
84.	Шаблон сварщика	шт.	2	2500	5000
85.	Щиток защитный лицевой для электросварщика	шт.	2	870	1740
86.	Электрододержатель	шт.	2	410	820
	<b>Итого:</b>				<b>51 257 578,74</b>

Посчитаем прочие расходы, которые составляют 25 % от всех затрат.

$$\begin{aligned}
 \text{ПР} &= 0,25 \cdot (3\,008\,193,1 + 902\,458,12 + 1\,136\,800 + 51\,257\,578,74) = \\
 &= 13\,503\,939,5 \text{ руб.}
 \end{aligned}$$

Таблица 12 – Смета затрат на строительство РВС

№	Наименование показателя	Значение	Доля
1.	Затраты на материалы, руб.	51 257 578,74	72,5%
2.	Зарплата, руб.	3 008 193,7	4,5%
3.	Отчисления на социальные нужды, руб.	902 458,12	1,5%
4.	Амортизационные отчисления, руб.	1 591 520	2,5%
5.	Прочие расходы	14 189 937,6	19%
	<b>Итого:</b>	<b>70 949 688,16</b>	<b>100%</b>

На основании вышеперечисленных расчетов по использованным материалам, оборудованию, зарплате персоналу, отчислениям на социальные нужды, амортизационным отчислениям и прочим расходам, общая сумма затрат на проведение работ по строительству вертикального стального цилиндрического резервуара РВС-20000 м<sup>3</sup> составила **70 949 688,16** рублей. Диаграмма всех затрат на строительство представлена на рисунке 24.



Рисунок 24 – Затраты на проведение работ по строительству резервуара РВС-20000 м<sup>3</sup>

### 7.3 Оценка экономической эффективности проекта

При оценке экономической эффективности проекта рассматриваются затраты на строительство вертикального стального цилиндрического резервуара объемом 20000 м<sup>3</sup> с целью сравнения затрат на строительство с использованием

установки «Диоген» и строительство без «Диогена», но с использованием системы размыва донных отложений, в виде загиба приемного патрубка и выведение в центр днища резервуара раздаточного патрубка.

По проведенному анализу можно сделать следующие выводы:

1) Строительство РВС-20000 м<sup>3</sup> с установкой «Диоген» и полной комплектацией соответствующего оборудования, по смете обходится около 71 миллиона рублей. При строительстве резервуара с использованием системы размыва донных отложений, в виде установки струйного гидравлического смесителя и выведение над центром днища резервуара раздаточного патрубка, количество задействованного оборудования сокращается. Соответственно, уменьшается цена на амортизационные отчисления, материалы, выплаты заработной платы и социальные отчисления работникам и т.д., что показывает снижение стоимости такого строительства и обслуживания в несколько раз меньше.

2) При дальнейшей эксплуатации резервуара без «Диогена» значительно уменьшаются затраты на электроэнергию;

3) При техническом обслуживании и ремонте появляется возможность исключения допуска людей во внутрь резервуара для его очистки, так как при выведении патрубка, поток нефти будет сам выступать в виде размыва донных отложений, и, соответственно, снизится вероятность возникновения инцидентов и аварий из-за несоблюдения техники безопасности.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

## 8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Объект исследования: Объектом исследования являются резервуары вертикальные стальные цилиндрические РВС-20000м<sup>3</sup>, находящиеся в эксплуатации РНУ «Парабель» АО «Транснефть Центральная Сибирь». На объект допускается только уполномоченный персонал компании.

### 8.1 Производственная безопасность

Вредные и опасные производственные факторы, возникающие при проведении работ по ремонту и обслуживанию РВС-20000

Таблица 13 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по ремонту и обслуживанию РВС-20000.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Ремонт и обслуживание РВС-20000	1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; 2. Отклонение показателей климата; 3. Недостаточная освещенность на рабочем месте;	1. Взрывоопасность; 2. Расположение рабочего места на высоте; 3. Электрический ток	РД 153-39.4-078-01. РД 23.020.00-КТН-0.53-17 ОР 23.020.00-КТН-230-14_с_Изм СН 2.2.4/2.1.8.562-96

#### 8.1.1 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Вредными производственными факторами называются факторы, отрицательно влияющие на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

#### **Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны**

За счет выбросов углеводородов из резервуаров, фланцевых соединений, а также в случае перелива нефти из резервуара образуется загазованность воздуха в резервуарном парке.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность			
Разраб.		Козлов К.С			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					86	
Консультант		Немцова О.А.				<b>ТПУ гр. 3-2БЗД</b>		
Руководитель ООП		Брусник О.В.						

ПДК нефти в воздухе рабочей зоны – 10 мг/м<sup>3</sup> [22]. Отравление нефтью и получаемыми из неё продуктами может вызвать головную боль, головокружение, сердечные боли, бессонницу. При многократном воздействии наблюдаются нарушения в работе желудочно-кишечного тракта, повышенная заболеваемость органов дыхательных путей. Основные методы борьбы с загазованностью:

- Средства индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД);
- Дегазация резервуаров;
- Вентиляцию газового пространства резервуара.

#### **Отклонение показателей климата;**

Климат представляет комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления.

Климат оказывает существенное влияние на самочувствие, состояние здоровья и работоспособность человека. Наилучшие условия - когда выделение теплоты человеком равняется ее отводу от человека, т. е. при наличии теплового баланса. Такие условия называются комфортными, а параметры микроклимата оптимальными.

При выполнении работ по ремонту и обслуживанию РВС и РП обслуживающему персоналу приходится работать при воздействии солнечных лучей, сильном ветре, при атмосферных осадках, в условиях низких и высоких температур.

Работающие в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами. При температуре воздуха -40 °С и ниже необходима защита органов дыхания и лица.

В летний период работающие должны быть обеспечены головными уборами исключающие перегрев головы от солнечных лучей.

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

### **Недостаточная освещенность на рабочем месте;**

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

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

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

- для парка в целом – не менее 5 лк;
- в местах измерений уровня нефти в резервуаре и управления задвижками в резервуарном парке – 10 лк;
- на лестницах и обслуживающих площадках – 10 лк;
- в местах установки контрольно-измерительных приборов (комбинированное освещение с переносными светильниками) – 30 лк;
- на вспомогательных проездах – 0,5 лк;
- на главных проездах 1–3 лк.

### **8.1.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению**

Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибели человека.

#### **Взрывоопасность**

В процессе испарения нефтепродуктов образуется облако топливно-воздушной смеси (ТВС). Наличие источника зажигания в пределах облака ТВС может повлечь за собой воспламенение и взрыв облака ТВС. Таким образом, необходимо убрать источники искрообразования с рабочей зоны. Предельно допустимые значения избыточного давления представлены в таблице 14.



Таблица 14 – Предельно допустимые значения избыточного давления

Степень поражения	Избыточное давление, кПа
50 %-я вероятность разрыва барабанной перепонки	103
Полное разрушение зданий	100
50 %-ное разрушение зданий	53
Нижний порог разрыва барабанной перепонки	34,5
Средние повреждения зданий	28
Умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам, дверей и т.п.)	12
Нижний порог повреждения человека волной давления	5

Для проведения замеров состояния воздушной среды должны использоваться газоанализаторы АНТ-2М предназначенные для определения предельно допустимых концентраций (ПДК) веществ в воздухе рабочей зоны (в весовых (мг/м<sup>3</sup>) или объемных величинах (% об.)).

Контроль воздушной среды проводится до и после выполнения всех подготовительных мероприятий, предусмотренных нарядом-допуском.

При выборе точек контроля необходимо учитывать место и характер проведения работ, а также метеорологические условия (температуру воздуха, направление и скорость ветра).

Результаты замеров заносятся в наряд-допуск и журнал контроля. Результаты анализа газовоздушной среды сообщаются ответственным лицам и заносятся в «Журнал контроля состояния воздушной среды».

### **Расположение рабочего места на высоте**

Работами на высоте в соответствии с приказами Минздравмедпрома России № 280/88 от 05.10.1995 г. и № 280/90 от 14.03.1996 г. считаются все работы, которые выполняются на высоте 1,5 м от поверхности грунта или настила.

Основным средством предохранения работников от падения с высоты во время работы является его страховка предохранительным поясом по ГОСТ 12.4.089. Для выполнения работ на высоте необходимо предусмотреть наличие исправных оградительных средств по ГОСТ 12.4.059 и защитных приспособлений по ГОСТ 26887, ГОСТ 27321, ГОСТ 27372.

При работах на высоте для защиты головы все работники, находящиеся в

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

этой зоне, должны обеспечиваться касками по ГОСТ 12.4.087. Приставные лестницы по конструкции должны соответствовать требованиям ГОСТ 26887 и быть оборудованы несколькими опорами. Для спуска рабочих в ЖБР, работы внутри него и подъема из него должны применяться переносные лестницы, изготовленные из искробезопасного материала.

При выполнении работ на высоте необходимо пользоваться ящиками и сумками для инструмента и крепёжных изделий, спускать и поднимать все необходимые для работы предметы с помощью хлопчатобумажной веревки.

При экстремальных условиях (обледенение, туман и т.п.) проводить работы на высоте (отбор проб, измерение уровня ручным способом и т.п.), в резервуарах и резервуарных парках допускается при выполнении дополнительных мер безопасности (наличие дублёра, дополнительное освещение, применение предохранительных поясов, песка для устранения скольжения и других мер.)

### **Электрический ток**

Проявления электрического тока имеют место в связи с тем, что в резервуарном парке эксплуатируется большое количество устройств, потребляющих электрическую энергию: электродвигатели, электрозадвижки, различные приборы производственной автоматики. Особую опасность представляет собой перегрузка силовых электрических сетей, вызываемая увеличением нагрузки на электродвигатели, засорением электрозадвижек, различными неисправностями электросистемы и электрооборудования.

Поражение электрическим током происходит, когда человеческий организм вступает в контакт с источником напряжения.

Коснувшись проводника, который находится под напряжением, человек становится частью электросети, по которой начинает протекать электрический ток.

Как известно, организм человека состоит из большого количества солей и жидкости, что является хорошим проводником электричества, поэтому действие электрического тока на организм человека может быть летальным.

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

Электрический ток проходя через организм человека может оказывать на него три вида воздействий:

- термическое;
- электролитическое;
- биологическое.

## **8.2 Экологическая безопасность**

Резервуарные парки являются одними из основных сооружений складов нефти и нефтепродуктов. Увеличение объема добычи и переработки нефти вызывает увеличение объемов резервуарных парков.

Общее состояние резервуарных парков характеризуется повышением объема и номенклатуры хранимых нефтепродуктов, а также единичной вместимости резервуаров. В связи с этим пожарная опасность данных объектов обуславливается тем, что на сравнительно небольших площадях сосредотачивается значительное количество пожароопасных жидкостей, исчисляемое порой сотнями тысяч тонн.

Наряду с проблемой снижения пожарной опасности резервуарных парков, не менее актуальна проблема защиты окружающей среды от испарения нефтепродуктов.

### **8.2.1 Оценка воздействия на атмосферу**

Потери углеводородов при "больших дыханиях" вызваны сжатием паровоздушной смеси (ПВС) в газовом пространстве (ГП) резервуара поступающим в него жидким нефтепродуктом. Когда давление в ГП достигнет некоторого предельного значения, происходит выброс части ПВС в атмосферу через специальный "дыхательный" клапан.

Для снижения уровня загрязнения необходимо:

- разработка и внедрение очистных фильтров на предприятиях;
- использование экологически безопасных источников энергии;
- использование безотходной технологии производства;
- борьба с выхлопными газами автомобилей. уменьшение объема

газового пространства резервуаров путем внедрения плавающей крыши или

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

понтонна;

- хранение нефти под избыточным давлением в резервуарах;
- уменьшение амплитуды колебаний температур поверхности нефти (отражательно-тепловая изоляция, водяное орошение резервуаров, окраска резервуаров светоотражающей краской);
- улавливание паров нефти, выходящих из резервуаров, оборудованных газосборными и газоуравнительными системами

### **8.2.2 Оценка воздействия на почву**

Нефть попадают в почву в результате протечки и аварийного разлива из резервуара. Если пострадали грунтовые воды, то прекращается водохозяйственная деятельность.

Время реанимации почв достигает 25 лет при концентрации отходов 12 л на квадрат. Временной интервал зависит от типа основания и погодных условий. Для разных почв процесс реанимации проходит по-разному. Зависит он и от глубины проникновения продуктов в основание:

До 10 см – слабое загрязнение;

Свыше 25 см сильная загрязненность.

Особенно подвержены быстрому впитыванию песчаные и супесчаные грунты. Распад соединений происходит в три этапа:

Разрушение легко фракционных углеводородов. Дегградация нормальных алканов происходит в первый месяц;

Распад низкомолекулярных соединений под воздействием микроорганизмов. К соединениям относятся нафтены, тетраароматические углеводороды; Утилизация смол с высокой молекулярной массой.

### **8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Требования промышленной безопасности должны соблюдаться согласно Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и Постановлению Правительства РФ «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных

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

объектах» с использованием «Методических рекомендаций по организации производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах» РД 04-355-00.

Чрезвычайные ситуации в резервуарном парке могут возникнуть в результате аварийного разлива нефти из резервуара.

План ликвидации возможных аварий и аварийных утечек разрабатывается и пересматривается в филиалах комиссией в составе начальника отдела эксплуатации, старшего диспетчера, главного механика, главного энергетика, инженера по технике безопасности представителей ПТУС и пожарной охраны, начальника (директора) или заместителя начальника (директора) НПС (нефтебазы) и утверждается главным инженером филиала.

План ликвидации возможных аварий и аварийных утечек должен утверждаться при наличии актов проверки:

- состояния систем контроля технологического процесса;
- исправности аварийной сигнализации, связи, аварийного освещения;
- наличия и исправности средств для спасения людей, противопожарного оборудования и технических средств для ликвидации аварии в начальной стадии.

#### **8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Работы по ликвидации аварийных разливов нефти выполняются в соответствии с требованиями «Правил по охране труда при эксплуатации резервуарных парков».

Требования промышленной безопасности должны соблюдаться согласно Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и Постановлению Правительства РФ «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах» с использованием «Методических рекомендаций по организации производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах» РД 04-355-00.

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

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

Руководство резервуарного парка в процессе его эксплуатации обязано:

- соблюдать положения Федеральных законов и иных нормативных правовых актов РФ, а также НТД в области ПБ;
- обеспечивать укомплектованность штата работников цеха (резервуарного парка) в соответствии с установленными требованиями;
- допускать к работе лиц, удовлетворяющих соответствующим квалификационным требованиям и не имеющих медицинских противопоказаний к работе на резервуарах и в резервуарных парках;
- обеспечивать проведение подготовки и аттестации работников в области промышленной безопасности;
- иметь нормативные технические документы и инструкции, устанавливающие правила ведения работ в резервуарном парке;
- обеспечивать наличие и функционирование необходимых приборов и систем контроля за производственными процессами в соответствии с установленными требованиями:
  - предотвращать проникновение в резервуарный парк посторонних лиц;
  - обеспечивать выполнение требований промышленной безопасности к хранению нефтепродуктов;
  - приостанавливать эксплуатацию резервуаров по предписанию федерального органа исполнительной власти, специально уполномоченного в области промышленной безопасности, его территориальных органов и должностных лиц в случае аварии или инцидента в резервуарном парке, а также в случае обнаружения вновь открывшихся обстоятельств, влияющих на промышленную безопасность;
  - осуществлять мероприятия по ликвидации и локализации последствий

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

аварий в резервуарном парке, оказывать содействие государственным органам в расследовании причин аварий;

- принимать участие в техническом расследовании причин аварии в резервуарном парке, принимать меры по устранению указанных причин и профилактике подобных аварий;

- принимать участие в анализе причин возникновения инцидента в резервуарном парке, принимать меры по устранению указанных причин и профилактике подобных инцидентов;

- принимать меры по защите жизни и здоровья работников в случае аварии в резервуарном парке;

- вести учет аварий и инцидентов в резервуарном парке.

Работники при обслуживании резервуарного парка обязаны:

- соблюдать требования нормативных актов и НТД, устанавливающих правила ведения работ в РП и порядок действий в случае аварии или аварийной ситуации в резервуарном парке;

- проходить подготовку и аттестацию в области ПБ;

- незамедлительно ставить в известность своего непосредственного руководителя или в установленном порядке других должностных лиц об аварии или инциденте в резервуарном парке;

- в установленном порядке приостанавливать работу в случае аварии или инцидента в резервуарном парке;

- в установленном порядке участвовать в проведении работ по локализации аварии в резервуарном парке.

В целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварии необходимо планировать и осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий в РП.

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

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении выпускной квалификационной работы было проведено исследование вопросов оценки технического состояния резервуаров, анализ технического состояния резервуаров вертикальных стальных при их эксплуатации и ремонте, а также выполнен сравнительный анализ устройств размыва донных отложений и оценка технологий очистки резервуаров от донных отложений. При анализе были выявлены сильные и слабые стороны устройств и предложено новое устройство, в виде струйного гидравлического смесителя (СГС) в комплексе с конически гладким днищем, для лучшего срыва и частичного сползания тяжелых отложений, над центром которого предложено установить раздаточный патрубок для эффективного удаления нефтешлама, а также для его остаточного размыва в углублении. В комплексе, такое устройство РВС будет намного лучше решать проблему донных отложений.

В результате выполнения работы были достигнуты поставленные цели и решены сформулированные задачи, показана практическая значимость работы, получены теоретические навыки в исследовании технического состояния РВС и ремонта.

					<i>Заключение</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Козлов К.С</i>			<i>Заключение</i>		
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						96	
<i>Руководи- тель ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>			<b>ТПУ гр. 3-2БЗД</b>		



## Список использованных источников

[1] Пектемиров Г.А. Справочник инженера нефтебаз / Г.А. Пектемиров. - М.: Государственное научно-т. Положение о системе диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов.

[2] РД 153-39.4-078-01. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз.

[3] Трубопроводный транспорт нефти: учебник для вузов: в 2 т. / С.М. Вайншток [и др.]; под общ. ред. С.М. Вайнштока. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. - Т. 2. - 621 с.

[4] СНиП 23-01-99. Строительная климатология: Взамен СНиП 2.01.01-82: Срок введ. в действие установлен с 01.01.2000. – М., 2000. – 68 с.

[5] РД 153-39.4-078-01. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз: Взамен РД 39-0147103-385-87: Срок введ. в действие установлен с 10.04.2001. – М., 2001. – 174 с.

[6] СНиП 3.02.01-87. Земляные сооружения, основания и фундаменты: Взамен СНиП 3.02.01-83\*: Срок введ. в действие установлен с 01.07.1988. – М., 1988. – 82 с.

[7] Афанасьев В.А. Сооружение газохранилищ и нефтебаз: Учеб. Для вузов / В.А. Афанасьев, В.Л. Березин. – М.: Недра, 1986. – 334 с.

[8] Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов (ПБ 03-381-00). Серия 03. выпуск 3 / Колл. авт. – М.: ГУП «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2002. – 208 с.

[9] СНиП II-23-81\*. Стальные конструкции: Взамен СНиП II-В.3-72: Срок введ. в действие установлен с 01.01.1990. – М., 1990. – 96 с.

					Список использованных источников			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Козлов К.С			Список использованных источников	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					97	
Руководитель ООП		Брусник О.В.				<b>ТПУ гр. 3-2БЗД</b>		

[10] СО 02-04-АКТНП-007-2006 Стандарт организации «Правила технической эксплуатации, диагностирования и ремонта стальных вертикальных резервуаров». – Введ. 2014-08-30. – М.: ГУП «ИПТЭР», 1986;

[11] РД-23.020.00-КТН-053-17 «Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз». – Введ. 2017-04-14. – М.: ООО «НИИ Транснефть», 2017;

[12] ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб». – Введ. 2014-03-01. – М.: ФГУП "ВНИИР", 2012;

[13] ГОСТ 31873-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы ручного отбора проб». – Введ. 2014-03-01. – М.: ФГУП "ВНИИР", 2012;

[14] ПБ 03-605-03 «Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов». – Введ. от 09.06.03 № 76;

[15] СНиП 3.03.01-87 «Несущие и ограждающие конструкции». – Введ. 1988-07-01. – М.: ЦНИИОМТП Госстрой СССР, от 4 декабря 1987 г.;

[16] Бунчук В. А. «Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа – М.: «Недра», 1977, 366 с.;

[17] Справочник работника газовой промышленности: справочное издание, М.М. Волков – М.: Недрa, 1989. – 286 с.;

[18] ГОСТ 5272-68\* «Коррозия металлов. Термины». – Введ. 1969-01-01;

[19] СТО-СА-03-002-2009 «Правила проектирования, изготовления и монтажа вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов». – Введ. 2009-05-19;

[20] РД-25.160.10-КТН-001-12. – «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Сварка при строительстве и ремонте стальных вертикальных резервуаров. Часть 1. Технологии сварочно-монтажных работ. Часть 2. Методы контроля качества сварных соединений». – Введ. 2011-12-30;

[21] РД-23.020.00-КТН-184-10 – «Правила антикоррозионной защиты резервуаров для хранения нефти и светлых нефтепродуктов». – Введ. 2009-09-24;

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

[22] ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1).

[23] ГОСТ Р 12.3.047-2012. Национальный стандарт РФ "Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля" (утв. Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2012 г. N 1971-ст).

[24] ГОСТ Р 12.3.047-98 ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.

[25] ГН 2.2.5.686-98. Гигиенические нормативы «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99