

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Разработка комплекса мероприятий по проведению очистки донных отложений в резервуаре типа РВС-20000 кубических метров в Томской области»

УДК 622.692.23-025.71-034.14-776

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Мовсесян Альберт Юрьевич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров По
направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

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

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

Отделение Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы	
Студенту:	
Группа	ФИО
2Б8А	Мовсесян Альберту Юрьевичу
Тема работы:	
«Применение современных методов очистки РВС от донных отложений»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2022 г. №39-43с
Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2022 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

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

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 современных 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:

- 1) Максимальные кольцевые напряжения стенки
- 2) Карта сегментирования рынка услуг по разработке средств очистки РВС
- 3) Технические характеристики насосов ЦНСН 13-70, ЦНСН 38-66, ЦНСН 60-99
- 4) Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)
- 5) Перечень этапов работ и распределение исполнителей
- 6) Перечень этапов, работ и распределение исполнителей
- 7) Временные показатели проведения исследования
- 8) Календарный план-график (Ганта) проведения работ по проведению исследования
- 9) Материальные затраты
- 10) Затраты на приобретение спецоборудования
- 11) Расчет основной заработной платы
- 12) Расчет дополнительной заработной платы
- 13) Отчисления во внебюджетные фонды
- 14) Бюджет затрат на исследование
- 15) Сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта
- 16) Сравнительная эффективность разработки
- 17) Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы
- 18) Воздействие работ на окружающую среду

Рисунки:

- 1) Классификация резервуаров по назначению
- 2) Резервуар с металлическим понтоном
- 3) Резервуар с плавающей крышей
- 4) Схема размещения оборудования резервуара
- 5) Фракционный состав отложений
- 6) Технологическая схема мойки струей нефти
- 7) Технологическая схема очистки резервуаров объемом 20000м³ и более с помощью моечных машинок ММС100 и ММПУ
- 8) Механический метод зачистки резервуара
- 9) Установка «Тайфун»
- 10) Установка «Диоген»
- 11) Мобильный комплекс МКО – 1000
- 12) Подача мобильного комплекса к резервуару
- 13) Габариты комплекса
- 14) Подача раствора
- 15) Подключение к резервуару
- 16) Откачивание эмульсии в гидроциклон

					Задание на выполнение ВКР	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

	17) Отделение механических примесей 18) Емкость для отмытого нефтепродукта 19) Система ВЛАВО 20) Установка МегаМАКС 21) Мини трактор для сбора особо тяжелых шламов
--	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Креницина З.В., доцент ОСГН ШБИП
«Социальная ответственность»	Гуляев М.В., старший преподаватель ООД

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2022 г.
-------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Брусник Олег Владимирович	к. п. н., доцент		10.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Мовсесян Альберт Юрьевич		10.02.2022

					<i>Задание на выполнение ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		6

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8А	Мовсеян Альберт Юрьевич

Школа	ИШИПР	Отделение школы	ИШПР
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 "Нефтегазовое дело"

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Бюджет проекта – не более 895 073,96 руб., в т.ч. затраты по оплате труда – не более 259293 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Значение показателя интегральной ресурсоэффективности – не менее 3,62 баллов из 4,27
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30.2 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Описание потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Планирование работ, разработка диаграммы Ганта, формирование бюджета затрат.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка сравнительной эффективности исследования.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- Карта сегментирования рынка
- Матрица SWOT
- График реализации проекта
- График проведения и необходимый бюджет проекта
- Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности проекта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Криницына Зоя Васильевна	канд.техн.наук, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Мовсеян Альберт Юрьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8А	Мовсеян Альберт Юрьевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

Разработка комплекса мероприятий по проведению очистки донных отложений в резервуаре типа РВС-20000 м³	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение - Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения; - Описание рабочей зоны (рабочего места) при эксплуатации.	<i>Объект исследования: Резервуар стальной вертикальный, объемом 20000 м³;</i> <i>Область применения: Резервуарный парк на территории НПЗ;</i> <i>Рабочая зона: Полевые условия;</i> <i>Размеры климатической зоны: внутренняя полость резервуара типа РВС-20000 м³;</i> <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: Магистральные насосные агрегаты (МНА) 4 штуки;</i> <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: контроль технологического режима и технического состояния оборудования дистанционно и во время плановых обходов, переключение оборудования, проведение плановых ремонтов и обслуживания оборудования.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации: — специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; — организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Федеральный закон "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013 N 426-ФЗ; ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением; ГОСТ 17032-2010 Резервуары стальные горизонтальные для нефтепродуктов. Технические условия. РД 112-045-2002 Нормы технологических потерь нефтепродуктов при зачистке резервуаров на предприятиях нефтепродуктообеспечения.

<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>К вредным факторам на объекте относятся:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Повышенный уровень общей вибрации; - Повышенный уровень локальной вибрации; - Повышенный уровень шума; - Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; - Длительное сосредоточенное наблюдение; - Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего. <p>К опасным факторам относятся:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий; - Ударные волны воздушной среды; - Струи жидкости, воздействующие на организм работающего при соприкосновении с ним; - Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего; - Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты. <p>Требуемые средства индивидуальной и коллективной защиты от выявленных факторов: спецодежда, виброизолирующая обувь, каска защитная, очки защитные, перчатки, наушники, беруши, фильтрующие противогазы, защитные ограждения, информационные таблички.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</p>	<p>Воздействие на селитебную зону:___ загрязнение прилегающих территорий при авариях на нефтепроводах</p> <p>Воздействие на гидросферу: образование нефтяной пленки на поверхности водоемов вызывает дефицит кислорода и изменяет состав воды</p> <p>Воздействие на литосферу:_ массовая гибель почвенной мезофауны, изменение фотосинтезирующих функций высших растений</p> <p>Воздействие на атмосферу: выделение большого количества углекислого газа при выжигании нефти и попутного нефтяного газа, образование парникового эффекта</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:</p>	<p>Возможные ЧС: Природные катастрофы (наводнения, цунами, ураганы и т.д.) Геологические воздействия (землетрясения, оползни, обвалы, провалы территории) Техногенные аварии (розливы нефти и нефтепродуктов, пожар, отключение</p>

	электроэнергии, взрыв паровоздушной смеси) Наиболее типичная ЧС: - взрыв в помещении насосной.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику:	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Мовсесян Альберт Юрьевич		

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

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
18.02.2022	<i>Введение</i>	5
30.02.2022	<i>Обзор литературы</i>	10
11.03.2022	<i>Объект и методы исследования</i>	15
28.03.2022	<i>Расчеты и аналитика</i>	20
29.04.2022	<i>Технология работ</i>	15
27.05.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективности ресурсосбережение</i>	10
03.06.2022	<i>Социальная ответственность</i>	10
05.06.2022	<i>Заключение</i>	5
13.06.2022	<i>Презентация</i>	10
	Итого:	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Брусник О.В.	к. п. н., доцент		10.02.2022

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н.		10.02.2022

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 100 с., 21 рисунок, 18 таблиц, 39 источников.

Ключевые слова: резервуар, донные отложения, нефть, технология размыва, эксплуатация, пропарка, дегазация, пожаробезопасность, финансовый менеджмент, ресурсоэффективность.

Объектом исследования являются: стальные вертикальные цилиндрические резервуары 20000 кубических метров.

Цель работы – Анализ технологических процессов очистки нефтяных резервуаров с применением разнообразных мобильных комплексов и определение наиболее эффективного и экономичного, а также определение возможных способов повышения его эффективности.

В работе рассмотрены состав и свойства нефти, хранение нефти в резервуарах, устройство и виды резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов, способы очистки нефтяных резервуаров.

Также выполнен расчет стенки резервуара на прочность, который включает в себя проверочный расчет прочности и устойчивости стенки резервуара, расчет на остаточную прочность стенки, а также проведена оценка ресурса стенки резервуара.

В разделе финансового менеджмента проведен сравнительный анализ затрат на проведение очистки резервуара с применением зарубежного комплекса МегаМАКС и российского комплекса МКО-1000, который показал, что применение зарубежного комплекса не только позволяет более качественно проводить очистку резервуара и сепарацию извлекаемого из него нефтепродукта, но и сократить затраты на очистку.

					Реферат	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

Термины и определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

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

газоуравнительная система: Система газопроводов, соединяющих между собой газовые пространства резервуаров, в которых хранятся нефтепродукты одного сорта.

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

нефтехранилище: Промышленный объект для хранения нефти или нефтепродуктов.

нефтешламы: Сложные физико-химические смеси, которые состоят из нефтепродуктов, механических примесей и воды.

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.

сепаратор: Аппарат, производящий разделение продукта на фракции с разными характеристиками.

технология: Комплекс организационных мер, направленных на изготовление, обслуживание, и/или эксплуатацию изделия с номинальным качеством и оптимальными затратами, и обусловленных текущим уровнем развития науки, техники и общества в целом.

					Термины и определения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

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;

ПРП – приемо-раздаточный патрубков;

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;

					Обозначения и сокращения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	16
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАССМАТРИВАЕМОМ СООРУЖЕНИИ.....	18
2. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ. МЕХАНИЗМ ОБРАЗОВАНИЯ ТВЕРДЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РЕЗЕРВУАРАХ	28
2.1 Состав и свойства нефти	28
2.2 Твердые отложения	29
3. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ СПОСОБОВ БОРЬБЫ С ОТЛОЖЕНИЯМИ ВНЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ	32
3.1. Удаление отложений из резервуаров.....	32
3.1.1. Зачистка резервуаров ручным способом.....	32
3.1.2 Очистка резервуаров гидромеханическим методом.....	34
3.1.3 Очистка резервуаров гидрохимическим методом	39
3.1.4 Очистка резервуаров с помощью микроорганизмов	40
3.1.5 Разжижение и перемешивание осадков с помощью теплоносителя.....	43
3.2. Способы предотвращения образования и накопления отложений в резервуарах	44
4. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОЧИСТКИ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РЕЗЕРВУАРАХ.....	48
4.1 Мобильный комплекс МКО – 1000	48
4.2 Система ВЛAVO от ORECO – очистка трудно очищаемых резервуаров...	52
4.3 Комплекс «МегаМАКС» по очистке хранилищ нефти и нефтепродуктов от донных осадков.....	53
4.4 Комплекс Техноспас.....	55
4.5 Комплекс КОР-1М.....	56
5. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ.....	58
6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	67
7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	85
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	97
Список использованной литературы.....	98

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						15

ВВЕДЕНИЕ

Основной задачей при хранении нефтепродуктов является обеспечение надежной эксплуатации резервуара в течение всего срока службы. Поэтому необходимым условием служит контроль технического состояния и зачистка резервуаров для хранения и транспортировки нефтепродуктов. Своевременная зачистка резервуаров от остатков нефтепродуктов, высоковязких смолистых осадков, воды и механических примесей, гарантирует бесперебойную работу нефтебаз, автозаправочных станций, тепловых электростанций и хранилищ ГСМ (горюче-смазочные материалы).

Стоит еще отметить, что качество нефтепродуктов, хранимых в резервуаре, прямо зависит от технического состояния резервуара и от того, как тщательно проведена зачистка его перед поступлением в него нового продукта.

Зачистка резервуаров от остатков нефтепродуктов проводится в соответствии с нормативными документами РД 153-39. 4-078-01, РД 16.00 регламентирующими ход выполнения работы по очистке резервуаров с соблюдением требований охраны труда, а также экологической и пожарной безопасности.

Проведение очистки нужно не только ради последующей эксплуатации резервуара, но и для сохранения его целостности. Внутренняя коррозия резервуаров зачастую происходит в следствии активности микроорганизмов. Скопление влаги приводит к росту популяции бактерий и появлению коррозионных процессов. Наличие отложений усугубляет развитие источников коррозии и приводит к ускоренной потере металла – это является основной проблемой при хранении нефти в резервуаре [1].

					Введение			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Мовсеян А.Ю		06.06.2022	Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.		06.06.2022			16	100
Руководи- тель ООП		Брусник О.В.		06.06.2022		ТПУ гр. 2Б8А		

В настоящее время существует большое количество всевозможных технологий и оборудования, благодаря которому обеспечивается очистка резервуаров различной вместимости.

Актуальность данной работы аргументирована потребностью улучшения методов очистки с целью уменьшения затрат, трудоемкости и повышения качества очистки как самого резервуара, так и извлекаемых из него остатков углеводородов.

Итак, целью предоставленной выпускной квалификационной работы является рассмотрение современных технологий очистки нефтяных резервуаров и определение наиболее эффективного.

Для реализации данной цели, в работе решаются следующие задачи:

- изучение процесса хранения нефти в резервуарах;
- определение возможных методов повышения эффективности очистки резервуаров;
- определение более эффективного метода очистки;
- систематизация современных технологий очистки резервуаров.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		17

1 Общие сведения

1.1 Технологические особенности резервуаров

Резервуары предназначены для хранения и/или накопления нефти и продуктов ее переработки в разнообразных климатических условиях.

Стальной нефтяной резервуар применяется в различных инфраструктурах, например, химической, нефтяной, транспортной отрасли и другие. Резервуар играет значительную роль нефтегазовой отрасли. Нефтехранилища в нашей стране представляют собой в основном наземные резервуары для хранения, сделанные из металла [5].

Существует классификация резервуаров по назначению, форме, материалам, типам размещения, объему и прочим характеристикам. По назначению нефтяные резервуары подразделяются на технологические (для расщепления водонефтяной эмульсии и сброса пластовой воды) и товарные (для хранения обезвоженной и обессоленной нефти).

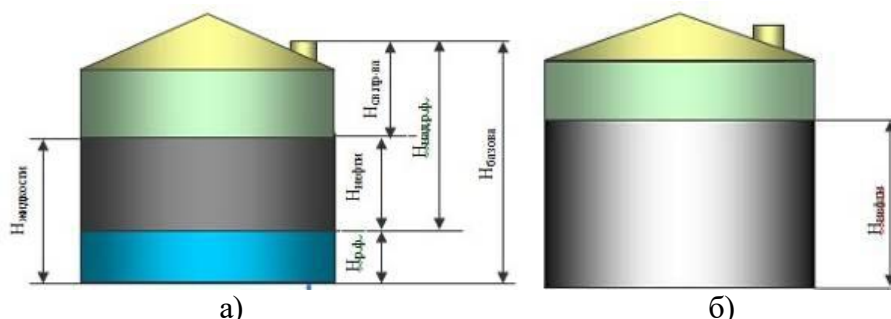


Рисунок 1 – Классификация резервуаров по назначению: а) технологические; б) товарные

По форме они бывают цилиндрические, сферические и каплевидный.

					Физико-химические свойства нефти. Механизм образования твердых отложений в резервуарах			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Мовсесян А.Ю		06.06.2022	Основная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.		06.06.2022			18	100
Руководитель ООП		Брусник О.В.		06.06.2022	ТПУ гр. 2Б8А			

Помимо этого, утечки нефти и нефтепродуктов при аварии резервуара могут стать минимальными благодаря перекачки продуктов в иные резервуары, в то время как при аварии наземных резервуаров жидкость растекается по местности и сбор ее бывает затруднен [3].

По материалу производства нефтяные резервуары подразделяют на металлические и железобетонные. Как правило, наземные резервуары сооружают металлические, так как сталь гарантирует коррозионную стойкость, непроницаемость, устойчивость перед химическими влияниями 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. Подобные резервуары не оснащаются днищами, так как нефть и вода совершенно несмешиваемые жидкости, и потому нефть может спокойно и надежно лежать на водной «подушке» в куполе резервуара [2]. На объектах магистральных трубопроводов используются вертикальные цилиндрические стальные (РВС) и железобетонные резервуары (ЖБР) следующих типов:

объемом от 100 до 50000 м³:

- резервуар вертикальный стальной цилиндрический со стационарной крышей (РВС);
- резервуар вертикальный стальной с понтоном (РВСП);
- резервуар вертикальный стальной цилиндрический с плавающей крышей (РВСПК);
- резервуар вертикальный стальной цилиндрический с алюминиевой купольной стационарной крышей и понтоном из алюминиевых сплавов (РВСПА).

объемом от 500 до 30000 м³

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

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

Резервуары с плавающим понтоном.

Понтон – оборудование, предназначенное для резервуаров со щитовым покрытием с целью сокращения потерь, хранящихся в них легкоиспаряющейся нефти/нефтепродуктов. Понтон, плавающий на поверхности жидкости, уменьшает участок испарения вследствие резко снижается ущерб от испарения (в 4 – 4,5 раз). Понтон представляет собой диск с поплавками, обеспечивающими его плавучесть. Промеж понтоном и стенкой резервуара предусмотрен проем шириной 100 – 300 мм во избежание заклинивания понтона вследствие неровностей стенки. Проем перекрывается, уплотняющими герметизирующими затворами. Известны несколько конструкций затворов, хотя максимальное применение приобрел затвор из прорезиненной ткани, профили которой обладают формой петли с внутренним заполнением затвора (петли) гибким материалом. Без затвора работа понтона недостаточно эффективна [4].

Плавающие понтоны по применяемым материалам различают двух типов: металлические и из синтетических пенопластовых или пленочных материалов. На рисунке 1 представлена схема металлического понтона в виде диска 3 с открытыми коробами 1 и 4. К периферийному кольцу жесткости, который одновременно служит и бортом понтона, прикрепляется герметизирующий затвор 5. Понтон оборудован опорами 2, на которые он опирается в нижнем положении. В связи с тем, что понтоны сооружают в резервуарах со стационарным покрытием, которое предотвращает попадание атмосферных осадков на поверхность понтонов, это позволяет использовать облегченные конструкции из синтетических, пленочных материалов.

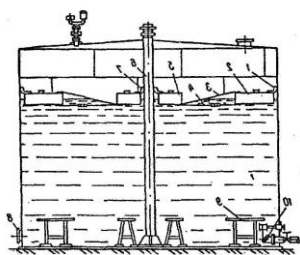


Рисунок 2 – Резервуар с металлическим ПОНТОНОМ

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

Резервуары с плавающей крышей.

Подобные резервуары не имеют стационарного покрытия, а роль крыши у них выполняет диск из стальных листов, плавающий на поверхности жидкости (рисунок 3). Для создания плавучести по контуру диска размещается кольцевой понтон, разделенный радиальными переборками на герметичные отсеки (коробки). Проем между крышей и стенкой для большей герметичности осуществляют из прорезиненных лент (мембран), прижимаемых к стенке рычажными устройствами [5].

Для осмотра и очистки плавающей крыши предусмотрена особая лестница, которая одним концом опирается на верхнюю площадку резервуара, а вторым – передвигается горизонтально (при вертикальном передвижении крыши) по рельсам, уложенным на плавающей крыше. Максимальное нижнее ее положение на высоте 1,8 м от дна резервуара фиксируется кронштейнами и стойками. Дождевая вода, попадающая на крышу, стекает к центру последней и через отдельный приямок и отводящую шарнирную трубу выводится через слой хранимого продукта в канализационную сеть парка. Плавающая крыша оборудована воздушным клапаном, специализированным для выпуска воздуха во время закачки нефти в резервуар при нижнем положении крыши до ее всплытия и для попадания воздуха под плавающую крышу в нижнем ее положении во время опорожнения резервуара [1].

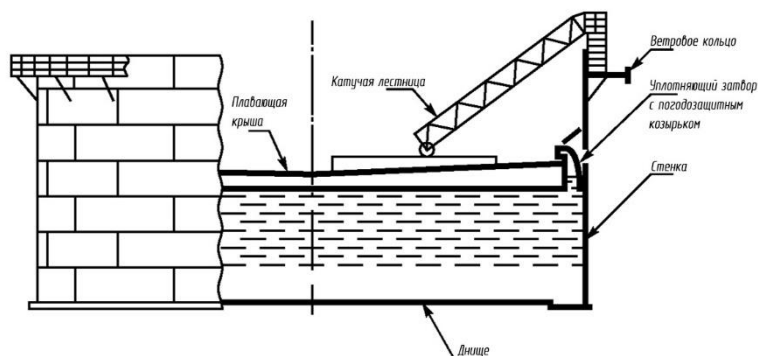


Рисунок 3 – Резервуар с плавающей крышей

					Общие сведения о рассматриваемом сооружении	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

На рисунке 3 представлено оснащение резервуара объемом до 50 000 м³ с плавающей крышей, предназначенного для хранения нефти и снабженного устройством для избежания выпадения осадков и получения однородных смесей. С этой целью в резервуаре установлены размывающие головки на системе трубопроводов, создающих веерную струю нефти, смывающую с днища резервуара осадок, который смешивается с остальным объемом нефти в резервуаре. В резервуаре вдобавок расположены электроприводные винтовые мешалки, предназначенные для предотвращения выпадения осадков в «мертвых зонах» (площадях, находящихся за радиусом воздействия размывающих головок) и получения однородной смеси нефти [6].

Резервуары с плавающей крышей рекомендуются предпочтительно для строительства в районах с малой снеговой нагрузкой, так как скопление снега на крышах усложняет их эксплуатацию, связанную с необходимостью удаления снега (при покрове больше 100 мм). Резервуары с плавающей крышей сооружают объемом 100 — 50 000 м³. Известны конструкции отдельных резервуаров, объем коих достигает 160 000 м³ при диаметре резервуара 114 м и высоте 17,1 м. Плавающая крыша уменьшает область испарения по сравнению с площадью испарения обыкновенного резервуара, благодаря чему отчетливо снижаются потери нефтепродукта.

Железобетонный резервуар.

Ёмкость для хранения нефти и нефтепродуктов, днище, корпус и покрытие которой производятся из железобетона. Форма резервуаров прямоугольная либо цилиндрическая.

Различают железобетонные резервуары монолитные (днище, корпус и покрытие обладают общим каркасом из стальной арматуры) и сборно-монолитные (днище в виде монолитного блока, а корпус и покрытие из сборных плит). По способу сооружения железобетонные резервуары разделяют на наземные и заглублённые. Последние менее пожароопасные, что позволяет сократить расстояние промеж резервуаров и прочими сооружениями, существенно уменьшает габариты резервуарного парка.

					Общие сведения о рассматриваемом сооружении	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Применение железобетонного резервуара по сравнению с металлическими резервуарами позволяет снизить в 2-3 раза потребление металла, нужного для их изготовления, увеличивает срок службы резервуара. При установке железобетонного резервуара на площадке для предотвращения образования трещин в бетоне осуществляют предварительное напряжение корпуса резервуара (для хранения нефти и вязких нефтепродуктов), а кроме того, дна и покрытия (для хранения маловязких нефтепродуктов). При хранении маловязких нефтепродуктов проводят герметизацию внутренней поверхности железобетонного резервуара (в связи с фильтрацией их через бетон). Покрытия железобетонного резервуара разделяются на пространственные (панели двойкой кривизны) и плоские (из плит прямоугольной или трапецеидальной формы). Для повышения газонепроницаемости покрытия первоначально подвергают напряжению, а на поверхность насыпают слой грунта (200-250 мм) либо наливают воду (150 мм, покрытие с водяным экраном). Для хранения нефти и нефтепродуктов используются цилиндрические железобетонные резервуары, емкостью от 1000 до 40 000 м³, мазута – прямоугольные, до 2000 м³ [1].

Железобетонные резервуары оборудуются световыми и замерными люками-лазами, предохранительными клапанами, приёмо-раздаточными патрубками, устройствами замера уровня и отбора проб. В специальной камере на уровне дна резервуара ставится ручной насос для откачки воды и остатков нефтепродуктов (при его зачистке). Железобетонные резервуары для хранения мазута снабжаются вентиляционным патрубком, а для подогрева – змеевиковыми или секционными паровыми подогревателями. Недостатки железобетонного резервуара – трудоёмкость монтажа, необходимость выполнения (в случае заглублённого резервуара) больших объёмов земельных работ, внушительные транспортные расходы по доставке частей вмятины резервуара опасным и строительным имеет материалов [6].

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

Сферические резервуары используются при хранении сжиженных газов и жидкостей. Для хранения газов под высоким давлением они сооружаются многослойными. В России сооружаются сферические резервуары емкостью от 300 до 4000 м³, рассчитанные на давление 0,25 ÷ 1,8 Мн/см² с внутренним диаметром от 9 до 20 м и толщиной стенки до 38 мм. Преимущественное распространение в нашем государстве получили сферические резервуары емкостью 600 м³.

Полуподземные резервуары сооружают обычно из железобетона емкостью от 500 до 30000 м³. Конструктивно они выполняются цилиндрическими (монолитные или со сборными стенкой и кровлей) и прямоугольными со сборными стенками и покрытием, а также траншейного типа [4].

Для межсезонного хранения нефтепродуктов (бензин, дизельное топливо, керосин) большое значение приобретают подземные емкости, сооружаемые в отложениях каменной соли на глубине от 100 м и ниже.

Подобные хранилища создаются путем размыва (выщелачивания) соли водой через скважины, которые применяются далее при эксплуатации хранилища. Наибольший объем подземной емкости в России - 150 тыс. Освобождение хранилища от нефтепродуктов осуществляется закачкой насыщенного раствора соли.

Для сокращения потерь от испарения резервуары оборудуют дыхательной арматурой (рабочими и предохранительными клапанами), системой газовой обвязки, понтонами либо применяют особые конструкции с понтоном, либо плавающей крышей.

Для технического применения и выполнения технологических операций резервуар снабжается специальным оборудованием. Для обеспечения безопасной эксплуатации резервуар должен быть оборудован системами безопасности [5].

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

На резервуаре должны монтироваться следующее оборудование и системы:

- приемо-раздаточный патрубок;
- кран сифонный;
- люк-лаз;
- люк монтажный;
- люк световой;
- люк замерный;
- дыхательный клапан;
- предохранительный клапан;
- сигнализатор максимального допустимого уровня;
- датчик измерения температуры;
- уровнемер;
- пожарные извещатели;
- приемо-раздаточные устройства с внутренней стороны резервуара;
- устройства для размыва донных отложений;
- система охлаждения;
- система пожаротушения;
- система защиты от коррозии;
- система молниезащиты, защиты от статического электричества и заземления.

					Общие сведения о рассматриваемом сооружении	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

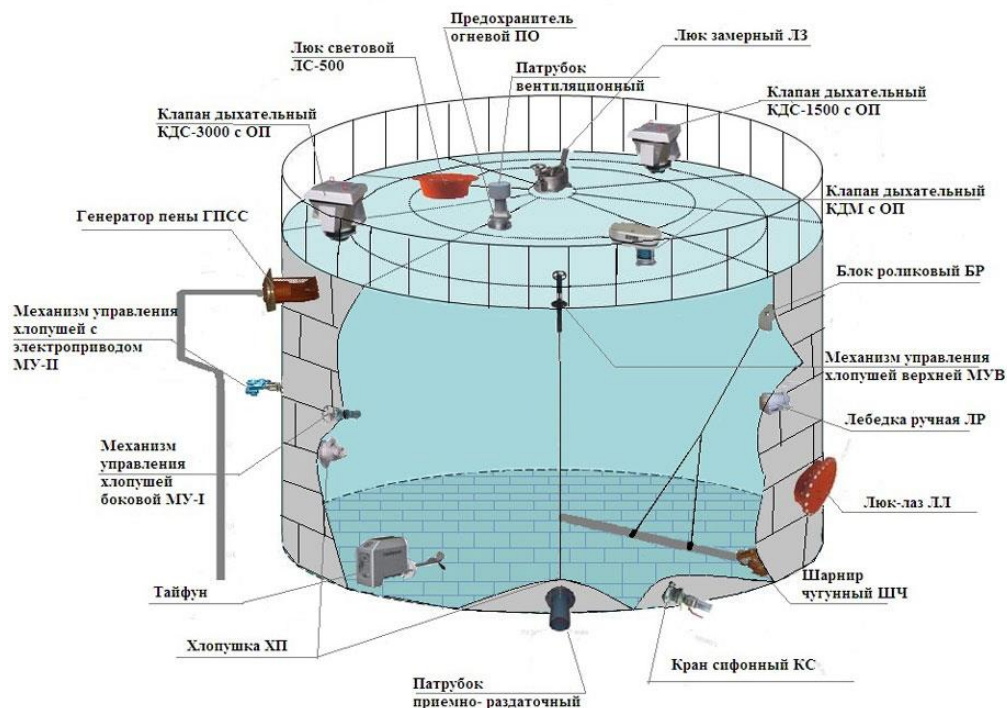


Рисунок 4 – Схема размещения оборудования резервуара
 Дно резервуара имеет центральную часть и утолщенную кольцевую

окрайку. Для листов окрайки должна использоваться та же марка стали, что и для нижнего пояса стенки, либо подходящего класса прочности при условии обеспечения их свариваемости.

Центральную участок дна осуществляют в виде рулонированных полотнищ. Полотнища, сваренные встык, сваривают внахлест. Полотнища центральной части дна сваривают с окрайкой внахлест (шириной не меньше 60 мм) непрерывным угловым швом сверху.

В ППР при разработке технологии сборки элементов днища, имеющего кольцо окраек, должно быть учтено следующее:

- стыки промеж окрайек собираются с зазором клиновидной формы;
- сборку дна начинают с раскладки окраек в проектном положении и сварки стыков между ними на длине 200-250 мм в зоне местоположения стенки;
- смещение кромок в стыках окраек не должно превосходить 10% толщины листа при плотности прилегания к подкладным полосам с зазором не больше 0,5 мм. Вмятины на окрайках, на участке расположения стенки, не допускаются;

- величина усадки кольца окраек после сварки.

Стенка резервуара обязана обладать основным кольцевым ребром жесткости, которое устанавливается в верхней части стенки, и одновременно служит опорной конструкцией для крыши.

Стационарные крыши должны опираться по периметру на стенку резервуара с применением кольцевого элемента жесткости.

Толщина листового настила и частей поперечного сечения профилей каркаса крыши должна быть не менее 5 мм без учета припуска на коррозию [1].

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

2. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ. МЕХАНИЗМ ОБРАЗОВАНИЯ ТВЕРДЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РЕЗЕРВУАРАХ

2.1 Состав и свойства нефти

Нефть представляет собой химически сложную многокомпонентную смесь углеводородных и неуглеводородных соединений, состоящих, в основном, из метановых, нафтеновых и ароматических углеводородов, содержащих от 5 до 17 атомов углерода. Главными элементами состава нефти являются углерод (83,5 ÷ 87 %) и водород (11,5 ÷ 14 %). Среди других компонентов присутствует сера (1 ÷ 6 %), азот (0,001 ÷ 0,3 %), кислород (0,1 ÷ 1,0%), в высокосмолистой нефти кислород от 2 до 3 %. В очень малых количествах в нефти присутствуют металлы, главным образом ванадий, никель, железо, магний, хром, титан, кобальт, калий, кальций, натрий, фосфор, кремний и др. В нефти могут быть растворены различные количества углеводородных газов и газы неорганического происхождения: сероводород (H₂S), углекислота (CO₂), азот (N₂), гелий (He) и др. [7].

В зависимости от преимущественного содержания в нефти одного или нескольких классов углеводородов она может называться *парафиновой*, *парафино-нафтеновой*, *нафтеновой*, *нафтено-ароматической* и *ароматической*. Физические свойства и качественные характеристики нефти зависят от преобладания в них отдельных углеводородов или их групп. Физические свойства нефти в пластовых условиях значительно отличаются от свойств дегазированной нефти. Это объясняется влиянием высоких давлений, температур и содержанием растворенного газа, количество которого может достигать 400 нм³ на 1 м³ нефти. Растворенный газ влияет на плотность и вязкость нефти, увеличивает сжимаемость, а при снижении давления влияет на ее объем.

					Физико-химические свойства нефти. Механизм образования твердых отложений в резервуарах			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Мовсесян А.Ю		06.06.2022	Основная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.		06.06.2022			28	100
Руководитель ООП		Брусник О.В.		06.06.2022		ТПУ гр. 2Б8А		

Поэтому, при составлении планов и схем разработки месторождения, подсчете запасов нефти, выборе технологии и техники извлечения нефти из пласта, а также оборудования для сбора нефти на промыслах, так необходимо знать физические свойства нефти.

Опасное развитие получает процесс коррозии при переработке сернистой нефти, так как при этом сероводород и соляная кислота действуют на металл совместно. Поэтому для снижения коррозии нефтеперегонной аппаратуры и внутренней поверхности магистральных трубопроводов на промыслах необходимо производить обессоливание нефти [7].

В зависимости от степени подготовки ГОСТ 9965 – 76 устанавливает I, II и III группы нефти, поставляемую на нефтеперерабатывающие предприятия для переработки.

По содержанию серы нефти подразделяются на три класса:

I класс – *малосернистые нефти* с содержанием серы не более 0,6%;

II класс – *сернистые нефти* с содержанием серы от 0,61 до 1,80%;

III класс – *высокосернистые нефти* с содержанием серы более 1,8%.

На промысле первичная характеристика нефти определяется по ее плотности. В зависимости от плотности нефти при 20°C подразделяют на три типа:

I тип – *легкая* с плотностью не более 850 кг/м³;

II тип – *средняя* с плотностью от 851 до 885 кг/м³;

III тип – *тяжелая* с плотностью более 885 кг/м³.

Наиболее ценной является легкая нефть, содержащая больше бензиновых и масляных фракций.

2.2 Твердые отложения

На днищах резервуаров с течением времени при длительной эксплуатации накапливается осадок, сокращающий полезную емкость и затрудняющий эксплуатацию резервуаров. Осадок по площади распределяется неравномерно, наибольшая его толщина создается в участках,

					Физико-химические свойства нефти. Механизм образования твердых отложений в резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

удаленных от приемо-раздаточных патрубков, что не позволяет точно замерять фактическое количество нефти в резервуаре.

Со временем осадок уплотняется и в отдельных зонах трудно поддается размыву. Для надежной эксплуатации резервуаров их необходимо периодически очищать от накопившегося осадка.

Физически, отложения представляют собой плотную не текучую массу, располагающуюся по днищу резервуара крайне неравномерно. Уровень осадка колеблется от 0,3 до 3 метров, а объем – от 300 до 6000м³. Осадок препятствует движению нефти и перемешиванию различных ее слоев в резервуаре, что способствует локализации концентрированных агрессивных растворов солей и развитию коррозионных процессов в районе днища, уторного сварного шва и первого пояса резервуара. Одновременно происходит уменьшение рабочего (полезного) объема резервуара. Все это снижает эксплуатационные характеристики объекта [8].

Нефтеосадок в резервуарах по существу представляет собой песчано-глинистую основу, пропитанную нефтепродуктом и подтоварной водой. В осадке содержание механических примесей может достигать 50-90%, а углеводородов – 10-40%. Фракционный состав нефтеотложений представляет собой смесь асфальтенов (6-25%), парафинов (1-4%), масел (70-80%) и связанной воды (0,3-8%). Фракционный состав графически представлен на рисунке 5.

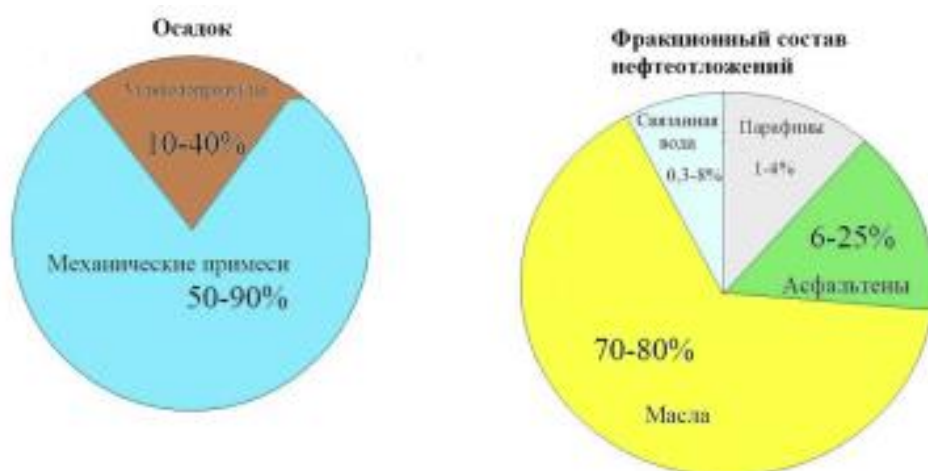


Рисунок 5 – Фракционный состав отложений

Наличие в нефтеосадках солей хлора, серы и воды приводит к реализации локальной коррозии днища резервуара и нижнего пояса стенки его корпуса.

Все это, естественно, предопределяет огромную экологическую опасность и требует соответствующего регламентирования.

С течением времени на днищах резервуаров накапливается осадок, сокращающий полезную емкость и затрудняющий эксплуатацию резервуаров.

Очистка резервуаров от отложений является тяжелым, вредным, дорогостоящим и опасным процессом. Даже самый прогрессивный метод зачистки – химико-механизированный, предусматривает применение ручного труда и нахождение людей в загазованной зоне внутри резервуара.

					<i>Физико-химические свойства нефти. Механизм образования твердых отложений в резервуарах</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		31

3. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ СПОСОБОВ БОРЬБЫ С ОТЛОЖЕНИЯМИ В НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ

В связи с сооружением нефтяных резервуаров, занимающих ведущее место в системе трубопроводного транспорта и хранения нефти, проблема механизации и автоматизации процесса борьбы с накоплением донных отложений приобрела острый характер для повышения эффективности использования мощности резервуаров необходимо сохранение полезного объема. Борьба с отложениями в зависимости от степени механизации работ осуществляется с применением различных технологий. Освобожденный от нефти резервуар тщательно зачищается и дегазируется. Наибольшую сложность представляет собой очистка от парафиновых отложений, осаждающихся на днище резервуара. На участках с повышенным содержанием парафина в нефти слой отложений может достигать 0,5м и более. Парафин обычно разжижается горячей водой и откачивается из резервуара. Существенно снижает объем донных отложений встроенная система их размыва – Диоген. Все проектируемые резервуары строятся с такой системой.

Выделим два основных направления развития способов борьбы с отложениями:

- периодическая очистка с выводом резервуара из эксплуатации;
- предотвращение накопления отложений с помощью различных устройств и систем в процессе эксплуатации резервуара.

3.1. Удаление отложений из резервуаров

3.1.1. Зачистка резервуаров ручным способом

К сожалению, по-прежнему является самым распространенным на территории России и СНГ разжижение шлама, его откачка в емкости и удаление твердых остатков связанных производится вручную.

					Анализ существующих способов борьбы с отложениями в нефтяных резервуарах			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Мовсеян А.Ю		06.06.2022	Основная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.		06.06.2022			32	100
Руководитель ООП		Брусник О.В.		06.06.2022		ТПУ гр. 2Б8А		

Такая очистка резервуаров не предусматривает возврата углеводородов заказчику, т.к. вручную их невозможно отделить от воды и мехпримесей – в этом случае шлам просто перевозится на полигон, что приводит к постоянному росту объема нефтешламов.

Подготовка резервуара к проведению очистки включает операции по откачке нефти, отключению резервуара от технологических линий, удалению остаточной нефти и предварительной дегазации резервуара, по монтажу промежуточной емкости, насосов, трубопроводов и моечного оборудования.

Нефть из резервуара, подлежащего очистке, откачивают в соседние резервуары или магистральный нефтепровод до минимально возможного уровня, ниже которого стационарное технологическое оборудование откачать не в состоянии. Затем отключают резервуар от всех трубопроводов и удаляют остатки нефти через сифонный кран.

Перед началом работ по зачистке внутренней поверхности резервуара производят дегазацию. Рабочие с помощью брандспойта воздействуют направленной струей воды или раствора (температура 70-80°C, давление 1-1,2 МПа) на очищаемую поверхность. Струя при соударении со стенкой или днищем частично растворяет и смывает нефтеотложения, которые откачивают из резервуара. Если в резервуаре после промывки остаются отложения, песок, ржавчина и другие механические примеси, производят доочистку паром.

Очистка осуществляется рабочими, находящимися непосредственно внутри резервуара с помощью деревянных или медных скребков, лопат, щеток [9].

Плюсы технологии: минимальные стартовые затраты. Минусы технологии: большие сроки зачистки резервуаров приводят к большим финансовым потерям из-за простоя; «перевалка» шлама из резервуара в амбар; работа с риском для жизни людей. В целом этот способ зачистки, несоответствующий современному развитию техники, бесперспективен для применения в резервуарах.

					<i>Анализ существующих способов борьбы с отложениями в нефтяных резервуарах</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

3.1.2 Очистка резервуаров гидромеханическим методом

При данном способе очистки емкость после удаления твердых остатков пропаривают, промывают горячей (30 – 50°С) водой из пожарного ствола при давлении (0,2 – 0,3 МПа). Промывочную воду с оставшимся нефтешламом откачивают насосом. В воду могут быть добавлены поверхностно-активные вещества (ПАВ), другие растворимые в воде вещества. Размыв водой – наиболее дешевый и относительно быстрый способ подготовки отложений к изъятию из резервуара. Для такого размыва могут быть применены автономные размывающие головки, которые можно установить в резервуаре. закрепление таких устройств в резервуаре в условиях затемненности, многократного превышения уровня взрывоопасных концентраций паров углеводородов (работа в изолирующих противогазах), на фоне высокого уровня осадка (невозможность свободного перемещения в полости), отсутствия специальных крепежных устройств внутри резервуара (невозможность надежно закрепить устройство, работающее под давлением) практически невозможно. Уровни осадков зачастую делают невозможным вскрытие люков и технологических отверстий. Поэтому на практике автоматизированный (без присутствия людей в полости резервуара) размыв водой не применяется. Наибольшее применение нашел способ размыва отложений с помощью ручных мониторов (типа брандспойт). Работники входят в резервуар и струей воды размывают отложения, откачивая суспензию на разделение, переработку и утилизацию (а во многих случаях – просто на захоронение).

Первые опыты применения механизированной очистки осуществили в 30-х гг. на судах пароходства “Совтанкер”. При механизированном способе очистки загрязнение поверхности отмывают горячей или холодной водой, подаваемой под давлением через специальные моечные машинки – гидромониторы. Механизированный способ очистки значительно сокращает время очистки, уменьшает простой резервуара, уменьшает объем тяжелых

					Анализ существующих способов борьбы с отложениями в нефтяных резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

операций, вредных для здоровья человека, и снижает стоимость процесса очистки резервуара.

К недостаткам механизированного способа очистки резервуаров следует отнести большой расход тепловой энергии на подогрев холодной воды, необходимость откачки загрязненной воды на очистные сооружения, сравнительно большие потери легких фракций из нефтеостатков.

При исследовании влияния гидромеханических параметров струи на эффективность процесса очистки было установлено, что сила ударной струи, взаимодействующей с донными отложениями, имеет оптимальное значение, и не находится в прямой зависимости от диаметра сопла и напора струи моющей жидкости. При достаточно большом давлении в гидромониторе (2,0 – 2,5 МПа) возникает «режущий» эффект струи, что снижает эффективность очистки.

Также, к гидромеханическим методам относится размыв отложений нефтью (нефтепродуктами) – одно из исторически первых решений, примененных при очистке резервуаров. Разработаны различные варианты применения этой технологии. Общая черта – размыв осуществляется в закрытом резервуаре. Первый и второй вариант. В резервуар вводятся размывающие мониторы и закрепляются там.

В первом варианте струи нефти направляются вращающимися мониторами на отложения, разбивают их, растворяют и перемешивают. Смесь нефти и отложений откачивается из резервуара либо на блок механических примесей, «структурной» воды, тяжелых углеводородов (направляемых затем на утилизацию), а очищенная нефть дополнительно разогревается и вновь направляется на размыв отложений. Так как струи нефти, под давлением бьющие в отложения и конструкции резервуара, вызывают увеличение статического электричества и его потенциала, а также вызывают значительные нагрузки на конструктивные элементы (что недопустимо при очистке ветхих резервуаров, в применяется второй вариант, где струи нефти

					<i>Анализ существующих способов борьбы с отложениями в нефтяных резервуарах</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		35

под давлением направляются под уровень отложений, насыщая их, перемешивая и растворяя. Такой способ требует создания очень высокого давления нефти, а также размещения нескольких мониторов, что не всегда возможно. К недостаткам данного решения можно отнести все то, что сказано выше о механизированном размыве водой. Кроме того, данный способ требует очень высокой степени надежности оборудования, трубопроводов, специальных средств контроля статического электричества, непрерывного мониторинга концентрации паров углеводородов в полости резервуара, высокого уровня ответственности и компетентности персонала организации, выполняющей очистку [10].

К недостаткам может также быть отнесена высокая стоимость блоков центрифуг, обеспечивающих отделение тяжелых углеводородов и мехпримесей от промывочной нефти, а также высокое энергопотребление.

Другой вариант нашел отражение в технологии, разработанной фирмой «Alfa Laval». Ее отличие заключается в том, что монитор располагается под верхним центральным люком резервуара. Нефть подается при нормальном давлении и при ее подаче происходит не размыв, а смыв отложений падающими струями. Это обстоятельство снимает некоторые недостатки предыдущих двух вариантов (в том числе и по размещению размывающих систем), но остается проблемы дороговизны сепарации (стоимость комплекта оборудованию – 2 – 3 миллиона долларов) и высокого энергопотребления. В зависимости от конкретных условий (типа, вместимости резервуара, наличия в нем стационарной системы размыва донных отложений, количества и механических свойств твердых нефтеостатков) для очистки резервуара могут применяться различные способы и технологические схемы.

Напорно-откачивающие блоки подключаются к коллекторам подачи нефти и откачки размываемого нефтеостатка, которые в свою очередь подключаются к приемо-раздаточным трубопроводам резервуара.

					Анализ существующих способов борьбы с отложениями в нефтяных резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

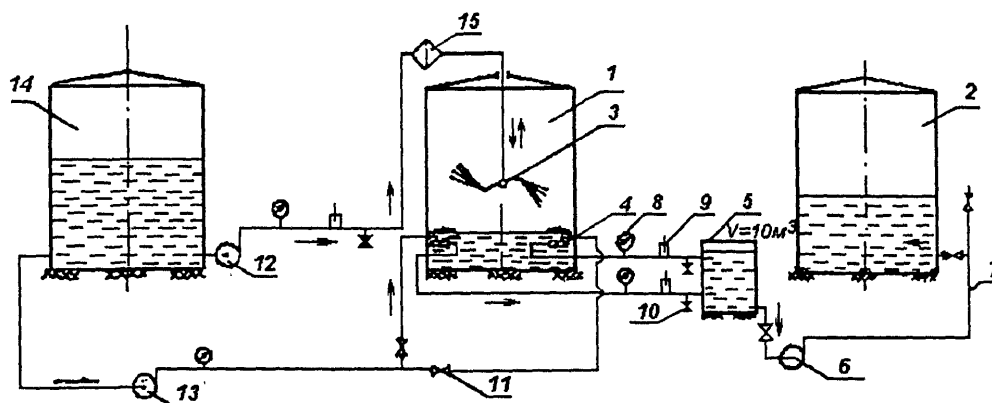


Рисунок 6 – Технологическая схема мойки струей нефти

1 – резервуар очищаемый; 2 – резервуар-отстойник; 3 – машинка моечная; 4 – гидроэлеватор; 5 – емкость накопительная для откачиваемого гидроэлеваторами осадка; 6 – насос откачивающий; 7 – коллектор; 8 – манометр; 9 – термометр; 10 – вентиль для отбора проб; 11 – задвижка; 12 – насос для закачки нефти в машинку моечную; 13 – насос для закачки нефти к гидроэлеваторам; 14 – резервуар, действующий с нефтью;

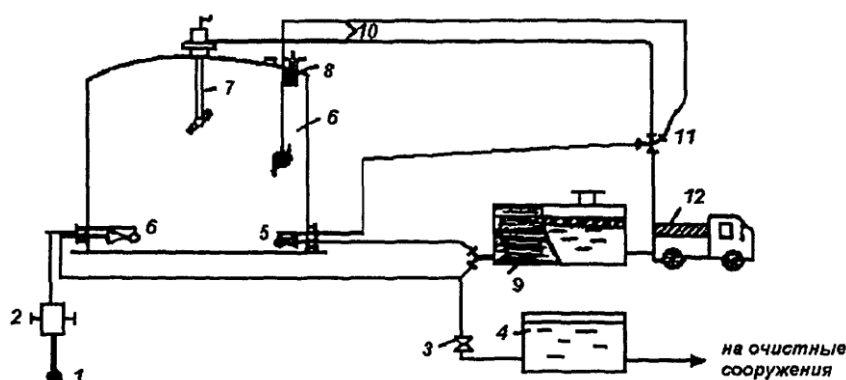


Рисунок 7 – Технологическая схема очистки резервуаров объемом 20000 м^3 и более с помощью моечных машинок ММС100 и ММПУ

1 – пожарный гидрант (водоем); 2 – мотопомпа; 3 – задвижка; 4 – резервуар отстойник; 5 – эжектор; 6 – резервуар; 7 – моечная машинка ММПУ, моечная машинка ММС –100; 8 – датчик контроля статического электричества; 9 – РГС-25; 10 – напорные рукава; 11 – трехходовое разветвление РТ-80; 12 – мотонасос.

Моечное оборудование устанавливают в резервуаре через люки-лазы первого пояса на специальных устройствах, обеспечивающих их устойчивость от действия реактивных струй; его можно также устанавливать на крыше резервуара через световые люки. Размещают моечные машинки в резервуаре так, чтобы расстояние до очищаемых стенок было не более эффективной длины струи.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Моечные машинки размещают в центре резервуара на вращающихся устройствах с длиной плеча (3 – 5 м). Таким образом, достигается равномерная очистка стенок и днища резервуара за счет вращения устройства. Высота установки моечных машинок составляет (1,5 – 2,0) м от днища резервуара.

Перед началом промывки из газового пространства резервуара газоанализатором отбирают пробы. Концентрация паров нефти в резервуаре должна превышать верхний предел воспламенения не менее чем 2 раза.

Если требуемая концентрация паров нефти в резервуаре не достигнута, то в резервуар через гидромониторы при небольшом давлении (0,1 – 0,2 МПа) подают свежую нефть для насыщения газового пространства парами. При необходимости для насыщения газового пространства производится отстой нефти в течение суток [11].

В процессе отмывки необходимо контролировать давление и температуру нефти в напорной подающей линии (температура нефти должна быть на 20°C выше ее верхнего предела воспламенения), температуру удаляемых нефтеостатков, а также состав газовой фазы.

Другой способ очистки резервуаров от загрязнений заключается в промывке очищаемого резервуара адсорбентосодержащей эмульсией с последующим ополаскиванием водой. Причем для снижения себестоимости очистки, в качестве адсорбента используют порошкообразный мел. Работы можно производить при любой плюсовой температуре. Меловая эмульсия содержит минимум компонентов, взрывобезопасна, а способ ее приготовления весьма прост [12].

Одной из последних разработок в области очистки резервуаров является устройство Gamajet HV–8. Устройство Gamajet HV–8 разработано для обеспечения такого же расхода жидкости, что и традиционные большеразмерные очистители резервуаров, но в виде независимой установки меньших размеров. Устройство легче, короче и уже, чем любая другая приводимая в действие жидкостью система с подобными характеристиками

					Анализ существующих способов борьбы с отложениями в нефтяных резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

течения. Ее компактность и легковесность обеспечивают гибкое управление и маневренность. В дополнение к большому расходу жидкости, необходимому для очистки резервуаров больших размеров, установка HV-8 в два раза больше воздействует на осадок, чем другие очистители резервуаров. Это гарантирует его полное удаление с каждого квадратного метра поверхности резервуара или технологической емкости. Выбор размеров сопла и статора позволяет изменить расход жидкости, давление и продолжительность цикла промывки.

3.1.3 Очистка резервуаров гидрохимическим методом

За последние годы в нашей стране широко применяются резервуары больших объемов с плавающими крышами. Диаметр резервуара более 60 м, а высота между днищем и плавающей крышей, находящейся во время очистки на опорных стойках в нижнем положении, лежит в пределах 1200 – 1800 мм.

В пространстве между плавающей крышей и днищем находится большое количество конструкций: опорные стойки, система удаления атмосферных осадков с крыши, предупреждения выпадения осадка из нефти, система подогрева и другое оборудование – все они затрудняют очистку резервуара.

Также, важное значение имеет очистка от пиррофорных отложений, способных к самовозгоранию, которые образуются при хранении высокосеричстых нефтей. Лабораторией наземного хранения нефти и нефтепродуктов ВНИПИнефти разработаны рекомендации по проектированию установок очистки нефтяных резервуаров емкостью 5 и 50 тыс. м³ с плавающей крышей [13].

Для очистки применяют раствор технического препарата МП – 72, разработанный Институтом океанологии им. П.П. Шершова Академии наук СССР. Препарат МП – 72 хорошо растворяется в морской и пресной воде. Раствор готовят в емкости с водой, куда закачивают препарат.

					Анализ существующих способов борьбы с отложениями в нефтяных резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

Далее готовый раствор центробежным насосом через теплообменник подается в очищаемый резервуар. Массовая доля МП – 72 в растворе составляет от 0,1 до 0,2 %, температура раствора 80 °С. Раствор разрушает структуру отложения за счет воздействия температуры, ударной силы, а также эмульгирования размытых углеводов и превращает их в легкоподвижную массу.

При нахождении плавающей крыши на плаву в специально предусмотренные на крыше люки устанавливаются моечные машины, которые подключаются к подающему раствор коллектору. Нефть из резервуара откачивается, пока плавающая крыша не опустится на стойки, далее коллектор гибким шлангом подсоединяется к трубопроводу, подающему раствор от установки.

В разработку этого метода очистки положены требования максимальной механизации процесса очистки, защиты окружающей среды от загрязнений, а также сокращение потерь нефти.

3.1.4 Очистка резервуаров с помощью микроорганизмов

Биотехнологический метод очистки от асфальто-смолистых парафиновых отложений (АСПО) и предотвращения их образования основан на экологической особенности специфических углеводородокисляющих микроорганизмов адсорбироваться на гидрофобной поверхности углеводов, в том числе и на АСПО, которые являются для этих микроорганизмов питательным субстратом. Прямой контакт клеток и твердого субстрата не только благоприятствует его использованию, но и является необходимым условием для многих углеводородокисляющих микроорганизмов.

Взаимодействие клеточной поверхности с твердо фазой обусловлено наличием сложных комплексов белков, липидов, полисахаридов, гликопротеидов на поверхности клеточной стенки микробных клеток. Кроме того, в процессе своей жизнедеятельности клетки образуют спирты, жирные

					Анализ существующих способов борьбы с отложениями в нефтяных резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

кислоты, биополимеры и другие соединения, которые выделяются в окружающую среду.

Предполагается, что твердая поверхность препятствует рассеиванию экзоферментов и продуктов гидролиза органического вещества, которые концентрируются на поверхности вблизи адсорбированных клеток. В результате на гидрофобной поверхности АСПО образуется слой, состоящий из клеток и метаболитов. Таким образом, по механизму воздействия на АСПО микробную суспензию можно отнести к естественному ингибитору парафиноотложения адгезионного и одновременно моющего действия.

Начиная с 2003 года ООО «РСЭ-трейдинг» (Россия) осуществляет производство, поставки и внедрение биопрепаратов Микрозим в России, странах СНГ и зарубежом.

Экологическое действие биопрепарата Микрозим Петро Трит основано на принципах биодеструкции и усвоения живыми углеводородокисляющими микроорганизмами углеводов в качестве источника энергии жизнедеятельности с разложением всех входящих в состав углеводородного загрязнителя сложных углеводородных соединений до воды и углекислого газа. В течение 12-24 часов при наличии благоприятных условий углеводородокисляющие микроорганизмы (УОМ) активизируются, и начинается необратимый процесс разложения углеводов, завершающийся разложением 98% массы всех входящих в состав углеводородных соединений до экологически безвредных нетоксичных продуктов бактериального метаболизма: углекислый газ, воду, биомассу.

Для жизнедеятельности УОМ используют тяжелые и легкие фракции углеводов как источник углерода, биогенные элементы азота, фосфора.

После разложения до 98% нефтепродукта не обеспеченная масса УОМ отмирает. Очистка резервуаров с остатками нефтепродуктов осуществляется путем биологической деструкции старых, густых, утративших текучесть нефтепродуктов при создании условий по общей схеме:

					Анализ существующих способов борьбы с отложениями в нефтяных резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

а) загустевший нефтепродукт обрабатывается водным раствором биопрепарата;

б) через 4 суток нефтепродукт полностью разжижается до жидкой консистенции, пригодной к перекачиванию насосом, а разрушение структуры нефтепродукта облегчает очистку стенок емкости;

в) полная утилизация разжиженного нефтепродукта.

В 2008 году Е. Росенберг из компании «BioPetroClean Inc.» (Израиль) представил систему зачистки нефтяных емкостей с применением микроорганизмов, которые трансформируют опасные вещества в нетоксичные. Бактерии представляют собой биоэмульсификатор и хранятся в специальном биореакторе.

Для выращивания бактерий необходим кислород, вода, углерод, азот и фосфат. В качестве источника углеводорода используется нефть или нефтепродукт. Биореактор может располагаться на судне, в порту либо в любом другом месте рядом с очищаемой емкостью.

Рост бактерий происходит в наполненном водой биореакторе, вода может быть морской или пресной, в зависимости от вида бактерии. Бактерии, представляющие собой биоэмульсификатор, могут быть использованы для зачистки резервуара от отложений.

Опыт использования показал, что количество необходимое для очистки емкости должно составлять около 5% от общего объема емкости, т.е. 500 т содержимого биоэмульсии достаточно для очистки резервуара вместимостью 10000 т.

Через люк в крыше резервуара опускают разбрызгивающее сопло, которое распределяет биоэмульсию по внутренней поверхности. Затем промывочная смесь откачивается из резервуара и может быть использована для повторной зачистки. Рост бактерий происходит в наполненном водой биореакторе, вода может быть морской или пресной в зависимости от вида бактерии. Бактерии, представляющие собой биоэмульсификатор, могут быть

					Анализ существующих способов борьбы с отложениями в нефтяных резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

использованы для зачистки резервуара от отложений.

Через люк в крыше резервуара опускают разбрызгивающее сопло, которое распределяет биоэмульсию по внутренней поверхности. Затем промывочная смесь откачивается из резервуара и может быть использована для повторной зачистки.

Био-эмульсификатор из био-реактора 4 насосом 6 по трубопроводу 8 закачивается в емкость 1 через люк. Насадок 2, вращающийся в разных плоскостях, распределяет струю по всей внутренней поверхности емкости.

Насос

6 откачивает образовавшуюся смесь из емкости обратно в биореактор по трубопроводу 3. Весь цикл повторяется необходимое число раз.

Опыт использования показал, что количество необходимое для очистки емкости должно составлять около 5% от общего объема емкости, т.е. 500 т. содержимого биоэмульсии достаточно для очистки резервуара вместимостью 10000 т.

3.1.5 Разжижение и перемешивание осадков с помощью теплоносителя

В основе этого метода лежит идея осуществлять предварительную сепарацию отложений внутри нефтяного резервуара, избегая затрат на дорогостоящие сепараторы (полнообъемная сепарация осадка). В резервуар через верхние люки под уровень отложений вводятся мониторы – открытые теплообменники пар-жидкость оригинальной конструкции и крепятся на фланцах этих люков. На мониторы подается насыщенный водяной пар, с помощью которого происходит разогрев (разжижение) и перемешивание отложений. Одновременно паровой конденсат, скапливаясь, формирует буферный слой.

					Анализ существующих способов борьбы с отложениями в нефтяных резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

После разогрева и перемешивания отложений, их отстаивают, в результате чего происходит выпадение механических примесей на дно резервуара. С помощью сифонного поворотного крана верхний слой (разогретый парафин) откачивается в технологический трубопровод со скоростью, регламентированной количеством прокачиваемой товарной нефти и расчетами изменения ее качества при добавлении разжиженных парафинов. При необходимости данная фракция может направляться на переработку или обессоливание и обезвоживание с использованием специализированного оборудования ООО «ПКП РЕМОС». После удаления верхнего слоя, из резервуара откачивается вода, фильтруется и после проведения соответствующих анализов – сбрасывается в техническую канализацию. Резервуар дегазируется, в него входят люди и осуществляют сбор выпавшего шлама, состоящего из механических примесей, асфальтов, смол и т.д. Шлам пакуется и обезвреживается в специальной высокотемпературной печи.

3.2. Способы предотвращения образования и накопления отложений в резервуарах

При исследовании влияния гидромеханических параметров струи на эффективность процесса очистки было установлено, что сила ударной струи, взаимодействующей с донными отложениями, имеет оптимальное значение, и не находится в прямой зависимости от диаметра сопла и напора струи моющей жидкости.

При достаточно большом давлении в гидромониторе (2,0 – 2,5МПа) возникает “режущий” эффект струи, что снижает эффективность очистки.

Механизированная очистка (рисунок 8) может осуществляться потоком пара, который подается под давлением в полость полой штанги и далее тангенциально вводится в цилиндрическую камеру, где закручивается и через насадки отводится в зону взаимодействия с нефтепродуктом.

					Анализ существующих способов борьбы с отложениями в нефтяных резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44



Рисунок 8 – Механический метод зачистки резервуара

Отечественные очистительные машины обладают следующими недостатками: привод оборудования на них осуществляется от электромоторов, что делает использование установок на нетиповых нефтебазах колхозов и совхозов не всегда возможным; насосы, применяемые для нагнетания моющего раствора и слива отстоя из резервуара, часто выходят из строя при попадании в них твердых загрязнений; нагрев моющего раствора в установках осуществляется при помощи специального устройства, работающего на дизтопливе, что неэкономично; установки не обеспечивают необходимого качества очистки, хотя раствор моющих средств используется неоднократно. Зарубежные очистительные машины, удаляющие загрязнения из резервуаров водно-песчаной струей с использованием специальных инжекторов, также обладают существенным недостатком - песчаная струя при воздействии на металл резервуара разрушает его.

Устройство для размыва донных отложений Тайфун-20, Тайфун-24 и Тайфун-28 предназначено для размыва донных отложений в резервуарах с легковоспламеняющимися жидкостями, а также для предотвращения образования этих отложений. Для перемешивания высоковязких жидкостей (мазут, нефтяные суспензии и т.п.) с вязкостью до 390 сСт выпускается специальная модификация устройства.

					Анализ существующих способов борьбы с отложениями в нефтяных резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45



Рисунок 9 – Установка «Тайфун»

Размыв и перемешивание донных отложений в резервуаре, и предотвращение образования донных осадков, постоянно перемещающейся струей жидкости, формируемой гребным винтом.

Автоматическое перемещение струи жидкости в горизонтальной плоскости за счет поворота оси пропеллера.

Создание кругового вращения всей массы жидкости в резервуаре при работе устройства в крайних угловых положениях вала пропеллера.

Гребной винт устройства создает узконаправленную затопленную струю нефти, циклически перемещающуюся над днищем резервуара за счет автоматического привода поворота. Струя перемешивает тяжелые парафинистые осадки и механические примеси, которые взвешиваются в общей массе нефти и затем удаляются путем откачивания нефти из резервуара.

Устройство комплектуется: гибким кабелем, взрывозащищенной клеммной коробкой, шкафом с пультом управления, комплектом присоединительных элементов к штатной крышке резервуара с крепежом, защитными трубами кабелей, соединяющих устройство со шкафом управления. Возможно перемешивание жидкостей вязкостью до 42 сСт.

Устройство монтируется на штатной крышке технологического люка резервуара, путем монтажа на него присоединительных элементов, входящих в комплект устройства и поставляемых вместе с ним.

На многих резервуарах эксплуатируются стационарные системы размыва донных отложений, состоящие из системы разветвленных трубопроводов с

					Анализ существующих способов борьбы с отложениями в нефтяных резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

размывающими головками на концах (двенадцать и более головок в зависимости от вместимости резервуаров).

Размыв проводится, как правило, при заполнении резервуара, при этом нефть поступает через кольцевое сопло, распределяясь по днищу резервуара в виде веерной струи, которая поднимает осевший на дне осадок и распределяет его в нефти. При малой оборачиваемости резервуара в системе применяется специальный насос для периодической циркуляции нефти через размывающие головки. Система размыва осадка с размывающими головками рассчитана на давление не более 0,8 МПа, что является ограничивающим фактором эффективности системы. В настоящее время при ремонте или реконструкции резервуаров стальных вертикальных (РВС) предусматривается демонтаж вышеописанной системы размыва донных отложений и замена ее на устройства типа «Диоген» (рисунок 10) [14].



Рисунок 10 – Установка «Диоген»

Принцип работы устройства «Диоген» заключается в образовании процесса перемешивания направленной струей хранимой нефти с изменением угла поворота пропеллера, при котором тяжелые парафинистые осадки и механические примеси взвешиваются в общей массе нефти.

Работа схожих устройств не влияет на крепость конструкции плавающего покрытия, в том числе не скапливается статическое электричество. Наиболее оптимальным является стационарное оснащение каждого резервуара устройствами размыва донных отложений [14].

					Анализ существующих способов борьбы с отложениями в нефтяных резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

4. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОЧИСТКИ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РЕЗЕРВУАРАХ

4.1 Мобильный комплекс МКО – 1000

Мобильные комплексы МКО – 1000 (рисунок 11) предназначены для очистки (отмыва) внутренних поверхностей резервуаров хранения и транспортировки светлых и темных нефтепродуктов объемом до 20000 м³.

Установки производятся компанией «Чистый Мир М» и являются на сегодняшний день наиболее распространенными установками российского производства.



Рисунок 11 – Мобильный комплекс МКО – 1000

Откачка и фильтрация нефтепродуктов из резервуара производится непосредственно на месте проведения работ с использованием комплекса МКО – 1000. Продукт перекачивается в емкости, предоставляемые заказчиком или подлежат утилизации на полигоне.

Отличительной и принципиальной особенностью этого способа очистки (мойки) резервуаров хранения нефтепродуктов является использование водного раствора новых технических моющих средств (ТМС), которые отделяют углеводородные соединения от поверхности и создают с ними неустойчивую эмульсию, не вступая в химическую реакцию.

					<i>Современные технические средства очистки донных отложений в резервуарах</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Мовсеян А.Ю		06.06.2022	<i>Основная часть</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Брусник О.В.		06.06.2022			48	100
<i>Руководитель ООП</i>		Брусник О.В.		06.06.2022		ТПУ гр. 2Б8А		



Рисунок 12 – Подача мобильного комплекса к резервуару

Комплекс энергозависим – требует подключения электроэнергии и при работе в холодное время года или на тяжелых донных осадках – нагрева моющего средства. Поставляется в комплекте с моющими головками, создающими моющую «сферу» диаметром до 24 метров.

Плюсы технологии:

- низкая стоимость комплекса;
- возможность установки контейнеров на шасси контейнеровоза;
- полностью российские комплектующие.

Минусы технологии:

- гидроциклоны и гравитация не в состоянии качественно разделить выбираемые донные остатки и обеспечить качественное отделение нефтепродуктов;

- установка энергозависима;
- перекачивающие насосы не в состоянии полностью «поднять» все остатки шламов со дна резервуара, поэтому очистка резервуаров требует дополнительного ручного труда.

Технология мойки резервуаров

Конструктивно комплексы производятся с габаритами 20F и 40F ж/д контейнеров и состоят из емкости технического моющего средства (ТМС), машинного отделения и емкости под отмытый нефтепродукт.

					Современные технические средства очистки донных отложений в резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49



Рисунок 13 – Габариты комплекса

После откачки топлива до уровня невыбираемого остатка раствор ТМС подается на танкомоечную машинку, размещенную в очищаемом резервуаре.



Рисунок 14 – Подача раствора

Форсунки машины под давлением 0,8 – 1,0 МПа вращаются в двух плоскостях, струя раствора образует внутри резервуара сферу диаметром до 24 м, размывает отложения и отделяет их от поверхности.



Рисунок 15 – Подключение к резервуару

					Современные технические средства очистки донных отложений в резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

Одновременно с процессом отмыва происходит откачивание образовавшейся эмульсии в гидроциклон, расположенный в емкости ТМС. В гидроциклоне происходит первичное отделение отмытых мехпримесей, поступивших из зачищаемого резервуара.

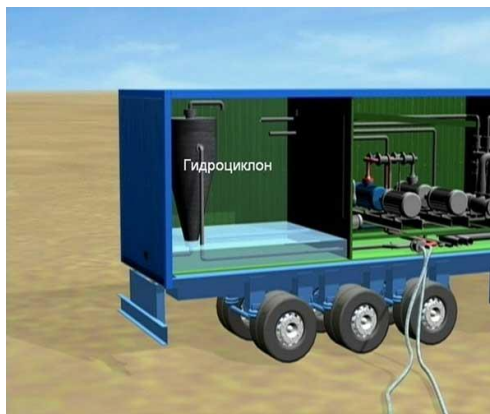


Рисунок 16 – Откачивание эмульсии в гидроциклон

Из гидроциклона мехпримеси поступают в резервную емкость, а эмульсия подается в емкость ТМС, в лабиринтах которой, за счет физико – химических свойств ТМС, происходит разделение эмульсии на нефтепродукт и рабочий раствор.



Рисунок 17 – Отделение механических примесей

Отделившийся нефтепродукт, пройдя через систему фильтров, по наклонному топливопроводу поступает в емкость для отмытого нефтепродукта и в последующем возвращается заказчику. Технологический процесс мойки продолжается до полной очистки поверхностей резервуара от нефтяных загрязнений.

					Современные технические средства очистки донных отложений в резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

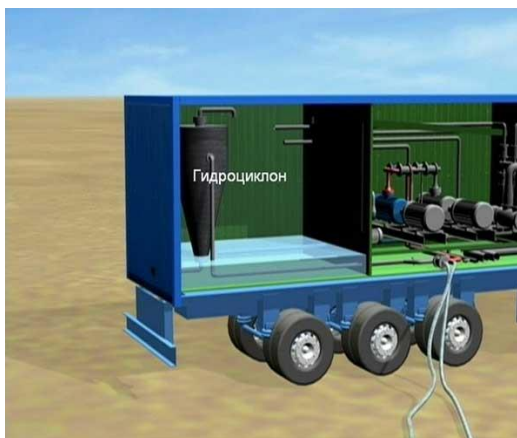


Рисунок 18 – Емкость для отмытого нефтепродукта

4.2 Система VLAVO от ORECO – очистка трудно очищаемых резервуаров

Система VLAVO основана на принципе бесконтактной очистки (исключение работы или присутствия людей внутри емкости) и предназначена для наиболее трудноочищаемых резервуаров, таких как хранилища сырой нефти и нефтяных остатков. Используется как для резервуаров с плавающей, так и стационарной крышей.

Характерным отличием VLAVO также является то, что это система очистки замкнутого контура, благодаря чему негативное воздействие на окружающую среду практически сводится к нулю, а коэффициент возврата ценных углеводородов достигает почти 100%.

Система VLAVO одна из лучших, но при этом самых сложных систем импортного производства. Состоит из 4 (и более) 20-футовых контейнеров, выгружаемых рядом с резервуаром заказчика.

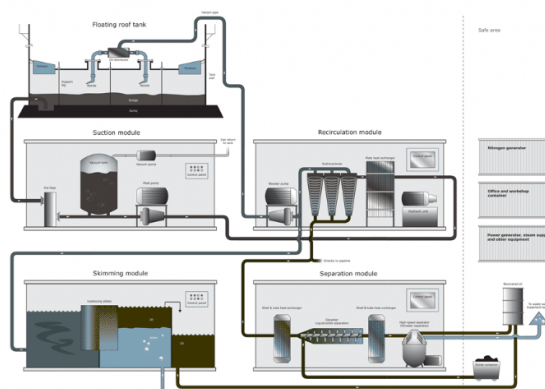


Рисунок 19 – Система VLAVO

					Современные технические средства очистки донных отложений в резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

Для работы на резервуаре требуется прорезание определенного количества отверстий в крышке резервуара, в которые устанавливаются моющие головки, обеспечивающие 100% покрытие площади резервуара.

Установка оснащается мощным двухфазным декантером, обеспечивающим высококачественное отделение твердой фазы, после чего углеводороды отделяются от воды и моющего раствора с помощью центробежного сепаратора. За счет этого обеспечивается качество разделения, недостижимое российским аналогам – из установки выходит сухой шлам, вода/моющий раствор и углеводороды, которые передаются заказчику. Качество отмывки находится на крайне высоком уровне.

Плюсы технологии:

- очень высокое качество очистки резервуаров;
- очень высокое качество очистки углеводородов, воды и мехпримесей.

Минусы технологии:

- сложный монтаж с необходимостью прорезания отверстий;
- энергозависимость; очень высокая стоимость.

4.3 Комплекс «МегаМАКС» по очистке хранилищ нефти и нефтепродуктов от донных осадков

Данная установка неофициально именуется как «убийца шламов» и имеет полное право так называться – она мобильна, очень быстро разворачивается и сворачивается, с огромной скоростью производит очистку резервуаров. Ей не нужно электричество, горячая вода и пар.

Комплекс МегаМАКС является высокоэффективной мобильной системой очистки резервуаров с одновременной утилизацией нефтепродуктов. МегаМАКС предназначен для разжижения, извлечения, предварительного и полного фазоразделения донных отложений. МегаМАКС включает все необходимые для выполнения этой задачи технологические блоки и способен так же обеспечить энергией различное вспомогательное оборудование, используемое в очистных работах.

					Современные технические средства очистки донных отложений в резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Установка смонтирована на 2 трейлерах уникальной конструкции, примерно соответствующих размеру 40-футового контейнера. При этом она скомпонована таким образом, что задействовано даже свободное пространство между осями полуприцепа.



Рисунок 20 – Установка МегаМАКС

Шлам на установках МегаМАКС разделяется в несколько этапов. Сначала откачиваемый шлам проходит через вибросепаратор, специально сконструированный для данной установки. Далее очистка резервуаров предполагает поступление шлама в специальную емкость, где тяжелые мехпримеси оседают на дне и выводятся с помощью специальных шнеков, а углеводородная пленка собирается скиммером.

Неразделенная эмульсия воды и шлама подается далее на 3-фазную декантерную центрифугу, где происходит разделение даже химически связанной воды.

Для финишной сборки шламовой пленки установка обеспечена вакуумным агрегатом производительностью более 2000 куб.м воздуха в час, позволяющей в буквально «вылизывать» дно резервуара.

					Современные технические средства очистки донных отложений в резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54



Рисунок 21 – Мини трактор для сбора особо тяжелых шламов

Кроме того, это единственная установка, в комплект которой входит мини-трактор для сбора особо тяжелых шламов со дна резервуара без применения ручного труда, а также роботизированная пушка на треноге, управляемая удаленно.

Плюсы технологии:

- очень высокое качество очистки резервуаров;
- очень высокое качество очистки углеводородов, воды и мехпримесей;
- полная энергонезависимость;
- самые короткие сроки развертывания/свертывания и отмывки резервуара.

Минусы технологии: высокая стоимость.

4.4 Комплекс Техноспас

Данный комплекс является ближайшим российским аналогом комплекса МКО-1000 и имеет аналогичный принцип очистки резервуаров. Комплекс представляет собой контейнеры, внутри которых располагается все необходимое оборудование. Основным отличием данного комплекса от своего аналога является дополнительная комплектация приборами газового контроля, предназначенными для предотвращения возникновения воспламенения или взрыва в процессе очистки, связанных с поступлением паров нефти в резервуар, а также устройств принудительной вентиляции и дегазации.

В комплект к основному оборудованию комплекса входят

					Современные технические средства очистки донных отложений в резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

дополнительные комплектующие: мембранные насосы, шанцевые инструменты, а также установки дополнительного нагрева моющей смеси.

Плюсы технологии:

- низкая стоимость;
- мобильность комплекса, которая достигается за счет установки контейнеров на шасси как зарубежных, так и отечественных контейнеровозов;
- наиболее тщательная очистка по сравнению с комплексом МКО-1000 достигаемая за счет нагрева ТМС.

Минусы технологии:

- энергозависимость;
- необходимости дополнительной доочистки с использованием ручного труда.

4.5 Комплекс КОР-1М

Комплекс КОР-1М предназначен для проведения работ по очистке резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов от донного осадка, и углеводородной пленки при подготовке резервуаров к ремонту или проведению текущего обслуживания.

Комплекс состоит из двух основных модулей: основной модуль, который включает насосное и вакуумное оборудование, технологические емкости, теплообменники, а также устройства, предназначенные для струйного воздействия на разжижаемую среду, и автоматизированная модульная котельная, предназначенная для нагревания моющего раствора перед подачей его в резервуар.

Плюсы технологии:

- сокращения времени проведение очистки;
- отсутствие химического взаимодействия рабочего раствора на нефтепродукты и материалы конструкций;
- минимизация ручного труда;
- отсутствие отходов;
- экологическая и пожаро- взрывобезопасность;

					Современные технические средства очистки донных отложений в резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

- полное извлечение нефтепродуктов с сохранением их качества.

Минусы технологии:

- установка не может эффективно проводить очистку резервуаров из-под высоковязкой нефти и темных нефтепродуктов;
- несмотря на сокращение применения ручного труда, данный комплекс не исключает проведение ручной доочистки.

					Современные технические средства очистки донных отложений в резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

5. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

Расчет стенки на прочность проведен для резервуара РВС-20000 м³.

Исходные данные:

- радиус резервуара $r = 22,8$ м;
- высота резервуара $H = 12$ м;
- максимальная высота заполнения резервуара $H_{max} = 10434$ мм;
- плотность нефти $\rho = 850$ кг/м³;
- избыточное давление $P_s = 2,5$ кПа;
- модуль упругости стали $E = 2,06 \cdot 10^5$ МПа.

5.1 Проверочный расчет прочности стенки резервуара

При проектировании стенки резервуара учитываются следующие основные воздействия и нагрузки:

- гидростатическое давление нефти;
- вакуум;
- избыточное давление;
- ветровые нагрузки;
- снеговые нагрузки в зимнее время года;
- воздействие подтоварной воды на протекание коррозии днища и нижнего пояса резервуара;
- температурное воздействие окружающей среды;
- температурное воздействие хранимой среды.

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

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

					Повышение эффективности очистки резервуаров	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где γ_c – коэффициент, учитывающий условия работы стенки резервуара при расчете на прочность. Для нижнего пояса резервуара $\gamma_c = 0,7$, для остальных поясов $\gamma_c = 0,8$ [15];

γ_m – коэффициент надежности для листовых прокатов по материалу. Коэффициент одинаков для всех листов резервуара, изготовленных из одного материала $\gamma_m = 1,1$ [15].

По каталогу института ВНИКТИ Стальконструкция определяем марку стали, используемую для стенки резервуара объемом 20000 м³. Выбираем высокопрочную низколигированную сталь марки 09Г2С-12.

В расчетах стенки на прочность учитываем нормативное сопротивление материала стенки. Для данной марки стали $\sigma_x = 460$ МПа.

Для каждого пояса стенки резервуара по максимальному значению определяем гидростатическое давление по формуле:

$$p_x = \gamma_{f,0} \cdot \rho \cdot g \cdot (H - x) + P_{\text{раб}} \quad (2)$$

$$P_{\text{раб}} = \gamma_{f,s} \cdot \frac{P^H}{S} = 1,2 \cdot 2,5 = 3 \text{ кПа} \quad (3)$$

где P^H – нормативное значение избыточного давления, $P^H = 2,5$ кПа [15];

$\gamma_{f,s}$ – коэффициент надежности по избыточному давлению, $\gamma_{f,s} = 1,2$ [15];

$\gamma_{f,0}$ – коэффициент надежности по гидростатическому давлению, $\gamma_{f,0} = 1,0$ [15];

ρ – плотность нефти, $\rho = 850$ кг/м³;

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

H – высота стенки резервуара, м.

Первый пояс $p_1 = 1,0 \cdot 850 \cdot 9,81 \cdot (12 - 0) + 3000 = 103062$ Па;

второй пояс $p_2 = 1,0 \cdot 850 \cdot 9,81 \cdot (12 - 1,5) + 3000 = 90554,25$ Па;

третий пояс $p_3 = 1,0 \cdot 850 \cdot 9,81 \cdot (12 - 3) + 3000 = 78046,5$ Па;

четвертый пояс $p_4 = 1,0 \cdot 850 \cdot 9,81 \cdot (12 - 4,5) + 3000 = 65538,75$ Па;

пятый пояс $p_5 = 1,0 \cdot 850 \cdot 9,81 \cdot (12 - 6) + 3000 = 53053$ Па;

шестой пояс $p_6 = 1,0 \cdot 850 \cdot 9,81 \cdot (12 - 7,5) + 3000 = 40523,25$ Па;

седьмой пояс $p_7 = 1,0 \cdot 850 \cdot 9,81 \cdot (12 - 9) + 3000 = 28015,5$ Па;

восьмой пояс $p_8 = 1,0 \cdot 850 \cdot 9,81 \cdot (12 - 10,5) + 3000 = 15507,75$ Па.

					Расчет стенки резервуара на прочность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

Вычисляем значения напряжений в стенке по формуле:

$$\sigma_x = \frac{p_x \cdot r}{t_{\phi, x}} \quad (4)$$

где r – радиус резервуара;

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

P_x – гидростатическое давление в рассматриваемом сечении.

$$\text{Первый пояс } \sigma_x = \frac{103062 \cdot 22,8}{0,009} = 215,5798 \cdot 10^6 \text{ Па} = 215,5798 \text{ МПа};$$

$$\text{второй пояс } \sigma_x = \frac{90554,25 \cdot 22,8}{0,0109} = 189,4163 \cdot 10^6 \text{ Па} = 189,4163 \text{ МПа};$$

$$\text{третий пояс } \sigma_x = \frac{78046,5 \cdot 22,8}{0,0103} = 172,7631 \cdot 10^6 \text{ Па} = 172,7631 \text{ МПа};$$

$$\text{четвертый пояс } \sigma_x = \frac{65538,75 \cdot 22,8}{0,0106} = 140,9701 \cdot 10^6 \text{ Па} = 140,9701 \text{ МПа};$$

$$\text{пятый пояс } \sigma_x = \frac{53053 \cdot 22,8}{0,0107} = 113,0475 \cdot 10^6 \text{ Па} = 113,0475 \text{ МПа};$$

$$\text{шестой пояс } \sigma_x = \frac{40523,25 \cdot 22,8}{0,0100} = 92,393 \cdot 10^6 \text{ Па} = 92,393 \text{ МПа};$$

$$\text{седьмой пояс } \sigma_x = \frac{28015,5 \cdot 22,8}{0,0107} = 59,6966 \cdot 10^6 \text{ Па} = 59,6966 \text{ МПа};$$

$$\text{восьмой пояс } \sigma_x = \frac{15507,75 \cdot 22,8}{0,0108} = 32,7385 \cdot 10^6 \text{ Па} = 32,7385 \text{ МПа}.$$

Вычисляем допускаемую величину напряжений в стенке резервуара для каждого из поясов. Поскольку коэффициент условий работы стенки резервуара имеет значение $\gamma_c = 0,7$ для первого пояса и $\gamma_c = 0,8$ для поясов со второго по восьмой, то значение допускаемых напряжений для первого пояса будет отличаться от значений для остальных поясов.

$$\text{Для первого пояса } \sigma_{\text{доп}} = \frac{0,7 \cdot 460}{1,1} = 292,727 \text{ МПа};$$

$$\text{Для поясов со второго по восьмой } \sigma_{\text{доп}} = \frac{0,8 \cdot 460}{1,1} = 334,545 \text{ МПа}.$$

Сравниваем полученные значения действующих и допускаемых напряжений и делаем вывод, что для всех восьми поясов, из которых собирается стенка резервуара, условие прочности выполняется.

5.2 Расчет устойчивости стенки резервуара

Расчет устойчивости стенки резервуара выполняется проверкой соотношения:

					Расчет стенки резервуара на прочность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

$$\frac{\sigma_{\text{в}}}{\sigma_{\text{в.кр}}} + \frac{\sigma_{\text{г}}}{\sigma_{\text{г.кр}}} \leq \gamma_{\text{с}} \quad (5)$$

где $\sigma_{\text{в}}$ – расчетное напряжение сжатия в кольцевом сечении рассматриваемого пояса от суммарного значения вертикально действующих расчетных внешних нагрузок и воздействий;

$\sigma_{\text{в.кр}}$ – критическое меридиальное напряжение;

$\sigma_{\text{г}}$ – расчетное напряжение сжатия в вертикальном сечении рассматриваемого пояса от суммарного значения горизонтально действующих расчетных внешних нагрузок и воздействий;

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

Поскольку в процессе эксплуатации резервуара на его стенку и крышу оказывает воздействие ветер, а также снег в зимнее время года, то эти нагрузки должны быть учтены при расчете устойчивости стенки. Снеговая и ветровая нагрузка имеют нормативные значения равные $S_0 = 1,5$ кПа и $\omega_0 = 0,3$ кПа соответственно.

Расчетная величина результирующей снеговой нагрузки на крышу определяется по формуле:

$$S = S_0 \cdot \mu = 1500 \cdot 1 = 1500 \text{ Па}, \quad (6)$$

где S_0 – нормативное значение веса снегового покрова на 1 м^2 горизонтальной поверхности земли [15];

μ – коэффициент перехода от веса снегового покрова земли к снеговой нагрузке на покрытие, $\mu = 1$ [15].

Расчетная величина результирующей ветровой нагрузки определяется по формуле:

$$\omega_m = \omega_0 \cdot k \cdot C = 230 \cdot 1,25 \cdot 0,5 = 201,25 \text{ Па}, \quad (7)$$

где k – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте в зависимости от типа местности, $k = 1,25$ [15];

C – коэффициент лобового сопротивления резервуара, $C = 0,5$ [15].

Наибольшие нагрузки в процессе эксплуатации испытывает первый пояс резервуара. Расчет устойчивости для этого пояса проводится без учета

					Расчет стенки резервуара на прочность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

собственного веса стенки первого пояса. Для этого сначала вычисляем вес той части стенки, которая расположена выше рассчитываемого пояса:

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

$$P_{к} = 112800 \text{ кг} = 1106568 \text{ Н} \quad (9)$$

Вычисляем значение напряжения сжатия в кольцевом сечении первого пояса по формуле:

$$\sigma_{в} = \frac{P_{к} + P'_{ст} + \pi r^2 (S + P)_D}{2 \pi r t} \quad (10)$$

$$\sigma_{в} = \frac{1106568 + 1423186,75 + 3,14 \cdot 22,8^2 (1500 + 600)}{2 \cdot 3,14 \cdot 22,8 \cdot 0,009} = 1 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Вычисляем критическое меридиальное напряжение.

Поскольку $\frac{t}{r} = \frac{22,8}{0,009} = 783,85 > 300$, то

$$\sigma_{в.кр} = c \cdot E \cdot \frac{t}{r} = 0,06 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 106 \cdot 0,009 = 4,87895 \cdot 10^6 \quad (11)$$

где c – параметрический коэффициент, $c = 0,06$ [16];

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

Далее вычисляем напряжение сжатия в вертикальном сечении первого пояса:

$$\sigma_{г} = \frac{r \cdot p_D \cdot \omega_m}{t} = \frac{22,8 \cdot (600 + 201,25)}{0,009} = 2,029 \cdot 10^6 \text{ Па} \quad (12)$$

Затем вычисляем нижнее критическое напряжение в вертикальном сечении стенки:

$$\Sigma_{г.кр} = 0,55 \cdot E \cdot r \cdot \left(\frac{t_{кр}}{2} \right)^{1,5} = 0,55 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot \frac{22,8}{12} \cdot \left(\frac{0,012}{2} \right)^{1,5} = 100,048 \cdot 10^6 \quad (13)$$

Проверяем выполнение устойчивости стенки резервуара при воздействии на нее вертикальных и горизонтальных внешних нагрузок:

$$\sigma_{в} = 1,778 \text{ МПа} < \sigma_{в.кр} = 8,00346 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{г} = 2,029 \text{ МПа} < \sigma_{г.кр} = 100,048 \text{ МПа}$$

Условие устойчивости выполняется.

					Расчет стенки резервуара на прочность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

Проверяем выполнение условия общей устойчивости стенки:

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

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

$$\frac{1,778}{4,87895} + \frac{2,029}{100,048} = 0,3847 \leq 1$$

Поскольку требуемое соотношение выполняется, можно сделать вывод о выполнении условия общей устойчивости стенки.

5.3 Расчет на остаточную прочность стенки резервуара

Конструкция стенки резервуара подразумевает сокращение толщины листов с высотой резервуара: чем выше находится пояс, тем меньше его толщина сравнительно первого пояса. Это приводит к возрастанию кольцевых напряжений в корпусе. Наибольшими значениями располагают кольцевые напряжения, определяемые на уровне на 300 мм выше нижней кромки каждого пояса резервуара. Эти напряжения являются наиболее опасными для корпуса резервуара.

В основу расчета стенки резервуара на остаточную стоимость заложены свойства стали, из которой производятся листы стенки резервуара, вдобавок, данные приобретенные в результате проведения толщинометрии, которые отображают фактические толщины поясов.

Максимальные кольцевые напряжения для всех поясов резервуара определяются по формуле:

$$\sigma_{max} = \frac{(\gamma_{f,0} \cdot \omega_0 \cdot (H - x) + \gamma_{f,s} \cdot P_s) R_p}{\delta_{x max}} = \frac{22,8 \cdot (600 + 201,25)}{0,009} = 2,029 \cdot 10^6 \text{ Па} \quad (14)$$

где σ_{max} – расчетные максимальные кольцевые напряжения;

$\gamma_{f,0}$ – коэффициент надежности по гидростатическому давлению, $\gamma_{f,0} = 1,1$ [16];

$\omega_0 = 0,3$ кПа – нормативное значение ветровой нагрузки на резервуар;

H_{max} – максимальная высота заполнения резервуара, $H = 10434$ мм;

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

					Расчет стенки резервуара на прочность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

P_s – избыточное давление, $P_s = 2,5$ кПа;

R_p – радиус резервуара $R_p = 22800$ мм.

Рассчитываем кольцевые напряжения стенки резервуара (с учетом дефектов выявленных при визуальном осмотре и дефектоскопии наружной поверхности корпуса) при максимальном уровне налива продукта, определенному в проектной документации на рассматриваемый резервуар. Полученные данные оформляем в таблице 1. В эту же таблицу вносим данные толщинометрии.

Таблица 1 – Максимальные кольцевые напряжения стенки

Координата расчетного сечения	Минимальная фактическая толщина стенки резервуара, мм	Максимальные кольцевые напряжения стенки при $H = 10434$ мм, МПа	Допускаемое значение напряжения для стали, МПа
300	10,1	2,020	2,741
1800	10,9	1,872	
3300	10,4	1,962	
4800	10,5	1,943	
6300	10,7	1,907	
7800	10,8	1,889	
9300	10,7	1,907	

Проверка прочности корпуса резервуара с учетом хрупкого разрушения в соответствии со СНиП II-23-81* производится по формуле:

$$\sigma_{max} < \left[\frac{\gamma_c \cdot R_{un}}{\gamma_m} \right] \quad (15)$$

где σ_{max} – кольцевые напряжения стенки при максимальной высоте налива, вычисленные по формуле (5.3.1);

R_{un} – расчетное сопротивление стали 09Г2С по временному сопротивлению, $R_{un} = 460$ МПа [16];

γ_c – коэффициент условий работы резервуара, $\gamma_c = 0,7$ для первого пояса, $\gamma_c = 0,8$ для остальных поясов [16];

γ_m – коэффициент надежности по материалу для листовых прокатов, $\gamma_m = 1,1$ [16].

Сравниваем полученные значения с допустимой величиной равной 2,741 МПа и делаем вывод, что при максимальной высоте налива продукта $H = 10434$ мм условие прочности выполняется.

					Расчет стенки резервуара на прочность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

5.4 Оценка ресурса стенки резервуара

Число полных циклов наполнения резервуара до образования макротрещины определяется по формулам [17]:

$$N_0 = \frac{1}{2} \left(\frac{1.28 \cdot E \cdot \ln\left(\frac{1}{1-\psi}\right)}{1.28 \cdot \frac{\sigma_a^*}{\varphi_c} - \sigma_{-1}} - 1 \right)^2 \quad (16)$$

$$N_0 = \frac{1}{2 \cdot n_N} \left(\frac{1.28 \cdot E \cdot \ln\left(\frac{1}{1-\psi}\right)}{1.28 \cdot \frac{\sigma_a^*}{\varphi_c} - \sigma_{-1}} - 1 \right)^2 \quad (17)$$

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

ψ – относительное сужение, $\psi = 0,55$ для стали 09Г2С;

σ_a^* – амплитуда условных напряжений в расчетной точке стенки, МПа [17];

σ_{-1} – предел выносливости для материала стенки, $\sigma_{-1} = 120$ МПа;

φ_c – коэффициент, учитывающий снижение характеристик в результате сварки для малоуглеродистой стали, $\varphi_c = 0,9$ [17];

n_N – коэффициент запаса долговечности, $n_N = 10$;

n_σ – коэффициент запаса по напряжениям, $n_\sigma = 2$.

Амплитуда условных напряжений определяется по формуле 18:

$$\sigma_a^* = 0.5 \cdot K_\sigma \cdot \sigma_H = 0,5 \cdot 2,42 \cdot 2,741 = 3,317 \text{ МПа} \quad (18)$$

где K_σ – коэффициент концентрации напряжений в упругопластической зоне, $K_\sigma = 2,4$;

σ_H – номинальное напряжение в стенке резервуара.

Номинальное напряжение в стенке резервуара рассчитывается по формуле:

$$\sigma_H = \rho \cdot g \cdot \frac{(H_{max} - x) \cdot r}{\delta} \quad (19)$$

Подставляем значения параметров в формулы (16) и (17):

$$N_0 = \frac{1}{2} \left(\frac{1.28 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot \ln\left(\frac{1}{1-0,55}\right)}{1.28 \cdot \frac{2 \cdot 3,317}{0,8} - 120} - 1 \right)^2 = 9475$$

$$N_0 = \frac{1}{2 \cdot n_N} \left(\frac{1.28 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot \ln\left(\frac{1}{1-0,55}\right)}{1.28 \cdot \frac{3,317}{0,8} - 120} - 1 \right)^2 = 5024$$

					Расчет стенки резервуара на прочность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Корректируем минимальное из полученных значений с учетом коррозии по формуле:

$$N = N_0 \cdot (1 - \beta_{\text{кс}}) \quad (20)$$

где N_0 – ресурс стенки резервуара без учета коррозионного воздействия;

$\beta_{\text{кс}}$ – коэффициент влияния среды, для частот до 1,0 Гц

$$\beta_{\text{кс}} = \lambda \cdot \lg N_0$$

Коэффициент коррозии $\lambda = 0,1$ при отсутствии мер по снижению коррозионного воздействия.

$$\beta_{\text{кс}} = \lambda \cdot \lg N_0 = 0,1 \cdot \lg 5024 = 0,37$$

$$N = N_0 \cdot (1 - \beta_{\text{кс}}) = 5024 \cdot (1 - 0,37) = 1859$$

Зная остаточный ресурс стенки резервуара, остаточный срок службы можно определить по формуле:

$$T = \frac{n}{N_0} = \frac{1859}{48} = 38 \quad (21)$$

где n_0 – число полных циклов заполнения резервуара

$$T = \frac{n}{N_0} = \frac{1859}{48} = 38$$

Таким образом, минимальный срок службы данного резервуара при условии заполнения 48 циклов в год составляет 38 лет.

					Расчет стенки резервуара на прочность	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Главной задачей при хранении нефтепродуктов является обеспечение надежной эксплуатации резервуара в течение всего срока службы. Поэтому обязательным требованием служит контроль технического состояния и зачистка резервуаров для хранения и транспортировки нефтепродуктов. Своевременная зачистка резервуаров от остатков нефтепродуктов, высоковязких смолистых осадков, влаги и механических примесей, обеспечит бесперебойную работу нефтебаз, автозаправочных станций, тепловых электростанций и хранилищ ГСМ (горюче-смазочные материалы).

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Целью работы является анализ технологических процессов очистки нефтяных резервуаров с применением различных мобильных комплексов и выборе наиболее эффективного и экономичного.

В данной работе сегментировать рынок услуг по очистке РВС можно по следующим критериям: размер компании и объем РВС (таблица 2).

Таблица 2 – Карта сегментирования рынка услуг по разработке средств очистки РВС.

		Размер РВС		
		Крупные	Средние	Малые
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Малые			

Данное предприятие будет ориентироваться на крупные компании с большим объемом РВС.

					<i>Финансовый менеджмент</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Финансовый менеджмент	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		Мовсеян А.Ю		06.06.2022				100
<i>Руковод.</i>		Брусник О.В.		06.06.2022			67	
<i>Консульт.</i>		Креницына		05.06.2022				
<i>Руководитель ООП</i>		Брусник О.В.		06.06.2022				
						ТПУ гр. 2Б8А		

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Объектом анализа является центробежный насос импеллерный для проведения откачки нефтешламов из РВС.

Для сравнения взяты три насоса: Насос RID MAXI 300; RID MAXI 450; RID MAXI 600.

Таблица 3 – Технические характеристики насосов RID MAXI 300; RID MAXI 470; RID MAXI 600.

Насос	Подача (м ³ /ч)	Напор (м)	Мощность (кВт)	Частота вращения (об/мин)	Стоимость (руб)	Масса (кг)
RID MAXI 300	30	15	15	3000	86500	440
RID MAXI 450	45	21	18,5	3000	110200	484
RID MAXI 600	60	18	45	3000	195600	650

Анализ конкурентных технических решений помогает внести коррективы в проект, чтобы успешнее противостоять соперникам. При проведении данного анализа необходимо оценить сильные и слабые стороны конкурентов. Для этого составлена оценочная карта (таблица 4).

Таблица 4 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		3	4	5	6	7	8
1	2						
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение эффективности очистки	0,07	5	5	5	0,25	0,25	0,25
2. Экономичность	0,06	5	4	5	0,2	0,16	0,2
3. Надежность	0,2	5	5	4	0,5	0,5	0,4
4. Безопасность	0,15	5	5	5	0,5	0,5	0,5
5. Простота эксплуатации	0,07	4	4	5	0,2	0,2	0,25
6. Возможность подключения в сеть ЭВМ	0,15	5	5	4	0,5	0,5	0,4
Экономические критерии оценки эффективности							

- Насос RID MAXI 300;
- Насос RID MAXI 450;
- Насос RID MAXI 600;

Вывод:

Конкурентоспособность разработки составила 3,08, в то время как двух других аналогов 2,97 и 2,87 соответственно. Результаты показывают, что данная научно-исследовательская разработка по очистке РВС является конкурентоспособной и имеет преимущества по таким показателям, как цена и предполагаемый срок эксплуатации.

4.1.3 SWOT – анализ

SWOT – анализ представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. Его применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчетливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых научно-исследовательский проект будет реализовываться.

В первом этапе обычно описываются сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

В таблице 5 описаны сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут проявиться в его внешней среде. Результаты первого этапа SWOT – анализа:

Таблица 5 –SWOT анализ

	<p>Сильные стороны научно-технологического решения: С1. Систематическое повышение уровня квалификации; С2. Существование большого количества компаний, способных применить метод под ключ; С3. Высокое качество продукции, соответствующее мировым стандартам; С4. Экологичность технологии; С5. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии.</p>	<p>Слабые стороны технологического решения: Сл1. Необходимость обучения обслуживающего персонала; Сл2. Трудности внедрения технического решения на объектах; Сл3. Высокий уровень цен на выпускаемую продукцию</p>
<p>Возможности: В1. Наилучшая степень очистки РВС; В2. Небольшое количество конкурентов на территории Томской области; В3. Уменьшение экологического ущерба; В5. Дистанционное регулирование параметров.</p>	<p>– Энергосбережение и повышенная безопасность; – Система автоматизирует применение метода. – Эффективное использование ресурсов производства</p>	<p>– Принятие на работу квалифицированного персонала; – Обучение действующего персонала работе с новым оборудованием.</p>
<p>Угрозы: У1. Развитая конкуренция на рынке; У2. Существование большого количества альтернатив разработки.</p>	<p>– Малый спрос на новые технологии – Сложность реализации проекта.</p>	<p>– Вести постоянный мониторинг технических решений в области удаления нефтешламов.</p>

Вывод:

Рассмотрев результаты SWOT-анализа можно сделать вывод, что предложенный проект конкурентоспособен, есть возможность успешно реализовать сильные стороны и снизить влияние слабых.

6.2 Планирование научно-исследовательских работ

6.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

В данной работе проектная организация состоит из двух человек: руководитель проекта и инженер. Планирование работ позволяет распределить обязанности между исполнителями проекта, рассчитать заработную плату сотрудников, а также гарантирует реализацию проекта в срок. Последовательность и содержание работ, а также распределение исполнителей приведены в таблице 6

Таблица 6 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания на проведение исследования	Руководитель
Выбор документов для исследования	2	Изучение нормативно-технической документации, сбор основной информации	Инженер
	3	Составление плана исследования	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	4	Определение и расчёт нагрузок, воздействующих на технологический трубопровод	Инженер
	5	Создание и расчёт математической модели трубопровода	Инженер
	6	Проведение диагностики	Инженер
Обобщение и оценка результатов	7	Разработка рекомендаций по снижению нагрузки на трубопровод	Инженер
	8	Оценка результатов исследования	Руководитель, Инженер
Оформление отчета по проекту	9	Составление пояснительной записки	Инженер

Исследование состояния технологической обвязки насосного агрегата проводится в пять этапов. Основные работы выполняются инженером.

6.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты являются основной частью стоимости исследования.

Трудоемкость выполнения проекта оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер.

Среднее (ожидаемое) значение трудоемкости:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, чел.-дн.; t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн..

После определения ожидаемой трудоемкости работ необходимо рассчитать продолжительность каждой из работ в рабочих днях T_p . Величина T_p учитывает параллельность выполнения этих работ несколькими исполнителями.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Результаты расчета приведены в таблице 7.

6.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Диаграмма Ганта представляет собой горизонтальный ленточный график, на котором работы по разрабатываемому проекту представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Длительность каждого этапа работ из всех рабочих дней могут быть переведены в календарные дни с помощью следующей формулы:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал}$$

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

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$ – коэффициент календарности

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}}$$

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

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

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

Пример расчета для 1 этапа работ (составление и утверждение технического задания на проведение исследования):

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 6}{5} = 3 \text{ чел. – дня}$$

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} = \frac{3}{1} = 3 \text{ дня}$$

Для шестидневной рабочей недели (для руководителя) коэффициент календарности равен:

									Лист
									73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 51 - 15} = 1,22$$

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 3 \cdot 1,22 = 3,66 \approx 4 \text{ дня}$$

Для пятидневной рабочей недели (для инженера) коэффициент календарности равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 102 - 15} = 1,47$$

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 5,2 \cdot 1,47 = 7,64 \approx 8 \text{ дней}$$

Полученные результаты расчета занесены в таблицу 7.

Таблица 7 – Временные показатели проведения исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
	t_{min} , человек а дни	t_{max} , человек а дни	$t_{\text{ож}}$, человек а дни			
Календарное планирование работ по теме	3	6	4,3	Руководитель, Инженер	2	3
Составление и утверждение технического задания на проведение исследования	1	3	1,8	Руководитель	2	3
Изучение нормативно-технической документации	10	15	12	Инженер	12	16
Составление плана исследования	5	8	6,2	Руководитель	6	8
Определение и расчёт нагрузок, воздействующих на трубопровод	6	18	11,0	Инженер	10	13
Создание и расчёт математической модели трубопровода	3	12	6,6	Инженер	7	9
Проведение диагностики	3	5	3,8	Руководитель, Инженер	2	3
Разработка рекомендаций по снижению нагрузки на трубопровод	7	16	11,4	Руководитель, Инженер	6	8

На основе таблицы 7 строим календарный план-график

Таблица 8 – Календарный план-график (Ганта) проведения работ по проведению исследования

№	Вид работ	Исполнители	, кал. дни	Продолжительность выполнения работ											
				Фев.			Март			Апрель			Май		
1	Составление и утверждение тех. задания	Р	3	□											
2	Подбор и изучение материалов по теме	И	18	■											
3	Согласование материалов по теме	Р	9				□								
4	Календарное планирование работ по теме	Р, И	3				□								
5	Проведение теоретического анализа существующих технических решений	И	15				■								
6	Проведение теоретических расчетов и обоснование	И	10							■					
7	Оценка результатов исследования	Р, И	8,9							□					
8	Составление пояснительной записки	Р, И	20										□		

□ - руководитель ■ - исполнитель

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

6.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

6.3.1 Расчет материальных затрат исследования

Расчет материальных затрат НТР включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Расчет материальных затрат осуществляется по формуле:

$$Z_M = (1 + k_M) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{\text{расх } i},$$

где k_M – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы;

m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

C_i – цена приобретения i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования, руб.;

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

Таблица 9 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы,		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Картридж	шт.	1	1	1	2500	2250	2350	2500	2250	2350
Бумага	шт.	2	2	2	650	600	670	1300	1200	1340
Набор инструментов	шт.	1	1	1	5000	5200	4816	5000	5249	4816
Перчатки	пара	2	2	2	200	150	175	400	300	350
Спецодежда	комплект	2	2	2	5200	5350	5500	10400	10700	11000
Каска	шт.	2	2	2	250	275	200	500	550	400
Ручка шариковая	шт.	4	4	4	55	58	50	220	232	200
Карандаш	шт.	4	4	4	33	35	40	132	140	160
Итого:								20452	20523	20616

6.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

Все расчеты по приобретению спецоборудования, используемого для каждого исполнения, приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Затраты на приобретение спецоборудования

№	Наименование оборудования			Количество единиц оборудования			Цена единицы оборудования, тыс. руб.			Общая стоимость оборудования, тыс. руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	RID MAXI 300	RID MAXI 450	RID MAXI 600	1	1	1	238,4	253,1	260,4	188,4	200,1	208,4
2	Ноутбук Lenovo			1	1	1	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5
3	Трубопроводная обвязка			1	1	1	54,5	54,5	54,5	54,5	54,5	54,5
Итого:										340,3	353,1	359,5

Учтем затраты на доставку в размере 15% от его цены, тогда затраты на приобретение спецоборудования для трех исполнений станут равны:

$$Z_{об1+дост} = Z_{об1} \cdot 1,15 = 340,3 \cdot 1,15 = 391,4 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_{об2+дост} = Z_{об2} \cdot 1,15 = 353,1 \cdot 1,15 = 406,1 \text{ тыс. руб}$$

$$Z_{об3+дост} = Z_{об3} \cdot 1,15 = 359,5 \cdot 1,15 = 413,4 \text{ тыс. руб}$$

6.3.3 Основная заработная плата исполнителей исследования

Статья включает в себя основную заработную плату $Z_{осн}$ и дополнительную заработную плату $Z_{доп}$.

$$Z_{зн} = Z_{осн} + Z_{доп}$$

Дополнительная заработная плата составляет 12-20 % от $Z_{осн}$.

Основная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p$$

где T_p – продолжительность работ, выполняемых исполнителем проекта, *раб.дн*;

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, *руб.*

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, *руб.*;

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 28 раб.дней $M=11$ месяцев, 5-дневная неделя;

при отпуске в 56 раб.дней $M=10$ месяцев, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени исполнителей проекта, раб.дн.

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{mc} \cdot (1 + k_{np} + k_d) \cdot k_p$$

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

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

k_d – коэффициент доплат и надбавок, принимаем 0,2;

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

Таблица 11 – Расчет основной заработной платы

Исполнитель	, руб.	, %	, %	, %	, руб.	, руб.	, раб. дн.	, руб.
Руководитель	37700	30	20	30	67860	3474	18	62532
Инженер	19200	30	20	30	34560	1772	29	51388
Итого, :								113920

6.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей исследования

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Дополнительная заработная плата:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (принимаем равным 0,15).

Таблица 12 – Расчет дополнительной заработной платы

Исполнитель		Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	0,15	62532	9380
Инженер	0,15	51388	7708
Итого:		113920	17088

6.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется по формуле:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}),$$

где $k_{внеб}$ - коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды, принимается равным $k_{внеб} = 0,302$ (30.2%).

Таблица 13 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Инженер	51388	7708
Руководитель	62532	9380
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30.2%	
Итого:	39564,42	

6.3.6 Накладные расходы

В статью накладных расходов входят прочие затраты, не попавшие в предыдущие статьи расходов: оплата электроэнергии, печать и ксерокопирование, почтовые расходы и т.д.

Накладные расходы определяются по формуле:

$$Z_{накл} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{нр},$$

где $k_{нр}$ - коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимается равным $k_{нр} = 16\%$.

$$Z_{накл1} = (20452 + 391400 + 113920 + 17088 + 39564,42) \cdot 0,16 = 93\ 187,91 \text{ руб.}$$

$$Z_{накл2} = (20523 + 406100 + 113920 + 17088 + 39564,42) \cdot 0,16 = 95\ 551,27 \text{ руб.}$$

$$Z_{накл3} = (20616 + 413400 + 113920 + 17088 + 39564,42) \cdot 0,16 = 96\ 734,15 \text{ руб.}$$

6.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат на исследование является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на проект приведено в таблице 14.

Таблица 14 – Бюджет затрат на исследование

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
1. Материальные затраты НТИ	20452	20523	20616	Пункт 4.3.1
2. Затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	391400	406100	413400	Пункт 4.3.2
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	113920	113920	113920	Пункт 4.3.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	17088	17088	17088	Пункт 4.3.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	39564,42	39564,42	39564,42	Пункт 4.3.5
6. Накладные расходы	93187,91	95551,27	96734,15	Пункт 4.3.6
7. Бюджет затрат НТИ	675612,33	692746,69	701322,57	Сумма ст. 4.3.1–4.3.6

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

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}},$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = \frac{869\,363,73}{895\,073,96} = 0,971$$

Для 2-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} = \frac{886\,498,08}{895\,073,96} = 0,99$$

Для 3-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}3} = \frac{895\,073,96}{895\,073,96} = 1$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в разгах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разгах (значение меньше единицы, но больше нуля)

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

					Финансовый менеджмент	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 15 – Сравнительная оценка показателей конкурентоспособности

Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Критерии				
1. Надежность	0,2	5	4	5
2. Простота эксплуатации	0,25	5	5	5
3. Конкурентоспособность продукта	0,2	5	5	4
4. Цена	0,1	4	3	5
5. Наличие сертификации разработки	0,25	5	5	5
Итого	1	24	22	24

$$I_{p-исп1} = \sum a_i \cdot b_{p-исп1} = 3,93$$

$$I_{p-исп2} = \sum a_i \cdot b_{p-исп2} = 3,76$$

$$I_{p-исп3} = \sum a_i \cdot b_{p-исп3} = 3,62$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки () определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр}} = \frac{3,93}{0,971} = 4,05;$$

$$I_{исп2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр}} = \frac{3,76}{0,99} = 3,80;$$

$$I_{исп3} = \frac{I_{p-исп3}}{I_{финр}} = \frac{3,62}{1} = 3,62;$$

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

Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{срi}$):

$$\mathcal{E}_{срi} = \frac{I_{испi}}{I_{min}}$$

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет судить о приемлемости существующего варианта решения поставленной в бакалаврской работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

Таблица 16 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,971	0,99	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,93	3,76	3,62
3	Интегральный показатель эффективности	4,05	3,80	3,62
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,12	1,05	1

Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

В результате выполнения целей раздела можно сделать следующие выводы:

1. Результатом анализа конкурентных технических решений является выбор одного из вариантов реализации НИР как наиболее подходящего и оптимального по сравнению с другими.

2. В ходе планирования для руководителя и инженера был разработан график реализации этапа работ, который позволяет оценивать и планировать рабочее время исполнителей. Определено следующее: общее количество календарных дней для выполнения работ составляет 47 дней; общее количество рабочих дней, в течение которых работал инженер, составляет 29 дней; общее количество рабочих дней, в течение которых работал руководитель, составляет 18 дня;

3. Для оценки затрат на реализацию проекта разработан проектный бюджет, который составляет 675 612,33 руб;

4. Результат оценки эффективности ИР показывает следующие выводы:

1) значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,97, что является показателем того, что ИР является финансово выгодной по сравнению с аналогами;

2) значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 3,93, по сравнению с 3,76 и 3,62;

3) значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 4,05 по сравнению с 3,80 и 3,62, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

В данном разделе представлен анализ вредных и опасных факторов при хранении нефти и нефтепродуктов в резервуарном парке. Так же рассмотрены вопросы экологической безопасности, безопасности в чрезвычайных ситуациях при удалении твердых отложений из резервуаров вертикальных стальных типа РВС объемом до 20000 м³. [1]

4.1. ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:

- Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.) [2];
- Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. [3];
- Трудовой кодекс №197-ФЗ [4];
- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03[5];
- Инструкции по технике безопасности ПАО «Транснефть» и дочерних акционерных обществ [6];
- ГОСТ 12.0001-82 ССБТ Система стандартов безопасности труда[7];
- Правила пожарной безопасности РФ ППБ-01-93. МВД РФ 14.12.1993 г., дополнения к ним от 25.07.1995 г. [10]
- Пожарная охрана предприятий. Общие требования. НБТ - 201- 96, утв. 01.03.1992г. [9];

					Социальная ответственность			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Мовсесян А.Ю		06.06.2022	Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.		06.06.2022			85	100
Руководитель ООП		Брусник О.В.		06.06.2022		ТПУ гр. 2Б8А		

4.1.1. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства

Зачистку резервуаров из-под нефтепродуктов должны осуществлять специально обученные и подготовленные работники, допущенные к этим работам медицинской комиссией.

Перед началом работ по зачистке работники должны пройти инструктаж о мерах безопасности труда в соответствии с инструкцией предприятия для данного вида работ. Отметка о проведении инструктажа делается в личной карточке инструктажа и наряде-допуске на выполнение работ повышенной опасности.

Лица моложе 18 лет и женщины к работам по зачистке резервуаров не допускаются.

Члены бригады по зачистке резервуаров должны быть обеспечены:

- костюмом брезентовым;
- сапогами кирзовыми;
- рукавицами брезентовыми;

при зачистке резервуаров из-под этилированного бензина дополнительно:

- бельем нательным;
- фартуком брезентовым.

Приказом по предприятию назначается ответственное лицо из числа специалистов, которое определяет технологию зачистки резервуара с учетом местных условий и особенностей работ. При производстве зачистных работ сторонней организацией назначается лицо из этой организации, ответственное за соблюдение требований и инструкций по технике безопасности.

Оплата труда работников, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и (или) опасными условиями труда устанавливается в повышенном размере в соответствии с законодательством Российской Федерации.

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

Для работников, условия труда на рабочих местах, которых по результатам специальной оценки условий труда отнесены к вредным условиям труда 3 или 4 степени или опасным условиям труда, устанавливается

- уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше);
- оплачиваемый отпуск, являющимся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней);
- происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада);
- льготы для пенсионного обеспечения;
- бесплатное лечение и оздоровление;
- выдача расходных материалов – спецодежды, обеззараживающих средств.

Работодатель на сегодня имеет право самостоятельно определять вид и размер компенсации за вредные условия труда, основываясь на Трудовом кодексе.

Также он может инициировать повышение суммы. Все компенсации выплачиваются из страховых взносов работодателей по тарифам, установленными страховыми организациями.

4.2. ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при удалении твердых отложений из резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000 м³ (таблица 17). Резервуар металлический, каркасный, по форме – цилиндрический, по способу организации- со стационарной крышей и понтоном. Резервуар располагается на территории резервуарного парка на открытой местности. [11]

Таблица 17 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

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

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работы			Нормативные документы
	Полевой	Ремонтные работы резервуара	Эксплуатация резервуара	
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическим и параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	+	+	+	ГОСТ 12.1.005 – 88 «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарногигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристиками шума	+	+	+	ГОСТ 12.1.003 – 2014 «Система стандартов безопасности труда. Шум»
Отсутствие или недостаток необходимого естественного и/или искусственного освещения	+	+	+	ГОСТ 24940 – 2016 «Здания и сооружения. Методы измерения освещенности»
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током	+	+	+	ГОСТ Р 58698 – 2019 «Защита от поражения электрическим током. Общие положения для электроустановок и электрооборудования»
Взрывоопасность и пожароопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.004– 91 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования»

4.2.1. Анализ вредных и опасных производственных факторов.

Мероприятия по снижению их воздействия

Проанализируем возможные опасные и вредные факторы из таблицы 17 и определим мероприятия по устранению их воздействия.

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при очистке резервуара от остатков нефти и нефтепродуктов, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов. [13]

Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего

Воздействие нагревающего микроклимата оказывает вредное влияние на организм работающего, способствуя ухудшению самочувствия, понижению работоспособности и нарушению здоровья.

Проведение работ по очистке резервуара осуществляется преимущественно в теплое время года, как правило в летние месяцы. Жаркая погода приводит к ухудшению условий труда персонала на открытой местности.

Работы в нагревающем микроклимате необходимо проводить при соблюдении мер профилактики перегревания и рекомендаций относительно режима работ. Для профилактики перегревания организма (гипертермии) необходимо организовать рациональный режим работы. При работах на открытом воздухе и температуре наружного воздуха 35 °С и выше продолжительность периодов непрерывной работы должна составлять 15-20 минут с последующей продолжительностью отдыха не менее 10-12 минут в охлаждаемых помещениях. При этом допустимая суммарная продолжительность термической нагрузки за рабочую смену не должна превышать 4-5 часов, для лиц использующих специальную одежду для защиты от теплового излучения и 1,5-2 часа для лиц без специальной одежды [12].

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³, для нефти ПДК равно 10 мг/м³ [14].

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

ПДК некоторых веществ, входящих в состав нефти, паров нефти и веществ участвующих в технологических процессах хранения и транспортировки углеводородов [14]:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод)
– 300 мг/м³.
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C1-C5) – 3 мг/м³ (2-ой классу опасности).
- ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества).
- ПДК метанола в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м³.
При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

При работе с вредными веществами 1-, 2-, 3-го классов опасности (ртуть, серная кислота, сероводород, метанол и т.д.) должно быть обеспечено регулярное обезвреживание и дезодорирование СИЗ [14].

Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристиками шума

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА [15].

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся [16]:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи);
средств звукопоглощения.

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

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

Отсутствие или недостаток необходимого естественного и/или искусственного освещения

Для площадок, выделенных для размещения оборудования, необходимого для проведения работ по очистке, необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог ^[17]. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов ^[18]. Для освещения внутри резервуара должны применяться переносные светильники во взрывозащищенном исполнении напряжением не более 12 В.

4.2.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при удалении твердых отложений из резервуаров вертикальных стальных типа РВС 5000 м³, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током

Установка, с помощью которой производится предварительная зачистка внутренней полости резервуара, является энергозависимой и требует подключения к электричеству, а соответственно, к специальным требованиям по безопасности.

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

Чтобы предупредить возможность случайного проникновения и тем более прикосновения к токоведущим частям установки по очистке, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки ^[19].

Предусмотреть технических средств электробезопасности: применение малых напряжений (12-42 В), защитное заземление (4-10 Ом), устройство защитного отключения ^[19].

Для защиты от поражения электрическим током персонала необходимо использовать следующие средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), резиновые коврики, изолирующие подставки.

Взрывоопасность и пожароопасность

Хранение и перемещение нефти и нефтепродуктов представляет значительный риск возникновения пожара и взрыва в силу того, что по своей природе нефтепродукты огнеопасны и горючи. Особенно это касается накопленных паров в резервуарах хранения. К потенциальным источникам возгорания относятся искры из-за статического электричества, молнии и открытый огонь.

Работы по зачистке резервуаров на объектах магистральных нефтепроводов должны выполняться с соблюдением РД 13.220.00-КТН-575-06

«Правила пожарной безопасности на объектах магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть» и дочерних акционерных обществ», РД 153-39ТН- 012-96 «Инструкции по пожаровзрывобезопасной технологии очистки нефтяных резервуаров», РД 153-39 ТН 013-96 «Инструкции по обеспечению пожаровзрывобезопасности эксплуатации и ремонта нефтяных резервуаров резервуарных парков магистральных нефтепроводов».

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

Оборудование должно соответствовать стандартам проектирования, целостности и операционной деятельности для исключения происшествий катастрофического масштаба и предотвращения накопления статического электричества.

У резервуаров хранения должна иметься надлежащая вторичная обваловка. Все элементы инфраструктуры должны проходить регулярную проверку и техническое обслуживание.

В организациях должны иметься хорошо разработанные системы управления пожарным риском и планы ликвидации аварии.

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением.

Резервуарный парк относится:

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

С целью обеспечения взрывопожаробезопасности в резервуарных парках для паров углеводородов установлена предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация ПДВК= 2100 мг/м³ [14].

Персоналу иметь средства индивидуальной защиты. Первичные средства пожаротушения:

- кошма, войлочное, или асбестовое полотно размером 2x1,5м – 4 шт.;

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

- огнетушители порошковые ОП-10, или воздушно-пенные емкостью по 10 л.- по 10 шт. и углекислотные ОУ-8 – 5 шт., или один огнетушитель ОП-50;
- лопаты – 2 шт.;
- ящики с песком объёмом не менее 2 м³.

4.3. Экологическая Безопасность

Резервуарные парки оказывают различное негативное воздействие на окружающую среду. Основными причинами загрязнения являются: *выбросы вредных веществ в атмосферу, загрязнение грунтов и подземных вод нефтесодержащими отходами.* [24]

Основные виды возможного воздействия проводимых работ на окружающую среду представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Воздействие работ на окружающую среду

	Источники	Нормирование	Методы защиты
Воздействие на атмосферу	Выбросы паров и газов в атмосферу, связанные с закачкой и откачкой жидкости и суточными колебаниями температуры окружающего воздуха	Контроль за содержанием вредных веществ проводят по ГН 2.1.6.1338-2003 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест» и СанПиН 2.1.7.1322-2003 «Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления».	1) улучшение герметизации емкостей; 2) снижение абсолютных значений температуры газового пространства резервуара и хранимых продуктов, а также уменьшением амплитуды их колебаний; 3) уменьшением объема газового пространства в резервуаре; 4) улавливанием паров углеводородов, образующихся в резервуарах.

Воздействие на гидросферу	Зачистка резервуаров; смыв производственных площадок; сброс подтоварных вод из резервуаров, утечки из технологического оборудования	Контроль предельно допустимых концентраций вредных веществ в водных объектах проводят согласно ГН 2.1.5.689-98 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования»	1) выработка и внедрение безводных технологических процессов; 2) усовершенствование существующих процессов; 3) выработка и внедрение совершенного оборудования; 4) повторное использование очищенных сточных вод в оборотных и замкнутых системах.
Воздействие на литосферу	Неплотности запорной арматуры, фланцевых и муфтовых соединений, сварных стыков; утечки вследствие коррозионных повреждений резервуаров; продукты зачистки резервуаров; неправильная утилизация получаемого при очистке резервуаров нефтяного осадка.	Допустимые концентрации химических веществ в почве нормируются согласно ГН 2.1.7.2042-06 «Ориентировочно допустимые концентрации (ОДК) химических веществ в почве»	Для предотвращения загрязнения почвы при разливах, отборе проб нефти из резервуаров и ремонтах необходимо устраивать закрытые дренажи в заглубленные резервуары с автоматической откачкой нефти. Должен осуществляться постоянный надзор за герметичностью технологического оборудования, сальниковых устройств, фланцевых соединений, съемных деталей, люков и т.п.

4.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, катастрофы, опасного природного процесса, стихийного бедствия, которая приводит к человеческим жертвам, наносит ущерб здоровью населения и природной среде, а также вызывает значительные материальные потери и нарушение условий жизни людей. [20] При выполнении зачистных работ в резервуаре может возникнуть аварийная ситуация, связанная с повышением загазованности, загоранием и взрывом внутри резервуара, разливом нефти и т.п.

Работники, производящие зачистку, в случае возникновения аварийной ситуации, должны немедленно покинуть резервуар, сообщить в пожарную охрану, руководству предприятия.

Порядок действия персонала резервуарного парка при возникновении аварийной ситуации должен быть определен в выписке из плана ликвидации аварий, разработанного на предприятии.

Работы по зачистке должны быть прекращены по требованию ответственного за проведение зачистки, начальника цеха, представителя службы техники безопасности, представителей инспектирующих органов.

В случае появления у работника признаков отравления, ответственный за проведение зачистки должен дать указание немедленно прекратить работы, срочно эвакуировать пострадавшего из резервуара для оказания первой помощи, а при необходимости отправить его в лечебное учреждение. Дальнейшие работы по зачистке могут возобновиться только после устранения причин, вызвавших отравление работника.

Вывод по разделу

В данном разделе ВКР были рассмотрены следующие вопросы: производственная безопасность, экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях. В рамках этих вопросов был произведен анализ вредных и опасных производственных факторов, виды и степень воздействия объекта на окружающую среду, рассмотрены возможные ЧС.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						96
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе проанализированы существующие и наиболее распространенные способы очистки резервуаров от остатков нефти и нефтепродуктов, и их отложений. Сравнительный анализ показал, что наиболее эффективным методом является мобильный комплекс МегаМАКС. Он отличается от других комплексов высоким качеством очистки резервуаров, высоким качеством очистки углеводородов, воды, мехпримесей, а также полной энергонезависимостью и самыми короткими сроками развертывания-свертывания и мойки резервуара. Однако недостатком этого комплекса является высокая стоимость.

Для повышения эффективности работы комплексов в целом, и МегаМАКСа в частности, предложено применять специальные реагенты, такие как нанодезэмульгаторы и флокулянты, которые позволяют улучшать очистку как самого резервуара, так и извлекаемого нефтепродукта, а также применение дополнительного оборудования и модернизированных моющих головок, позволяющего увеличивать производительность комплекса в целом. Также не маловажную роль на качество проведение работ по очистке играет нагревание моющей смеси, что позволяет эффективно разжижать и удалять тяжелые и парафинистые осадки. Следовательно, необходимо нагревание разжижающего агента перед подачей его в резервуар.

Расчет стенки резервуара на прочность, который включает в себя проверочный расчет прочности стенки резервуара, расчет устойчивости стенки резервуара, расчет на остаточную прочность стенки резервуара, а также оценку ресурса стенки резервуара, показал, что для резервуара типа РВС и объемом 20000 м³, изготовленного из стали марки 09Г2С-12, выполняются все условия прочности. Минимальный срок службы, рассчитанный при условии частоты заполнения равной 48 циклам в год, составляет 38 лет.

					Заключение			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Мовсесян А.Ю.		06.06.2022	Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.		06.06.2022			97	100
Консульт.								
Руководи- тель ООО		Брусник О.В.		06.06.2022		ТПУ гр. 2Б8А		

Список использованной литературы

[1] РД 153-39.4-078-01 Правила технической эксплуатации резервуаров.

[2] 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.

[3] 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.

[4] Исследование состояния днища вертикального стального резервуара, анализ методик диагностики его состояния и выявления причин его деформации / П.В. Бурков, С.П. Буркова, В.Ю. Тимофеев, А.А. Алёшкина, А.А. Ащеулова // Вестник КузГТУ. – 2013. – №4. – С. 79-81.

[5] ГОСТ 1510-84. Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение.

[6] Сентюрова, М. В. Технология дооткачки асфальтопарафинистых отложений из стальных вертикальных резервуаров без ухудшения товарных качеств нефти / М. В. Сентюрова, Н. А. Демьянова // [Электронный ресурс]: <http://conf.sfu-kras.ru/sites/mn2013/section076.html>, свободный.

[7] Некрасов В.О., Левитин Р.Е. Новое устройство для повышения эксплуатационных свойств вертикальных стальных резервуаров // Фундаментальные и прикладные исследования. – № 13. – 2014. – С. 223- 228.

[8] Majumder S.K., Gamajet 8 Owner's Manual. / Hydrocarbon Processing. – 1980. – v. 60 – № 1. – р. 2-3.

[9] Гималетдинов Г.М., Саттарова Д.М. Способы очистки и предотвращения донных отложений в резервуарах. Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. // Сб. научных трудов ИПТЭР. – 2013. – С.23-24.

					Список использованной литературы			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Мовсесян А.Ю.		06.06.2022	Список использованной литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.		06.06.2022			98	100
Консульт.								
Руководитель ООО		Брусник О.В.		06.06.2022		ТПУ гр. 2Б8А		

[10] Штин, И.В. Технология размыва донных отложений в резервуарах типа РВС / И.В. Штин, Б.Г. Хохряков, С.И. Бокалов // Трубопроводный транспорт нефти. – 2001. – №12. – С. 2-5.

[11] Валиев М.Р. Современные способы очистки полости резервуаров вертикальных стальных от донных отложений // Проблемы геологии и освоения недр. – 2012. – №18. – С. 13-14.

[12] Дугарова Е. К. Очистка полости вертикальных стальных резервуаров от донных отложений применением веерных сопел СВК-ЭН // Проблемы геологии и освоения недр: труды XX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета. – Томск: Изд-во ТПУ, 2016. – Т. 2. – С. 909-911.

[13] А.С. 6342415 (СССР). Способ очистки емкостей от загрязнений нефтепродуктами № 2445948 // А.И. Шаханов. – заяв. 19.01.77. – опубл. 15.11.78. – 1978. – № 42.

[14] Драцковский К.М., Евтихин В.Ф., Николаев В.Н. Очистка нефтяного резервуара с плавающей крышей // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – М.: ЦНИИТЭнефтехим. – №1. – 1981. – С. 10-12.

[15] СП 20.13330.2011 Нагрузки и воздействия.

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

[17] РД 153-112-017-97 Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса РВС.

[18] ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.

[19] ГОСТ Р 12.4.296-2013 Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных).

[20] ППБО 116-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности».

[21] ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

[22] Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.

					Список использованной литературы	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

[23] СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

[24] ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

[25] ГОСТ 17.2.1.03-84 Охрана природы (ССОП). Атмосфера.

[26] СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

[27] СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование.

[28] ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

[29] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

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

[31] СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.

[32] ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

[33] ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

[34] ПОТ Р М-027-2003 «Межотраслевые правила по охране труда на автомобильном транспорте».

[35] РД 153-39ТН-012-96 «Инструкция по пожаровзрывобезопасной технологии очистки нефтяных резервуаров».

[36] ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). «Пожарная безопасность. Общие требования» (с Изменением N 1).

[37] ППБ-01-93 «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации»

[38] РД 153-39ТН-012-96 «Инструкция по пожаровзрывобезопасной технологии очистки нефтяных резервуаров»

[39] ВНИПБ 2000 «Пожарная охрана объектов транспортировки нефти».

					Список использованной литературы	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		