

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Применение современных методов очистки РВС от донных отложений»

УДК 621.642.3-025.71-034.14-776

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Д	Хомяк Андрей Романович		13.06.2019

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Бурков Петр Владимирович	д.т.н.		13.06.2019

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Трубникова Н.В	д.и.н., доцент		13.06.2019

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.			13.06.2019

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник Олег Владимирович	к.п.н.		13.06.2019

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Д	Хомяк Андрею Романовичу

Тема работы:

«Применение современных методов очистки РВС от донных отложений»

Утверждена приказом директора (дата, номер) от 26.04.2019 г. №3350/с

Срок сдачи студентом выполненной работы: 13.06.2019г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(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.).

Резервуары вертикальные стальные, служащие для приема, накопления, кратковременного хранения, измерения объема, учета и сдачи нефти. Технологии очистки резервуаров вертикальных стальных от донных отложений.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов

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

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

Перечень графического материала

(с точным указанием обязательных чертежей)

Таблицы:

- 1) Комплексы по очистке резервуаров
- 2) Максимальные кольцевые напряжения стенки
- 3) Карта сегментирования рынка услуг по разработке средств очистки РВС
- 4) Технические характеристики насосов ЦНСН 13-70, ЦНСН 38-66, ЦНСН 60-99
- 5) Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)
- 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 заработной платы
- 12) Отчисления во внебюджетные фонды
- 13) Бюджет затрат на исследование
- 14) Сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта
- 15) Сравнительная эффективность разработки

Рисунки:

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

					Задание на выполнение ВКР	Лист
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

	20) Отделение механических примесей 21) Емкость для отмытого нефтепродукта 22) Система BLABO 23) Установка МегаМАКС 24) Мини трактор для сбора особо тяжелых шламов
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Трубникова Н.В., профессор ОСГН
«Социальная ответственность»	Черемискина М.С., ассистент

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.12.2018 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Бурков Петр Владимирович	Д.Т.Н.		15.12.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б4Д	Хомяк Андрей Романович		15.12.2018

					Задание на выполнение ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Д	Хомяк Андрей Романович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов их переработки»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Виды и стоимость ресурсов: Материально-технические ресурсы: 190007 руб. Человеческие ресурсы: 2 человека, общая стоимость суммы зарплат и отчислений на социальные нужды – 134786,6 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	2. Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: 30% премии; 20% надбавки; 18% дополнительная заработная плата; 16% накладные расходы; 1,3 районный коэффициент.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	3. Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 27,1%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Анализ конкурентных технических решений
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	2. Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; разработка графика Ганта; определение затрат и капиталовложений в проведение исследования
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	3. Определение интегрального показателя эффективности научного исследования. Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Альтернативы проведения НИ
4. График проведения и бюджет НИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН ТПУ	Трубникова Н.В.	д.и.н.		15.12.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Д	Хомяк А.Р.		15.12.2018

					Задание «Финансовый менеджмент»	Лист
						6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Д	Хомяк Андрей Романович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов их переработки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеосостояния, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	1. Рабочее место: Открытые площадки резервуарных парков на территории НПС. Объектом исследования являются способы удаления твердых отложений из резервуаров вертикальных стальных типа РВС, предназначенных для хранения приема, накопления, хранения и выдачи жидкостных и смазочных материалов, прежде всего нефтепродуктов и воды
2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме	2. ГН 2.1.6.1338-2003 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест» СанПиН 2.1.7.1322-2003 «Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления» ГН 2.1.5.68998 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования» ГН 2.1.7.204206 «Ориентировочно допустимые концентрации (ОДК) химических веществ в почве»

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	1. Проанализировать вредные факторы: - превышение уровня шума при работе устройств и комплексов по очистке; - воздействие климатических условий; - повышенная влажность и загазованность воздуха рабочей зоны при нахождении работника внутри резервуара; - недостаточная освещенность рабочей зоны внутри резервуара и при работе в темное время суток. - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты.
--	---

2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	2. Проанализировать опасные факторы: - движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные); - повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования и материалов; - взрывоопасность; - пожароопасность; - поражение электрическим током
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	3. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	4. Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	5. Специальные правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.			15.12.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Д	Хомяк А.Р.		15.12.2018

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 99 с., 24 рисунка, 16 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 низкого давления.

Цель работы – Анализ технологических процессов очистки нефтяных резервуаров с применением различных мобильных комплексов и выбор 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
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Термины и определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

нефтехранилище: Промышленный объект для хранения нефти или нефтепродуктов.

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.

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

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

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.

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

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

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

					Термины и определения	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 патрубок;

ПРУ – приемо-раздаточное устройство;

ПСП – приемо-сдаточный пункт;

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

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

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

РВСПК – резервуар вертикальный стальной цилиндрический с плавающей крышей;

РП – резервуарный парк;

СГС – струйный гидравлический смеситель;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

СПБ – служба пожарной безопасности;

СРДО – система размыва донных отложений;

ТД – техническая документация;

					Обозначения и сокращения	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	13
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАССМАТРИВАЕМОМ СООРУЖЕНИИ.....	15
2. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ. МЕХАНИЗМ ОБРАЗОВАНИЯ ТВЕРДЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РЕЗЕРВУАРАХ	26
2.1 Состав и свойства нефти.....	26
2.2 Твердые отложения	27
3. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ СПОСОБОВ БОРЬБЫ С ОТЛОЖЕНИЯМИ В НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ	30
3.1. Удаление отложений из резервуаров	30
3.1.1. Зачистка резервуаров ручным способом	30
3.1.2 Очистка резервуаров гидромеханическим методом	32
3.1.3 Очистка резервуаров гидрохимическим методом	37
3.1.4 Очистка резервуаров с помощью микроорганизмов.....	38
3.1.5 Разжижение и перемешивание осадков с помощью теплоносителя	41
3.2. Способы предотвращения образования и накопления отложений в резервуарах.....	42
4. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОЧИСТКИ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РЕЗЕРВУАРАХ.....	46
4.1 Мобильный комплекс МКО – 1000	46
4.2 Система BLABO от ORECO – очистка трудно очищаемых резервуаров ..	50
4.3 Комплекс «МегаМАКС» по очистке хранилищ нефти и нефтепродуктов от донных осадков.....	51
4.4 Комплекс Техноспас	53
4.5 Комплекс КОР-1М	54
5. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	56
6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	65
7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	81
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	92
Список использованной литературы.....	93

ВВЕДЕНИЕ

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).

Стоит также отметить, что качество нефтепродуктов, хранимых в резервуаре, напрямую зависит от технического состояния резервуара и от того, насколько тщательно проведена зачистка его перед поступлением в него нового вида продукта.

Зачистка резервуаров от остатков нефтепродуктов проводится в соответствии с нормативными документами РД 153-39.4-078-01, РД 16.01-60.30.00 регламентирующими порядок выполнения работы по зачистке резервуаров с соблюдением требований охраны труда, а также экологической и пожарной безопасности.

Проведение очистки необходимо не только для дальнейшей эксплуатации резервуара, но и для сохранения его целостности. Внутренняя коррозия резервуаров часто происходит в результате активности микроорганизмов. Скопление воды приводит к росту популяции бактерий и появлению коррозионных процессов. Наличие отложений усугубляет развитие очагов коррозии и приводит к ускоренной потере металла – это является главной проблемой при хранении нефти в резервуаре [1].

					Введение		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Хомяк А.Р.			Введение	Лит.	Лист
Руковод.		Бурков П.В.					13
							99
Руководитель ООП		Брусник О.В.				ТПУ гр. 3-2Б4Д	

В настоящее время существует большое количество различных методов и оборудования, благодаря которому обеспечивается зачистка нефтяных резервуаров различной вместимостью.

Актуальность данной работы обоснована необходимостью усовершенствования способов очистки с целью сокращения затрат, трудоемкости и повышения качества очистки как самого резервуара, так и извлекаемых из него остатков углеводородов.

Таким образом, целью данной выпускной квалификационной работы является анализ эффективности современных способов очистки резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов.

Для реализации поставленной цели, в работе решаются такие задачи:

- изучение процесса хранения нефти в резервуарах;
- систематизация современных способов очистки резервуаров;
- определение наиболее эффективного способа очистки;
- определение возможных способов повышения эффективности очистки резервуаров.

					Введение	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАССМАТРИВАЕМОМ СООРУЖЕНИИ

Резервуары предназначены для приема, хранения, выдачи нефтепродуктов и воды, а также других жидкостей, в различных климатических условиях.

Резервуары классифицируются по следующим основным характеристикам:

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

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

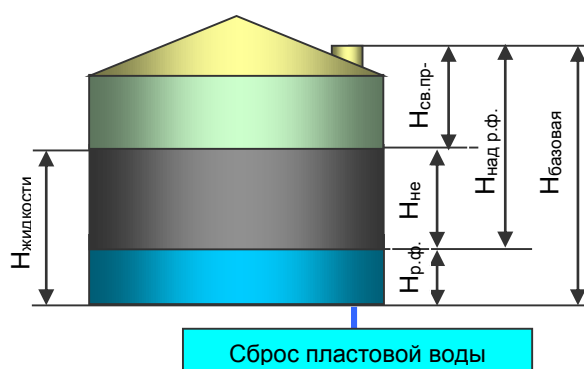


Рисунок 1 – Типовая схема технологического резервуара

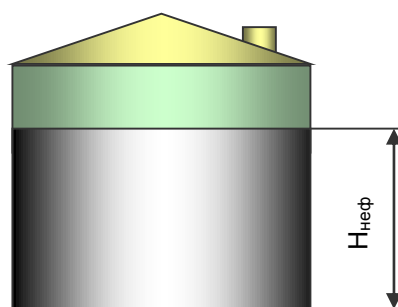


Рисунок 2 – Типовая схема товарного резервуара

					Общие сведения о рассматриваемом сооружении		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Хомяк А.Р.				Основная часть	Лит.	Лист
Руковод.	Бурков П.В.						15
							99
Руководитель ООП	Брусник О.В.					ТПУ гр. 3-2Б4Д	

Немаловажную роль играет расположение резервуара на местности, которое определяется климатическими и геокриологическими факторами, зависящие от района размещения и различных условий эксплуатации [2]. По расположению нефтяные резервуары подразделяют на:

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

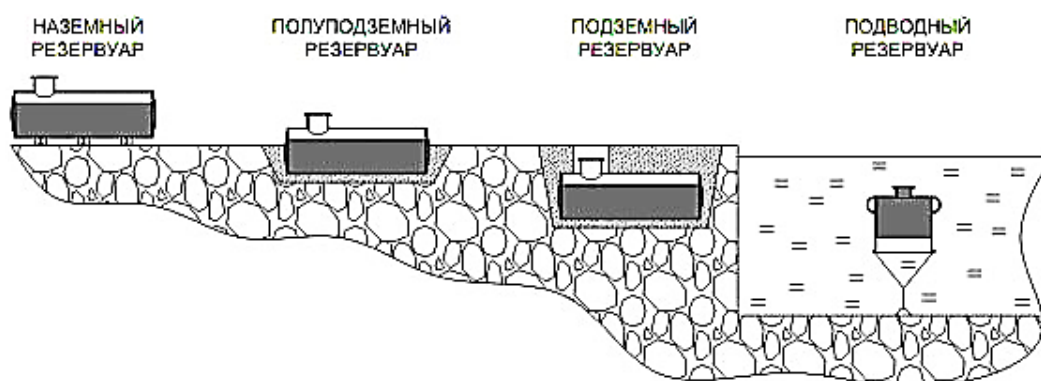


Рисунок 3 – Расположение резервуара на местности

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

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

Подземный резервуар – резервуар, у которого наивысший возможный уровень жидкости находится на 0,2 м ниже плановой отметки прилегающей территории. Считается, что хранение нефти и нефтепродуктов в подземных резервуарах характеризуется наибольшей безопасностью, так как аварии с несущими конструкциями одного резервуара, взрыв его или пожар не могут угрожать рядом стоящим резервуарам и, соответственно, не подвергают загрязнению окружающую природную среду.

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

По материалу изготовления нефтяные резервуары подразделяют на металлические и железобетонные. Как правило, наземные резервуары сооружают металлические, так как сталь обеспечивает коррозионную стойкость, непроницаемость, устойчивость перед химическими воздействиями и т.д., а подземные и полуподземные – железобетонные, в основном использующиеся для вязких и застывающих продуктов. Подводные резервуары изготавливают как из металла, так и из эластичных синтетических материалов. Такие резервуары не оснащаются днищами, так как нефть и вода абсолютно несмешиваемые жидкости, и поэтому нефть может спокойно и надежно лежать на водяной «подушке» в куполе резервуара [2]. На объектах магистральных трубопроводов применяются 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
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Резервуары с плавающим понтоном.

Понтон – оборудование, предназначенное для резервуаров со щитовым покрытием с целью снижения потерь, хранящихся в них легкоиспаряющейся нефти/нефтепродуктов. Понтон, плавающий на поверхности жидкости, уменьшает площадь испарения по сравнению с обычным резервуаром, благодаря чему резко снижаются потери от испарения (в 4 – 4,5 раз). Понтон представляет собой диск с поплавками, обеспечивающими его плавучесть. Между понтоном и стенкой резервуара предусмотрен зазор шириной 100 – 300 мм во избежание заклинивания понтона вследствие неровностей стенки. Зазор перекрывается, уплотняющими герметизирующими затворами. Известны несколько конструкций затворов, однако наибольшее применение получил затвор из прорезиненной ткани, профили которой имеют форму петли с внутренним заполнением затвора (петли) упругим материалом. Без затвора работа понтона мало эффективна[4].

Плавающие понтоны по применяемым материалам различают двух типов: металлические и из синтетических пенопластовых или пленочных материалов. На рисунке 1.1 показана 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 оснащен 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 применять облегченные конструкции из синтетических, пленочных материалов.

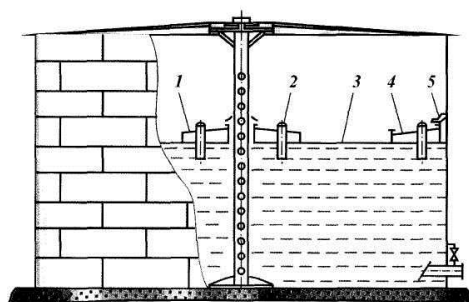


Рисунок 4 – Резервуар с металлическим понтоном

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

Резервуары с плавающей крышей.

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

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

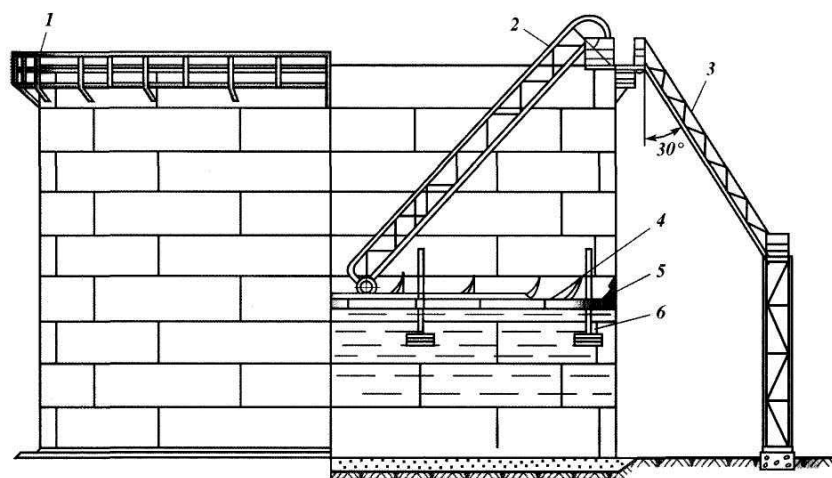


Рисунок 5 – Резервуар с плавающей крышей

На рисунке 5 показано оборудование резервуара объемом до 50 000 м³ с плавающей крышей, предназначенного для хранения нефти и снабженного устройством для предотвращения 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 также размещены электроприводные винтовые мешалки, предназначенные для предотвращения выпадения осадков в «мертвых зонах» (площадах, находящихся за радиусом действия размывающих головок) и получения однородной смеси нефти [6].

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

Железобетонный резервуар.

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

Различают железобетонные резервуары монолитные (днище, корпус и покрытие имеют общий каркас из стальной арматуры) и сборно-монолитные (днище в виде монолитного блока, а корпус и покрытие из сборных плит). По способу сооружения железобетонные резервуары делят на наземные и заглублённые. Последние менее пожароопасные, что позволяет сократить расстояние между резервуарами и другими сооружениями, значительно уменьшает размеры резервуарного парка и трубопроводных коммуникаций.

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

Применение железобетонного резервуара по сравнению с металлическими резервуарами позволяет уменьшить в 2-3 раза расход металла, необходимого для их изготовления, повышает 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, днища 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 подразделяются на пространственные (панели двоякой кривизны) и плоские (из плит прямоугольной или трапецеидальной формы). Для повышения газонепроницаемости покрытия предварительно подвергают напряжению, а на поверхность насыпают слой грунта (200-250 мм) или наливают воду (150 мм, покрытие с водяным экраном). При хранении тёмных нефтепродуктов водонепроницаемость достигается нанесением на поверхность плит слоя цемента, гидроизоляцией ковра (2 слоя рубероида) и грунта. Для хранения нефти и нефтепродуктов применяются цилиндрические железобетонные резервуары, вместимостью 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 днища резервуара устанавливается 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 земляных работ, значительные транспортные расходы по доставке

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

элементов резервуара и строительных материалов [6].

Сферические резервуары применяются для хранения сжиженных газов и жидкостей. Для хранения газов под высоким давлением они сооружаются многослойными. В России строятся сферические резервуары емкостью от 300 до 4000 м³, рассчитанные на давление 0,25 ÷ 1,8 Мн/см³ с внутренним диаметром от 9 до 20 м и толщиной стенки до 38 мм. Наибольшее распространение в нашей стране 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.

Такие хранилища создаются путем размыва (выщелачивания) соли водой через скважины, которые используются впоследствии при эксплуатации хранилища. Максимальный объем подземной емкости в России - 150 тыс. м³. 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 или используют специальные конструкции с понтоном или плавающей крышей.

Для технического использования и проведения технологических операций резервуар оснащается специальным оборудованием. Для обеспечения безопасной эксплуатации резервуар должен быть оснащен системами безопасности [5].

					Общие сведения о рассматриваемом сооружении	Лист
						22
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
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

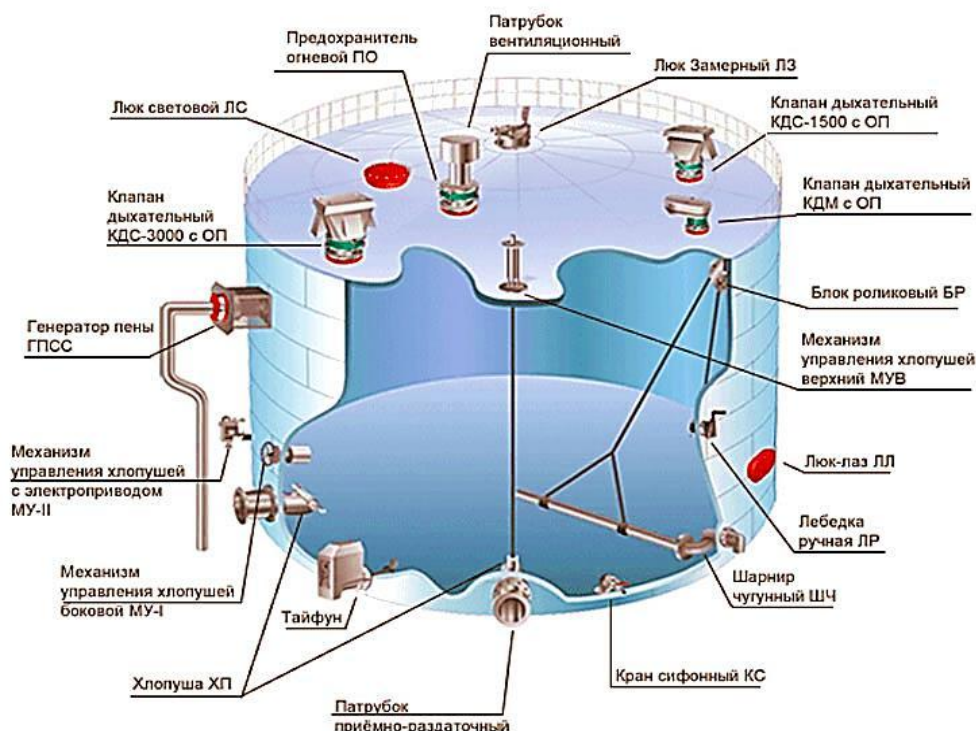


Рисунок 6 – Схема размещения оборудования резервуара

Днище резервуара имеет центральную часть и утолщенную кольцевую окрайку. Для листов окрайки должна применяться та же марка стали, что и для нижнего пояса стенки, или соответствующего класса прочности при условии обеспечения их свариваемости.

Центральную часть днища выполняют в виде рулонированных полотнищ. Полотнища, сваренные встык, сваривают внахлест. Полотнища центральной части днища сваривают с окрайкой внахлест (шириной не менее 60 мм) сплошным угловым швом сверху.

В ППР при разработке технологии сборки элементов днища, имеющего кольцо окрак, должно быть предусмотрено следующее:

- стыки между окрайками собираются с зазором клиновидной формы;
- сборку днища начинают с раскладки окрак в проектное положение и сварки стыков между ними на длине 200-250 мм в зоне расположения стенки;
- смещение кромок в стыках окрак не должно превышать 10% толщины листа при плотности прилегания к подкладным полосам с зазором не более 0,5 мм. Вмятины на окрайках, в зоне расположения стенки, не допускаются;

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

- величина усадки кольца окراек после сварки.

Стенка резервуара должна иметь основное кольцевое ребро жесткости, которое устанавливается в верхней части стенки, и одновременно служит опорной конструкцией для крыши.

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

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

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

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 ($83,5 \div 87 \%$) и водород ($11,5 \div 14 \%$). Среди других компонентов присутствует сера ($1 \div 6 \%$), азот ($0,001 \div 0,3 \%$), кислород ($0,1 \div 1,0\%$), 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 (H_2S), уголекислота (CO_2), азот (N_2), 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 нм^3 на 1 м^3 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.		Хомяк А.Р.			Основная часть	Лит.	Лист
Руковод.		Бурков П.В.					Листов
							26
							99
Руководитель ООП		Брусник О.В.			ТПУ гр. 3-2Б4Д		

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		27

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 7.

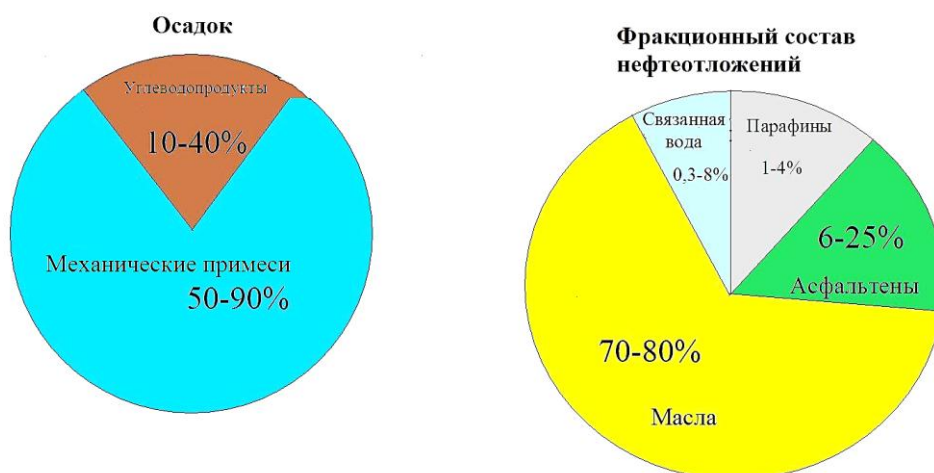


Рисунок 7 – Фракционный состав отложений

					Физико-химические свойства нефти. Механизм образования твердых отложений в резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

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.

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

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. Согласно существующим нормам, раз в 8-10 лет резервуар выводится из эксплуатации для проведения полного диагностического обследования. 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

					Анализ существующих способов борьбы с отложениями в нефтяных резервуарах		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Хомяк А.Р.			Основная часть	Лит.	Лист
Руковод.		Бурков П.В.					30
							99
Руководитель ООП		Брусник О.В.				ТПУ гр. 3-2Б4Д	

твердых остатков производится вручную буквально в смысле – с помощью лопат и носилок образца 1812 года.

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.

					Анализ существующих способов борьбы с отложениями в нефтяных резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

В целом этот способ зачистки, несоответствующий современному развитию техники, бесперспективен для применения в резервуарах.

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		32

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.

Механизированный способ удаления отложений с помощью размыва водой нашел применение в технологии очистки резервуаров фирмы «SUPERMAX».

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

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

том числе мазутных и нефтяных), применяется второй вариант, где струи нефти 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 размытого 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		34

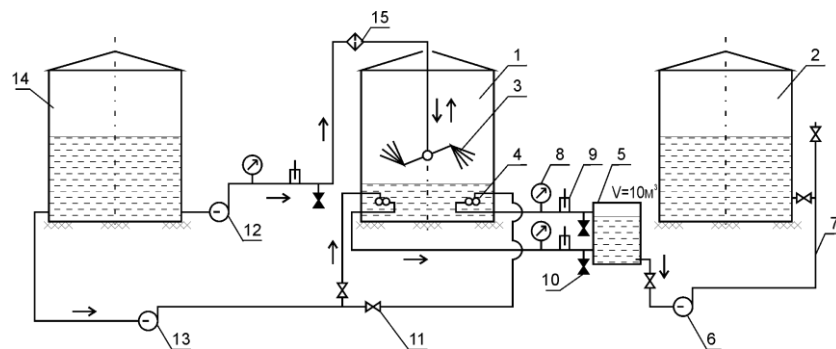


Рисунок 8 – Технологическая схема мойки струей нефти

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;

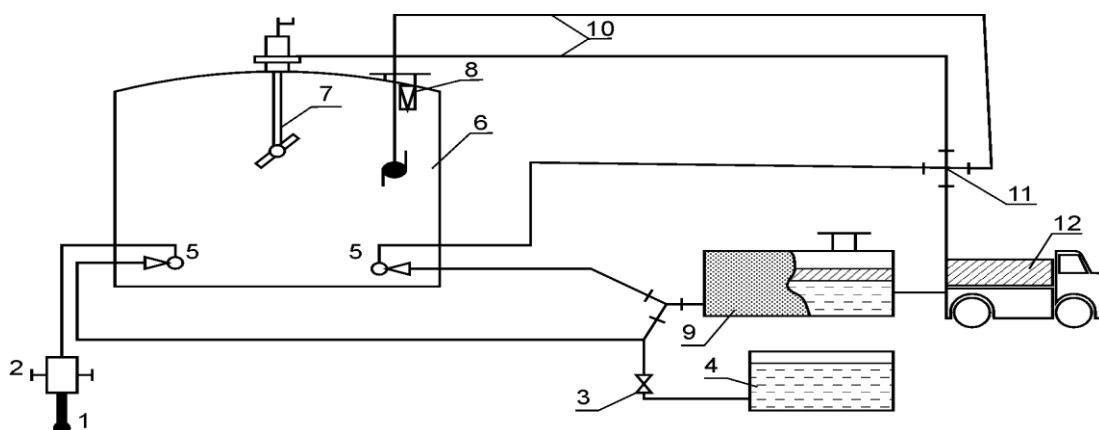


Рисунок 9 – Технологическая схема очистки резервуаров объемом 20000м³ и более с помощью моечных машинок ММС100 и ММПУ

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, т.е. (8 – 10 м). Эффективность очистки резервуара можно значительно

повысить, если укрепить моечные машинки на специальном поворотном устройстве. 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°С 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

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

жидкостью система с подобными характеристиками течения. Ее компактность и легковесность обеспечивают гибкое управление и маневренность. В дополнение к большому расходу жидкости, необходимому для очистки резервуаров больших размеров, установка НV–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. Для растворения его в воде и нагрева раствора до требуемой температуры осуществляют циркуляцию раствора по схеме: емкость для приготовления раствора –

					Анализ существующих способов борьбы с отложениями в нефтяных резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

центробежный насос-теплообменник – емкость для приготовления раствора. 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 углеводородов 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 углеводородов, 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. Адсорбция микроорганизмов изменяет свойства поверхности АСПО и адсорбированных клеток.

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		38

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 углеводородоокисляющими 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 углеводородоокисляющие 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 гудронообразных нефтепродуктов при создании благоприятных для деятельности углеводородоокисляющих микроорганизмов условий по общей

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

схеме:

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		40

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 (рисунок 10).

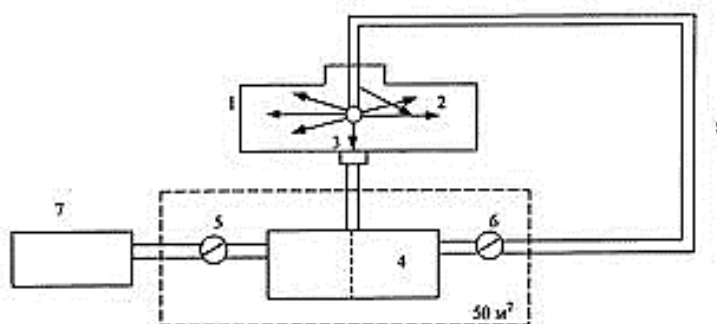


Рисунок 10 – Процесс зачистки одной емкости

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

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

отложений. Одновременно паровой конденсат, скапливаясь, формирует буферный слой.

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 пакуются и обезвреживаются 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 11) 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		42



Рисунок 11 – 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 (бензин, дизтопливо, нефть, нефтепродукты и т.п.), 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		43



Рисунок 12 – 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		44

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 13) [14].



Рисунок 13 – 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 крепкость 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		45

4. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОЧИСТКИ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РЕЗЕРВУАРАХ

4.1 Мобильный комплекс МКО – 1000

Мобильные комплексы МКО – 1000 (рисунок 14) 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 14 – 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.

					Современные технические средства очистки донных отложений в резервуарах		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Хомяк А.Р.			Основная часть	Лит.	Лист
Руковод.		Бурков П.В.					46
							99
Руководитель ООП		Брусник О.В.				ТПУ гр. 3-2Б4Д	



Рисунок 15 – 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		47



Рисунок 16 – Габариты комплекса

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



Рисунок 17 – 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 18 – Подключение к резервуару

					Современные технические средства очистки донных отложений в резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

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 19 – 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 20 – 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		49



Рисунок 21 – Емкость для отмытого нефтепродукта

4.2 Система VLBO от ORECO – очистка трудно очищаемых резервуаров

Система VLBO 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 VLBO 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 VLBO 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 22 – Система VLBO

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

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 в крыше резервуара;
- 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 при очистке от них любых хранилищ нефти и нефтепродуктов. МегаМАКС включает все необходимые для выполнения этой задачи технологические блоки и способен так же обеспечить энергией различное вспомогательное оборудование, используемое в очистных

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

работах.

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 23 – 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		52



Рисунок 24 – 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		53

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 проведения 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		54

- 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		55

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:

$$\sigma_x \leq \frac{y_c \cdot R_{un}}{y_m} \quad (1)$$

					Повышение эффективности очистки резервуаров	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

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 изготовления 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:

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

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

где P_S^H – нормативное значение избыточного давления, $P_S^H = 2,5$ 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		57

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

поверкой соотношения:

					Расчет стенки резервуара на прочность	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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 м² 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
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

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

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

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

$$\sigma_{\text{в}} = \frac{1106568 + 1423186,75 + 3,14 \cdot 22,8^2 (1500 + 600)}{2 \cdot 3,14 \cdot 22,8 \cdot 0,009} = 1,778 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Вычисляем критическое меридиальное напряжение.

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

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

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:

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

Затем вычисляем нижнее критическое напряжение в вертикальном сечении стенки:

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

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

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

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

Условие устойчивости выполняется.

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

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 предполагает уменьшение толщины листов с высотой резервуара: чем выше располагается пояс, тем меньше его толщина относительно первого пояса. Это приводит к возрастанию кольцевых напряжений в корпусе. Наибольшие значения имеют кольцевые напряжения, определяемые на уровне на 300 мм выше нижней кромки каждого пояса резервуара. Эти напряжения считаются наиболее опасными для корпуса резервуара.

В основу расчета стенки резервуара на остаточную стоимость заложены свойства стали, из которой изготавливаются листы стенки резервуара, а также данные полученные в результате проведения толщинометрии, которые отражают 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
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 2. В эту же таблицу вносим данные толщинометрии.

Таблица 2 – 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
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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		63

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
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

6.1 Планирование НИР

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).

Качество нефтепродуктов непосредственно зависит от технического состояния резервуаров и тщательной зачистки емкостей.

Зачистка резервуаров от остатков нефтепродуктов проводится в соответствии с нормативными документами РД 153-39.4-078-01, РД 16.01-60.30.00 регламентирующими порядок выполнения работы по зачистке резервуаров с соблюдением требований охраны труда, а также экологической и пожарной безопасности.

Проведение очистки необходимо не только для дальнейшей эксплуатации резервуара, но и для сохранения его целостности. Внутренняя коррозия резервуаров часто происходит в результате активности микроорганизмов. Скопление воды приводит к росту популяции бактерий и появлению коррозионных процессов. Наличие отложений усугубляет развитие очагов коррозии и приводит к ускоренной потере металла – это является главной проблемой при хранении нефти в резервуаре.

					Финансовый менеджмент		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Хомяк А.Р.				Финансовый менеджмент	Лит.	Лист
Руковод.	Бурков П.В.						Листов
Консульт.	Трубникова						65
Руководи- тель ООП	Брусник О.В.					ТПУ гр. 3-2Б4Д	
							99

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

6.1.1 Потребители результатов исследования

Продукт (результат НИР) – выявление более эффективного метода очистки донных отложений в резервуарах с экономическим обоснованием.

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. Для данного проекта целевым рынком являются нефтегазодобывающие предприятия такие как: "Газпром", "Роснефть", "Лукойл".

Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга). Можно применять географический, демографический, поведенческий и иные критерии сегментирования рынка потребителей, возможно применение их 75 комбинаций с использованием таких характеристик, как возраст, пол, национальность, образование, любимые занятия, стиль жизни, социальная принадлежность, профессия, уровень дохода. В зависимости от категории потребителей (коммерческие организации, физические лица) необходимо использовать соответствующие критерии сегментирования.

В данной работе сегментировать рынок услуг по очистке РВС можно по следующим критериям: размер компании и объем РВС (таблица 3).

Таблица 3 – 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.

6.1.2 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 4 – Технические характеристики насосов RID MAXI 300; RID MAXI 470; RID MAXI 600.

Насос	Подача (м3/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 5).

Таблица 5 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бн1	Бн2	Бн3	К1	К2	К3
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
2. Удобство в эксплуатации	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
3. Помехоустойчивость	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
4. Энергоэкономичность	0,04	5	4	5	0,2	0,16	0,2
5. Безопасность	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
6. Надежность	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
7. Простота эксплуатации	0,05	4	4	5	0,2	0,2	0,25
8. Возможность подключения в сеть ЭВМ	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
2. Уровень проникновения на рынок	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
3. Цена	0,07	4	3	5	0,28	0,21	0,35

4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,13	5	5	4	0,65	0,65	0,52
5. Послепродажное обслуживание	0,06	5	5	4	0,3	0,3	0,24
6. Наличие сертификации	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
ИТОГО	1	68	65	63	4,88	4,72	4,46

Где: Бн1 – Насос RID MAXI 300; Бн2 – Насос RID MAXI 450; Бн3 – Насос RID MAXI 600.

При оценке качества используется два типа критериев: технические и экономические. Веса показателей в сумме составляют 1. Баллы по каждому показателю оцениваются по пятибалльной шкале.

Конкурентоспособность конкурента К:

$$K = \sum B_i B_i$$

где B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Полученные результаты расчета сведены в таблицу 5. В строке «Итого» указана сумма всех конкурентоспособностей по каждому из приборов.

Опираясь на полученные результаты расчётов, можно сделать вывод что, насос RID MAXI 450 наиболее востребован и применим для комплекса МегаМАКС. Уязвимость конкурентов объясняется наличием таких причин, как высокая цена, сложность при эксплуатации, необходимость в более частой проверке агрегатов и меньший срок эксплуатации.

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

Основные этапы		№	Содержание работ		Должность
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

Финансовый менеджмент

Лист

68

	раб		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:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{min}i} + 2t_{\text{max}i}}{5}$$

где $t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\text{min}i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\text{max}i}$ – 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.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}$$

где $t_{ожi}$ – 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:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}$$

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

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

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности

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

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

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

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

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

$$t_{ожi} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 6}{5} = 3 \text{ чел} - \text{дня}$$

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

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

					Финансовый менеджмент	Лист
						70
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	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительность работ в календарных днях T_{ki}	
	$t_{min, чел-дни}$		$t_{max, чел-дни}$		$t_{ожі, чел-дни}$					
	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер
Составление и утверждение технического задания на проведение исследования	1		6		3		3		4	
Изучение нормативно- технической документации		4		7		5,2		5,2		8
Составление плана исследования	2		4		2,8		2,8		3	
Определение и расчёт нагрузок, воздействующих на трубопровод		5		10		7		7		10
Создание и расчёт математической модели трубопровода		12		18		14		14		21
Проведение диагностики		2		4		2,8		2,8		4
Разработка рекомендаций по снижению нагрузки на трубопровод		8		12		9,6		9,6		14
Оценка результатов исследования	3		5		3,8		1,9		3	3
Составление пояснительной записки		6		10		7,6		7,6		11

На основе таблицы 7 строим календарный план-график (для максимального по длительности исполнения работ).

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

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

проведению исследования

№	Вид работ	Испол- нители	Т _{кi} , кал. дни	Продолжительность выполнения работ											
				Фев.		Март			Апрель			Май			
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	Составление и утверждение технического задания на проведение исследования	Р	4												
2	Изучение нормативно- технической документации	И	8												
3	Составление плана исследования	Р	3												
4	Определение и расчёт нагрузок, воздействующих на трубопровод	И	10												
5	Создание и расчёт математической модели трубопровода	И	21												
6	Проведение вибродиагностики	И	4												
7	Разработка рекомендаций по снижению нагрузки на трубопровод	И	14												
8	Оценка результатов исследования	Р, И	3												
9	Составление пояснительной записки	И	11												

Обозначения:

	Руководитель
	Инженер

На основе данных графика можно сделать вывод, что продолжительность работ по исследованию напряжённо-деформированного состояния трубопровода займет 8 декад. Начало разработки проекта придется на вторую декаду февраля и закончится первой декадой мая.

Значение реальной продолжительности работ может оказаться как меньше посчитанного значения, так и больше, так как трудоемкость носит вероятностный характер.

Длительность выполнения проекта в календарных днях равна

- 10 дней (длительность выполнения проекта руководителем);
- 71 день (длительность выполнения проекта инженером).

6.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

					Финансовый менеджмент		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			72

При планировании бюджета проекта необходимо учесть все виды расходов, которые связаны с его выполнением. Для формирования бюджета проекта используется следующая группа затрат:

- материальные затраты проекта;
- затраты на специальное оборудование
- основная заработная плата исполнителей проекта;
- дополнительная заработная плата исполнителей проекта;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

6.3.1 Расчет материальных затрат исследования

К материальным затратам относятся: приобретаемые со стороны сырье и материалы, покупные материалы, канцелярские принадлежности, картриджи и т.п.

Таблица 9 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы $З_m$, руб.
Набор инструментов	шт	1	4880	4880
Перчатки	пара	2	91	182
Спецодежда	комплект	2	5600	11200
Каска	шт	2	250	500
Бумага для принтера формата А4 (500 листов)	пачка	2	270	540
Ручка шариковая	шт	4	25	100
Карандаш	шт	4	20	80
Краска для принтера	шт	1	600	600
Итого, руб.				18082

В сумме материальные затраты составили 18082 рубля. Цены взяты средние по городу Томску.

6.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения исследования

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, устройств и механизмов), необходимого для проведения диагностики.

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, руб.			Общая стоимость оборудования, 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	86500	195600	110200	86500	195600	110200
2	Ноутбук ASUS			1	1	1	38500	38500	38500	38500	38500	38500
	Трубопроводная обвязка			1	1	1	24500	24500	24500	24500	24500	24500
Итого:										149500	258600	173200

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

$$Z_{об1+дост} = Z_{об1} \cdot 1,15 = 149500 \cdot 1,15 = 171925 \text{ руб}$$

$$Z_{об2+дост} = Z_{об2} \cdot 1,15 = 258600 \cdot 1,15 = 297390 \text{ руб}$$

$$Z_{об3+дост} = Z_{об3} \cdot 1,15 = 173200 \cdot 1,15 = 199180 \text{ руб}$$

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.*

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_o}$$

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

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

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:

$$З_m = З_{mc} \cdot (1 + k_{np} + k_d) \cdot k_p$$

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

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

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

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

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:

$$З_{доп} = k_{доп} \cdot З_{осн}$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (принимаем равным 0,18).

Оклады взяты в соответствии с занимаемыми должностями ТПУ.

Расчет заработной платы руководителя (шестидневная рабочая неделя):

$$З_m = З_{tc} \cdot (1 + k_{np} + k_d) \cdot k_p = 27300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 53235 \text{ руб.}$$

$$З_{дн} = \frac{З_m \cdot M}{F_d} = \frac{53235 \cdot 10}{365 - 66 - 56} = 2191 \text{ руб.}$$

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_p = 2191 \cdot 7,7 = 16871 \text{ руб.}$$

$$З_{доп} = 0,18 \cdot 16871 = 3037 \text{ руб.}$$

Расчет заработной платы инженера (пятидневная рабочая неделя):

$$З_m = З_{tc} \cdot (1 + k_{np} + k_d) \cdot k_p = 16200 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 31590 \text{ руб.}$$

$$З_{дн} = \frac{З_m \cdot M}{F_d} = \frac{31590 \cdot 11}{365 - 117 - 28} = 1580 \text{ руб.}$$

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

$$З_{осн} = З_{он} \cdot T_p = 1580 \cdot 46,2 = 72996 \text{ руб.}$$

$$З_{доп} = 0,18 \cdot 72996 = 13139 \text{ руб.}$$

Результаты расчета по заработной плате всех исполнителей проекта приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Расчет заработной платы

Исполнитель проекта	З _{тс} , руб.	к _{пр}	к _д	к _р	З _м , руб.	З _{дн} , руб.	Т _р , раб. дн.	З _{осн} , руб.	к _{доп} , руб.	З _{доп} , руб.	Итого, руб.
Руководитель	27300	0,3	0,2	1,3	53235	2191	7,7	16871	0,18	3037	19908
Инженер	16200				31590	1580	46,2	72996		13139	86135

В результате данных расчетов посчитана основная заработная плата у исполнителей проекта. Из таблицы 11 видно, что ставка руководителя наибольшая, но итоговая основная заработная плата получилась наибольшей у инженера, так как основная заработная плата зависит от длительности работы проекта

6.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды

Отчисления во внебюджетные фонды включают в себя установленные законодательством Российской Федерации нормы органов государственного социального страхования (ФСС), пенсионный фонд (ПФ) и медицинское страхование (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды:

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

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2019 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ (ред. От 19.12.2016) установлен размер страховых взносов равный 27,1 %.

В таблице 12 представлены результаты по расчету отчислений во внебюджетные фонды всех исполнителей.

Таблица 12 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель проекта	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	16871	3037
Инженер	72996	13139
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271	
Итого		
Руководитель	5395	
Инженер	23342,6	

6.3.6 Накладные расходы

Накладные расходы включают прочие затраты организации, которые не учтены в предыдущих статьях расходов: оплата услуг связи, электроэнергии, интернета и т.д.

Накладные расходы:

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}}$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимаем в размере 16 %.

$$З_{\text{накл}} = (З_{\text{м}} + З_{\text{об}} + З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}} + З_{\text{внеб}}) \cdot 0,16$$

$$З_{\text{накл}1} = (18082 + 171925 + 89867 + 16176 + 28737,6) \cdot 0,16 = 51966 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{накл}2} = (18082 + 297390 + 89867 + 16176 + 28737,6) \cdot 0,16 = 72040 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{накл}3} = (18082 + 199180 + 89867 + 16176 + 28737,6) \cdot 0,16 = 56327 \text{ руб.}$$

6.3.7 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 13.

Таблица 13 – Бюджет затрат на исследование

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
1. Материальные затраты	18082	18082	18082	Пункт 2.4.1
2. Затраты на специальное оборудование	171925	297390	199181	Пункт 2.4.2
3. Затраты по основной заработной плате	89867	89867	89867	Пункт 2.4.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате	16176	16176	16176	Пункт 2.4.4

5. Отчисления во внебюджетные фонды	28737,6	28737,6	28737,6	Пункт 2.4.5
6. Накладные расходы	51966	72040	56327	16% от суммы ст.2.4.1-2.4.5
7. Бюджет затрат на исследование	376754	522293	408371	Сумма ст.2.4.1-2.4.6

Бюджет затрат проекта по исполнению №1 равен 376754 рублей, по исполнению №2 – 522293 рублей, по исполнению №3 – 408371 рублей.

6.4 Определение ресурсоэффективности проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

6.4.1 Определение интегрального финансового показателя

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

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

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

Φ – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ – максимальная стоимость исполнения научноисследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = \frac{\Phi_{p1}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{376754}{522293} = 0,72$$

Для 2-го варианта имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} = \frac{\Phi_{p2}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{522293}{522293} = 1$$

Для 3-го варианта имеем:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}3} = \frac{\Phi_{p3}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{408371}{522293} = 0,78$$

6.4.2 Определение интегрального показателя ресурсоэффективности

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
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

a_i – весовой коэффициент разработки;

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

Таблица 14 – Сравнительная оценка характеристик разрабатываемого проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Безопасность	0,2	5	5	5
2. Надежность	0,2	5	5	4
3. Долговечность	0,2	5	5	3
4. Удобство в эксплуатации	0,15	5	3	4
5. Ремонтопригодность	0,15	4	4	5
6. Энергоэкономичность	0,1	4	5	4
Итого	1,00			

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_{p-исп1} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,1 \cdot 4 = 4,75$$

$$I_{p-исп2} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 4 + 0,1 \cdot 5 = 4,55$$

$$I_{p-исп3} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 + 0,1 \cdot 4 = 4,15$$

6.4.3 Расчет интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки

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

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр.i}}$$

$$I_{исп.1} = \frac{4,75}{0,72} = 6,6$$

$$I_{исп.2} = \frac{4,55}{1} = 4,55$$

$$I_{исп.3} = \frac{4,15}{0,78} = 5,32$$

6.4.4 Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.
Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{cpi}$):

$$\mathcal{E}_{cpi} = \frac{I_{испi}}{I_{исп_min}}$$

$$\mathcal{E}_{cp1} = \frac{6,6}{4,55} = 1,45$$

$$\mathcal{E}_{cp2} = \frac{4,55}{4,55} = 1$$

$$\mathcal{E}_{cp3} = \frac{5,32}{4,55} = 1,17$$

Таблица 15 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,72	1,0	0,78
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,75	4,55	4,15
3	Интегральный показатель эффективности	6,6	4,55	5,32
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,45	1,0	1,17

Выводы

В результате выполнения данного раздела проведен анализ конкурентных технических решений, с помощью которого выбран наиболее подходящий насос для проведения откачки нефтешламов из РВС при их очистке, а именно RID MAXI 450. Бюджет затрат проекта с использованием насоса RID MAXI 300 равен 376754 рублей, с использованием RID MAXI 450 – 522293 рублей, с использованием RID MAXI 600– 408371 рублей.

Сравнение эффективности проведения исследования по каждому исполнению показало экономическую целесообразность реализации работ с помощью насоса RID MAXI 450, имеющего самый высокий показатель ресурсоэффективности $I_p = 4,75$.

На основании полученных результатов данного раздела делаем вывод о том, что технологический процесс очистки нефтяных резервуаров с применением различных мобильных комплексов является экономически обоснованным и оправданным.

Общее количество дней на выполнение исследования составляет 70 дней.

					Финансовый менеджмент	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данной бакалаврской работе рассматриваются различные технологии удаления твердых отложений из нефтяных резервуаров. Основным рабочим местом при производстве работ по очистке резервуаров с применением мобильных комплексов является территория резервуарного парка на нефтеперекачивающей станции. Все работы проводятся на открытом воздухе и в дневное время.

7.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды

Рассмотрим основные элементы производственного процесса (таблица 16), формирующие опасные и вредные факторы при удалении твердых отложений из резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000 м³. Резервуар металлический, каркасный, по форме – цилиндрический, по способу организации – со стационарной крышей и понтоном. Резервуар располагается на территории резервуарного парка на открытой местности.

7.1.1 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны

Постоянное отклонение метеоусловий на рабочем месте от нормальных параметров приводит к перегреву или переохлаждению человеческого организма и связанным с ними негативным последствиям:

- при перегреве – к обильному потоотделению, учащению пульса и дыхания, резкой слабости, головокружению, появлению судорог, а в тяжелых случаях – возникновению теплового удара;
- при переохлаждении возникают простудные заболевания, хронические воспаления суставов, мышц и др.

Работы ведутся в различных погодных условиях от минус 40°С до плюс 40°С.

					Социальная ответственность		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Хомяк А.Р.			Социальная ответственность	Лит.	Лист
Руковод.		Бурков П.В.					81
Консульт.		Черемискина					99
Руководи- тель ООП		Брусник О.В.				ТПУ гр. 3-2Б4Д	

Таблица 16 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при очистке РВС

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-88.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Очистка внутренней полости резервуара от донных отложений и остатков нефти	<i>Физические</i>		
		1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)	ГОСТ 12.1.003 -74 ССБТ [18]
		2. Поражение Электрическим током	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [18]
		3. Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте	ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ [21] ФЗ –от 22.07.2013г. №123 [22]
		4. Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов	СанПиН 2.2.4.54896 [23], ГОСТ 12. 1. 007 – 76 [24], ГОСТ 17. 2. 1. 0384 [25]
	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны		СанПиН 2.2.4.54896 [26] СНиП 41-01-2013 [27]
	2. Превышение уровней шума		ГОСТ 12.1.003–2014 [28] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [29]
	3. Недостаточная освещенность рабочей зоны		СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 [30] СП 52.13330.2011 [31]
	4. Поражение насекомыми		ГОСТ Р 12.4.296 2013 [19]
	<i>Химические</i>		
	1. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [32] ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [33]

Работающие на открытой территории в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами, работа должна быть организована таким образом, чтобы рабочие имели возможность периодически находиться в теплом помещении.

Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для

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

введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы, средства индивидуальной защиты.

7.1.2 Воздействие шумов

Превышение уровней шума возможно при работе компрессорных установок и агрегатов сепарации, входящих в состав комплекса МегаМАКС и системы BLABO®. Кроме того, значимым источником шума может служить дизельный агрегат питания, входящий в состав комплекса МегаМАКС.

Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе шум приводит к снижению внимания и увеличению ошибок при выполнении различных видов работ, замедляет реакцию человека на поступающие от технических устройств сигналы, угнетает центральную нервную систему (ЦНС), вызывает изменения скорости дыхания и пульса, способствует нарушению обмена веществ, возникновению сердечнососудистых заболеваний, язвы желудка, гипертонических заболеваний.

Рассматриваемое рабочее место является постоянным и находится на территории предприятия. В соответствии с ГОСТ 12.1.003-2014 [28] для рабочего места такого типа устанавливается эквивалентный уровень звука равный 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зонах с октавными уровнями звукового давления свыше 135 дБ в любой октавной полосе.

Основные методы борьбы с шумом согласно ГОСТ 12.1.029 [29]:

- снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
- средства индивидуальной защиты (беруши, наушники, ватные тампоны);
- соблюдение режима труда и отдыха;
- использование дистанционного управления при эксплуатации шумящего оборудования и машин.

					Социальная ответственность	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7.1.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны

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.

При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работы не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов [31]. Для освещения внутри резервуара должны применяться переносные светильники во взрывозащищенном исполнении напряжением не более 12 В [30].

7.1.4 Поражение насекомыми

При проведении работ в летнее время года возникает опасность в воздействие на здоровье человека различных видов насекомых, таких как, например, гнуса (комаров, мокрецов, мошек, слепней), блох, клещей и т.д., которые являются переносчиками возбудителей инфекционных заболеваний.

Для защиты работников от возможного негативного воздействия насекомых следует применять специальные средства индивидуальной защиты, такие как спецодежда и специальные средства, для обработки одежды и кожи.

Конструкция спецодежды должна обеспечивать защиту от клещей и насекомых за счет:

- плотного прилегания к телу пользователя по низу рукавов и брюк, горловине;
- отсутствия возможности проникновения клещей и насекомых к телу пользователя через застёжки или вентиляционные отверстия;
- наличия капюшона;
- возможности применения двухслойного (или многослойного) пакета одежды;
- других элементов, обеспечивающих защиту.

7.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производённой среды

7.2.1. Безопасность при эксплуатации машин и механизмов

Движение машин происходит при перевозе мобильных комплексов очистки к месту их работ и обратно. Основными причинами опасностей, аварий и несчастных случаев, связанных с эксплуатацией транспортных средств является нарушение требований правил дорожного движения на улицах и дорогах, а также во всех местах, где возможно движение транспортных средств, например, внутривозовские территории.

Для обеспечения безопасности во время передвижения машин по территории резервуарного парка и нефтеперекачивающей станции необходимо руководствоваться межотраслевыми правилами по охране труда на автомобильном транспорте ПОТ Р М-027-2003 [34].

В состав мобильных комплексов очистки входят компрессорные и сепарационные установки, которые в случае возникновения аварийной ситуации представляют собой серьёзную опасность для работников. Поэтому в целях обеспечения безопасности такие агрегаты должны быть закрыты от общего доступа специальными щитами и перегородками, предусмотренными конструкцией комплексов.

Для предотвращения несчастных случаев необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право.

7.2.2 Электробезопасность на рабочем месте

Статическое электричество образуется в результате ударов, трения двух диэлектриков друг о друга или о металлы. В случае с нефтяными резервуарами статическое электричество может накапливаться в процессе их наполнения или опорожнения или в процессе их мойки и чистки.

Опасность статического электричества заключается в возможности возникновения быстрого искрового разряда между частями оборудования или разряда на землю и в воздействие на человека.

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

Для обеспечения электростатической искробезопасности резервуаров необходимо [35]:

- заземлить все электропроводные узлы и детали резервуаров;
- исключить процессы разбрызгивания и распыления нефти;
- ограничить скорости истечения нефти при заполнении резервуаров и размыве донных отложений допустимыми значениями.

Заземляющие устройства для защиты от статического электричества следует, как правило, объединять с заземляющими устройствами для электрооборудования или молниезащиты. Величина сопротивления заземляющего устройства, предназначенного исключительно для защиты от статического электричества, допускается до 100 Ом.

Средства защиты от статического электричества должны соответствовать ГОСТ 12.4.124-83. В качестве индивидуальных средств защиты от статического электричества могут применяться:

- специальная антиэлектростатическая одежда;
- специальная антиэлектростатическая обувь;
- предохранительные антиэлектростатические приспособления (кольца и браслеты);
- антиэлектростатические средства защиты рук.

7.2.3 Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте

Образование взрывоопасной среды при эксплуатации и очистке резервуаров обусловлено двумя факторами:

Образование взрывоопасной смеси паров нефти и воздуха.

Горючие газы и пары легко воспламеняющихся жидкостей способны образовывать в смеси с кислородом воздуха взрывчатые смеси. Границы концентраций горючих паров в воздухе при которых возможен взрыв называются нижним и верхним пределом распространения пламени (НКПР и ВКПР).

С целью обеспечения взрывопожаробезопасности для всех веществ установлена предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация (ПДВК),

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

составляющая 5% величины НКПР.

Контакт пирофорных отложений с кислородом воздуха.

Для образования активных пирофорных соединений достаточно небольшого периода времени воздействия сероводорода на железо или его окислы. Поэтому удаление старых коррозионных отложений при очистке резервуаров и других аппаратов не может полностью предохранить их от пирофорных явлений. Полной гарантией против этих явлений может быть только предварительное удаление из нефти и нефтепродуктов сероводорода и элементарной серы.

Для предупреждения самовоспламенения пирофорных отложений необходимо периодически очищать внутреннюю поверхность резервуаров от продуктов коррозии.

Во время очистки внутреннюю поверхность резервуара необходимо непрерывно орошать (смачивать) водой.

Подготовительные работы к ремонту и ремонтные работы должны вестись с соблюдением требований РД 153-39ТН-012-96 «Инструкция по пожаровзрывобезопасной технологии очистки нефтяных резервуаров» [35].

Резервуарные парки и отдельно стоящие резервуары должны оснащаться системами пенного пожаротушения и водяного.

На территории резервуарного парка должны быть установлены знаки пожарной безопасности по НПБ160-97 для обозначения места расположения пожарного инвентаря, оборудования, гидрантов, колодцев и т.д., подходов к нему, а также для обозначения запретов на действия, нарушающие пожарную безопасность.

7.2.4 Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов

В процессе проведения работ по очистке резервуаров с применением того или иного оборудования возникает вероятность перегрева его механических частей и его поверхностей, что в свою очередь влечет за собой опасность получения работниками ожогов при соприкосновении с нагретыми

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

поверхностями.

Для оценки риска ожога при соприкосновении кожи с горячей поверхностью машины необходимо измерить температуру этой поверхности.

Организационные меры:

- предупредительные (предупредительные сигналы, индикация и звуковые сигналы тревоги);
- инструктаж, обучение;
- техническая документация, инструкции пользователю.

Меры персональной защиты: индивидуальное защитное снаряжение.

7.4 Охрана окружающей среды

В соответствии с Законом Российской Федерации «Об охране окружающей природной среды» от 19 декабря 1991 года вопросы охраны окружающей среды при эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз решаются как комплексная задача, обеспечивающая сочетание экологических и экономических интересов. Охрана окружающей среды при эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз состоит в:

- соблюдении действующих стандартов, норм и правил в области охраны окружающей среды;
- контроле степени загрязнения атмосферы, воды и почвы нефтью;
- контроле за утилизацией и своевременным удалением с территории твердых отходов;
- своевременной ликвидации последствий загрязнения окружающей среды;
- осуществлении мероприятий по сокращению загрязнения окружающей среды.

7.4.1 Анализ воздействия на атмосферу

К числу основных загрязняющих веществ, выбрасываемых из резервуаров, относятся углеводороды, образующиеся вследствие испарения нефти из резервуаров. Продукты испарения представляют собой тяжелый газ,

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

около 80 % массового состава которого представляют собой высшие углеводороды, в том числе около 45 % - пропан, 23 - 25 % - бутан, а 12 - 14 % - пентан, относящиеся при нормальных условиях к жидкостям.

При разработке норм предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу следует руководствоваться:

- 1) Законом РФ «Об охране окружающей природной среды»;
- 2) ГОСТ 17.2.3.02 – Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями [25];
- 3) «Нормами естественной убыли нефти при приеме, отпуске и хранении»;
- 4) «Методикой расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий» ОНД-86;
- 5) «Рекомендациями по оформлению и содержанию проекта нормативов предельно допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для предприятия».

7.4.2 Анализ воздействия на гидросферу

Производственно-дождевые сточные воды нефтеперекачивающих станций и нефтебаз перед сбросом их в водоемы и водотоки должны быть очищены.

Нормы предельно допустимого сброса загрязняющих веществ со сточными водами устанавливаются в разрешениях на специальное водопользование в соответствии с «Инструкцией о порядке согласования и выдачи разрешений на спецводопользование» НВН 33.5.1.02.

Обвалование резервуаров (группы резервуаров) должна быть всегда в исправном состоянии. При нарушении обвалования и гидроизоляции они должны быть восстановлены, особенно на территории, где существует угроза затопления их паводковыми водами.

7.4.3 Анализ воздействия на литосферу

Источниками загрязнения почвы нефтью на нефтеперекачивающих станциях магистральных нефтепроводов и нефтебазах являются:

- неплотности запорной арматуры, фланцевых и муфтовых соединений,

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

сварных стыков;

- утечки вследствие коррозионных повреждений резервуаров;
- продукты зачистки резервуаров.

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. При обнаружении течи в швах или в основном металле, а также в оборудовании и арматуре, резервуар (емкость) должен быть освобожден от продукта и подготовлен к ремонту.

Обвалование резервуара (или их группы) должно поддерживаться в исправном состоянии и чистоте.

7.5 Защита в чрезвычайных ситуациях

При очистке резервуара возможно возникновение ЧС техногенного характера. Одними из наиболее вероятных и разрушительных видов ЧС являются пожар или взрыв на рабочем месте. Пожарная безопасность резервуаров и резервуарных парков в соответствии с требованиями ГОСТ12.1.004-91 должна обеспечиваться за счет [36]:

- предотвращения разлива и растекания нефти;
- предотвращения образования на территории резервуарных парков горючей паровоздушной среды и предотвращения образования в горючей среде источников зажигания;
- противоаварийной защиты, способной предотвратить аварийный выход нефти из резервуаров, оборудования, трубопроводов;
- организационных мероприятий по подготовке персонала, обслуживающего резервуарный парк, к предупреждению, локализации и ликвидации аварий, аварийных утечек, а также пожаров и возгораний.

Организационно-технические противопожарные мероприятия при проведении очистки резервуаров должны выполняться с соблюдением

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

требований следующих документов – ГОСТ 12.1.004-91 [36], ППБ-01-93 [37], ППБО116-85 [20], РД 153-39ТН-012-96 [38].

Для работников, занятых очисткой и ремонтом резервуаров, должны быть разработаны должностные инструкции, инструкции по технической и пожарной безопасности и журнал учета работ по зачистке резервуара. В этом журнале должны также отмечаться уровни загазованности, величины зарядов статического электричества и величины ПДПН.

Резервуарные парки и отдельно стоящие резервуары должны оснащаться системами пенного пожаротушения и водяного охлаждения. Для обеспечения пожарной безопасности должна быть создана пожарная охрана согласно ВНПБ 2000 «Пожарная охрана объектов транспортировки нефти» [39], согласно которым определяется численность пожарной охраны и ее оснащение пожарной техникой.

7.6 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:

1) 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 21.07.1997г. с изменениями от 7.08.2000г.

3) Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014).

4) Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03.

5) Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.

6) ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда».

7) ОСТ 51.81.82 ССБТ «Охрана труда в газовой промышленности».

8) Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СНиП .21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г.

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

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 флоакулянты, 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.	Хомяк А.Р.				Заключение	Лит.	Лист
Руковод.	Бурков П.В.						92
Консульт.							99
Руководи- тель ООП	Брусник О.В.					ТПУ гр. 3-2Б4Д	

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. – p. 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	Список использованной литературы		
Разраб.	Хомяк А.Р.						
Руковод.	Бурков П.В.						
Консульт.							
Руководитель ООП	Брусник О.В.						
					Лит.	Лист	Листов
						93	99
					ТПУ гр. 3-2Б4Д		

[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-B.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
						94
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] ВНПБ 2000 «Пожарная охрана объектов транспортировки нефти».

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