

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технология очистки резервуаров вертикальных стальных»

УДК 622.692.23-025.71-034.14-776

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Мандзюк Максим Игоревич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рудаченко Александр Валентинович	К.Т.Н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОСГН, профессор	Трубникова Наталья Валерьевна	Д.И.Н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	К.П.Н, доцент		

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
<i>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</i>		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3и).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-г), (АВЕТ-3д).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазового промышленного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5,</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

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

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Мандзюку Максиму Игоревичу

Тема работы:

«Технология очистки резервуаров вертикальных стальных»
Утверждена приказом директора (дата, номер) №931/с 06.02.2019 г

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Резервуар вертикальный стальной типа РВС-3000, изготовленный для компании «Nord Imperial»; Изучение технологии и методов очистки вертикальных стальных резервуаров цилиндрических.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Обзор существующих конструкции РВС-3000, порядок проведения технической диагностики и резервуара перед проведением очистки; Технология проведения очистки, анализ возможных методов очистки для РВС-3000, литературный обзор по современным решениям

	очистки РВС, сравнительный анализ комплексов по очистке резервуаров; Расчет стенки исследуемого объекта на прочность и устойчивость; Анализ полученных результатов, разработка рекомендаций по очистке с целью обеспечения надежной эксплуатации; Разработка разделов «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» и «социальная ответственность»; Заключение и выводы по работе.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	Общая и структурная схемы резервуара вертикального стального объемом 3000 м ³ , фотографии исследуемого объекта.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Трубникова Наталья Валерьевна, профессор ОСГН
«Социальная ответственность»	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент ООД, ШБИП

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	05.03.2019

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		05.03.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Мандзюк Максим Игоревич		05.03.2019

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Мандзюку Максиму Игоревичу

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по г. Томску, оклады в соответствии с положением об оплате труда сотрудников НИ ТПУ Информационные ресурсы: фондовая литература Материально-технические ресурсы: 2288011 рублей Человеческие ресурсы: 2 человека, основная заработная плата 173378 рублей + затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы 18142 рубля
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	1,3 районный коэффициент; 16% накладных расходов
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления по страховым выплатам на основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность – 27,1 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT–анализа проекта
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Планирование и выделение этапов проекта. Составление календарного плана проекта. Формирование бюджета НИИ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Проведение оценки ресурсной, финансовой эффективности с помощью интегрального показателя ресурсоэффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. График проведения и бюджет НИ
4. 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	Трубникова Н.В.	д.и.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Мандзюк Максим Игоревич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Мандзюку Максиму Игоревичу

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, 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. Процесс удаления твердых отложений со дна резервуаров и внутренней части является опасным процессом. Откачка топлива, мойка емкости и дегазация с осушением влечет за собой риск возникновения чрезвычайных ситуаций, опасных и вредных производственных факторов.
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	2. Откачка внутренней полости резервуара от донных отложений и остатков нефти, очистка и дегазация резервуара.

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) и предлагаемых средств защиты.
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);	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.

– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	
3. Охрана окружающей среды: – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	3. Меры по снижению выбросов газов в атмосферу, методы утилизации производственных отходов при очистке РВС.
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. Защита в чрезвычайных ситуациях: - 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. В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют правовые, нормативные, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	8.02.2019
---	------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ООД ШБИП	Черемискина М.С.			8.02.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Мандзюк Максим Игоревич		8.02.2019

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
12.03.2019	<i>Обзор донных отложений и их свойств</i>	
26.03.2019	<i>Литературный обзор современных методов очистки и характеристика исследуемого объекта</i>	
16.04.2019	<i>Анализ технологического процесса очистки резервуаров и их методов</i>	
30.04.2019	<i>Расчет стенки резервуара на прочность и устойчивость РВС-3000</i>	
14.05.2019	<i>Финансовый менеджмент</i>	
21.05.2019	<i>Социальная ответственность</i>	
23.05.2019	<i>Заключение</i>	
25.05.2019	<i>Презентация</i>	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		

СОГЛАСОВАНО:

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

Определения и сокращения

Определения

Техническое диагностирование – комплекс работ по выявлению дефектов резервуара, которые снижают эксплуатационную надежность резервуара.

Нефтешлам – это смесь, состоящая из нефтепродуктов, механических примесей и воды.

Нефтяная эмульсия – эмульсия типа вода в нефти, в которых дисперсной средой является нефть, а дисперсной фазой - вода. Такая эмульсия гидрофобна: в воде она всплывает, а в бензине или других растворителях равномерно распределяется.

Резервуарный парк – комплекс взаимосвязанных отдельных или групп резервуаров для хранения или накопления жидких продуктов.

Дезэмульгатор – реагент, разрушающий эмульсию, образованную водой и нефтью.

Флоакулянт – вещество, вызывающее отделение мелкодисперсных частиц от жидкости, в которой они растворены.

Дегазация – процесс вентиляции, пропарки резервуаров и других методов с целью снижения концентрации углеводородов в резервуаре до величины, не превышающей взрывобезопасной концентрации.

Инфракрасная спектроскопия – метод контроля резервуаров, основанный на поглощении света молекулами вещества в инфракрасной области (Инфракрасное излучение).

Мехпримеси – механические примеси в нефти и нефтепродуктах, состоящие, в основном, из песка, глины, микрочастиц железа и минеральных солей.

					Технология очистки резервуаров вертикальных стальных						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.	Мандзюк М.И..				Определения и сокращения			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.	Рудаченко А.В.									11	102
Консульт.								НИ ТПУ ИШПР зр. 2Б5А			
Рук-ль ООП	Брусник О.В.										

Сокращения

НШ – нефтешлам;

АСПО – асфальтсмолопарафиновые отложения;

РВС-3000 – вертикальный стальной резервуар объемом 3000 м³;

УРДО – устройство размыва донных отложений;

ТМС – техническое моющее средство;

ПАВ – поверхностно активные вещества;

УВС – углеводородное сырье;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

СИЗ – средство индивидуальной защиты;

ПДВК – предельно допустимая взрывобезопасная концентрация;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ППР – проект производства работ.

ПЭП – пьезометрический преобразователь

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 102 с., 14 рисунков, 32 таблицы, 51 источник.

Перечень ключевых слов: резервуар, нефтяные донные осадки, нефтешламы, технология очистки, мобильный комплекс, техническое обслуживание.

Объектом исследования является резервуар вертикальный стальной объемом 3000 м³ компании «Nord Imperial»

Цель выпускной квалификационной работы заключается в анализе технологических процессов очистки нефтяных резервуаров.

Методы и методики проведения работ: Расчетная часть для резервуара вертикального стального выполнена в соответствии с ГОСТ 31385-2016 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия» и необходимыми нормативными актами по нагрузкам и воздействиям.

В процессе исследования проводились: литературный анализ некоторых современных методов и установок по очистке резервуаров, аналитический обзор технологий очистки резервуаров, оценка их применимости для исследуемого объекта и разработка рекомендаций по оптимальному выбору метода очистки для обеспечения надежной эксплуатации.

В результате исследования: выполнен расчет стенки резервуара на прочность и устойчивость, проверочный расчет прочности и устойчивости стенки резервуара, расчет на остаточную прочность стенки, а также проведена оценка ресурса стенки резервуара в условиях умеренно-холодного климата Томской области.

Область применения: резервуары вертикальные стальные Томской области.

Экономическая эффективность/значимость работы: проведена оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиций ресурсоэффективности и ресурсосбережения

					Технология очистки резервуаров вертикальных стальных						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.	Мандзюк М.И..				Реферат			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.	Рудаченко А.В.									13	102
Консульт.								НИ ТПУ ИШПР зр. 2Б5А			
Рук-ль ООП	Брусник О.В.										

Abstract

Graduation qualifying work consists of 102 pages, 14 pictures, 32 tables and 51 sources of references.

Keywords: reservoir, oil bottom sediments, oil sludge, refinement technology, mobile complex, maintenance operations.

The object of the study is a vertical steel reservoir of 3000 м³ of «Nord Imperial» company.

The purpose of graduation qualifying work is to analyze the technological processes of refinement vertical steel reservoirs.

Methods and methods of work: The calculation part for the vertical steel tank is made in accordance with GOST 31385-2016 "Vertical cylindrical steel tanks for petroleum and petroleum products. General technical conditions "and the regulation for loads and actions.

In the process of research, there were: a literary analysis of some modern methods and refinement installations, an analytical review of reservoirs cleaning technologies, an assessment of their applicability to the object under study and the development of recommendations on the optimal choice of a cleaning method to ensure reliable operation.

As a result of the study: a reservoir wall was calculated for strength and stability, a test calculation of tank wall strength and stability, a calculation for the wall's residual strength, and a tank wall life was estimated under conditions of a moderately cold climate in Tomsk Region.

Application field: vertical steel reservoirs of the Tomsk region.

Economic efficiency / importance of work: an assessment of the commercial potential and prospects for conducting scientific research from the standpoint of resource efficiency and resource saving.

					Технология очистки резервуаров вертикальных стальных				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Мандзюк М.И..			Abstract	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Рудаченко А.В.						14	102
Консульт.						НИ ТПУ ИШПР зр. 2Б5А			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.							

Оглавление

Введение	17
1. Общая часть.....	19
1.1 Образование и виды отложений при хранении нефти в РВС	19
1.1.1 Виды донных отложений в РВС	19
1.1.2 Обзор нефтешламов, их классификаций и свойств.....	20
1.2 Устройство и технические характеристики объекта.....	23
1.3 Конструкция нефтяного резервуара РВС-3000	26
1.4 Литературный обзор современных решений по очистке резервуаров.....	31
2. Анализ технологического процесса очистки РВС.....	33
2.1 Технология очистки резервуаров.....	33
2.2 Диагностика и контроль резервуара перед очисткой	34
2.2.1 Ультразвуковой контроль стенки резервуара.....	35
2.2.2 Геодезическое обследование резервуара	37
2.3 Операции по очистке резервуара вертикального стального	38
2.4 Анализ способов очистки РВС.....	39
2.4.1 Ручной метод очистки вертикальных стальных резервуаров	41
2.4.3 Акустический метод очистки вертикальных стальных резервуаров	43
2.4.4 Тепловой метод очистки вертикальных стальных резервуаров	45
2.4.5 Биологический метод очистки вертикальных стальных резервуаров.....	45
2.4.6 Химический метод очистки вертикальных стальных резервуаров	46
2.5 Современные Специализированные комплексы по очистке РВС	47
2.6 Рекомендация по очистке резервуаров.....	50
3. Расчетная часть	53
3.1 Основные параметры для расчета стенки РВС.....	53
3.2 Расчет номинальной толщины листов РВС	54
3.3 Проверочный расчет на прочность стенки РВС	58
3.4 Расчет стенки на устойчивость	62
3.5 Оценка ресурса стенки резервуара	64
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение	67
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	67
4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	67

					Технология очистки резервуаров вертикальных стальных		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Мандзюк М.И..			Оглавление	Лит.	Лист
Руковод.		Рудаченко А.В.					15
Консульт.							102
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				НИ ТПУ ИШПР зр. 2Б5А	

4.2	Предпроектный анализ	69
4.3	Планирование управления научно-исследовательских работ	72
4.3.1	План работы в рамках научного исследования	72
4.3.2	Определение трудоемкости выполнения работ.....	73
4.3.3	Бюджет научного исследования	74
4.3.4	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	75
4.4	Основная заработная плата.....	76
4.5	Дополнительная заработная плата исполнителей тем	77
4.6	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	78
4.7	Накладные расходы	78
4.8	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	79
5.	Социальная ответственность	84
5.1	Производственная безопасность	84
5.2	Анализ производственных факторов.....	86
5.2.1	Анализ вредных производственных факторов	86
5.2.2	Анализ опасных производственных факторов	88
5.3	Экологическая безопасность	91
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	93
5.5	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	94
	Заключение	17
	Список используемых источников.....	98

Введение

Нефтяная промышленность – одна из основных экономических отраслей субъектов Российской Федерации. В нефтяной отрасли, важнейшим фактором является транспортировка и хранение нефти и газа. Потребность в хранении нефти и нефтепродуктов зародилась еще со времен выработки и производства нефти и различных нефтепродуктов. Изначально, нефть хранили, и достаточно долго, в обыкновенных земляных ямах, причем в глинистых грунтах, чтобы значительно уменьшить утечку нефти и нефтепродуктов. Но потребность мирового рынка в нефтепродуктах не заставило ждать необходимого прогресса.

Наряду с потребностью в хранении нефти и нефтепродуктов, существует и потребность в очистке резервуаров. Изначально очистка резервуаров проводилась ручным методом – самым дешевым и простым на первый взгляд, но очень долгим и опасным, со временем появились новые методы, более современные. В настоящее время применяют современные моющие средства (ТМС), различные комплексы, начали применять нанодезэмульгаторы, и другие способы очистки резервуаров, которые уже введены в эксплуатацию, и которые будут проанализированы в данной выпускной квалификационной работе. Поэтому данная Выпускная Квалификационная работа является актуальной, и технологии очистки резервуаров совершенствуются из года в год.

Очистка резервуаров от нефтепродуктов, их остатков, проводится в соответствии с Руководящим Документом «Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз» [1]. Но никакая очистка резервуаров не обходится без технической диагностики резервуаров, которая выполняется в соответствии с Руководящим документом «Правила технической диагностики резервуаров» [2].

					Технология очистки резервуаров вертикальных стальных				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Мандзюк М.И..			Введение	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Рудаченко А.В.						17	102
Консульт.						НИ ТПУ ИШПР гр. 2Б5А			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.							

Зачистка резервуара проводится:

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

Цель работы: рассмотреть технологию очистки резервуаров вертикальных стальных.

В ходе выполнения работы были рассмотрены существующие конструкции РВС-3000, порядок проведения технической диагностики и резервуара перед проведением очистки, технологию проведения очистки, анализ возможных методов очистки для РВС-3000, выполнен расчет стенки резервуара на прочность и устойчивость. Провели расчет НТИ и технику безопасности при проведении работ по очистке резервуаров

В качестве примера исследуем нефтепромысловый Вертикальный Стальной Резервуар РВС-3000 цилиндрический с крышей, произведенный для компании «Nord Imperial» Томской области.

					Введение	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Общая часть

1.1 Образование и виды отложений при хранении нефти в РВС

При длительной эксплуатации резервуаров любого вида, на их днищах и стенках образуется осадок, который, соответственно, сокращает полезную емкость резервуара. Вскоре, со временем, нефтяной осадок труднее поддается размыву в различных зонах стенки резервуара из-за его уплотнения

Нефтяные отложения – это плотная нетекучая масса. Такие осадки способствуют ускоренному развитию коррозионных процессов на днище резервуара.

Поскольку объем осадка может достигать от 300 до 6000 м³, то наблюдается существенное уменьшение полезного объема резервуара, что в свою очередь снижает его эксплуатационные характеристики. Нефтяной осадок по сути является песчано-глинистой основой из мехпримесей (50-90%) с нашим нефтепродуктом и подтоварной водой.

Наличие в нефтяных осадках хлора, серы и воды приводит к локальной коррозии днища резервуара и нижнего пояса стенки корпуса, что в свою очередь может привести к нарушению целостности конструкции и возможности возникновения прорывов и утечки нефтепродуктов. Поэтому возникает необходимость в контроле и своевременной очистке резервуаров от подобных отложений.

1.1.1 Виды донных отложений в РВС

Донные отложения – это осадок в резервуаре, состоящий из нефти и нефтепродуктов, парафина, механических примесей (глины, окислов металлов, песка) и подтоварной воды (по ОР-23.020.00-КТН-230-14) [3].

Для того, чтобы выработать комплекс мер и методов борьбы с данными

					Технология очистки резервуаров вертикальных стальных		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Мандзюк М.И..				Общая часть	Лит.	Лист
Руковод.	Рудаченко А.В.						19
Консульт.							102
Рук-ль ООП	Брусник О.В.					НИ ТПУ ИШПР гр. 2Б5А	

видами отложений, необходимо в качестве отправной точки исследовать состав донных отложений. Донные (шламовые) отложения по структуре бывают рыхлыми и уплотненными.

Рыхлые резервуарные осадки - осадки, накапливающиеся в течение малого времени и представляют собой осевшие частицы смолопарафиновой взвеси, которые непрочно слипаются друг с другом с включениями нефти. Они по составу и свойствам близки к нефти, из которой они образовались.

Уплотненные резервуарные осадки – это смолопарафиновые осадки с плотной компактной структурой, которые подверглись процессу старения, которые накапливаются в процессе длительной эксплуатации резервуаров. Они характеризуются повышенным содержанием парафина, асфальто-смолистых веществ, воды и мехпримесей в сравнении с нефтью, из которой они образовались.

Исходя из структуры, состава шламовых отложений принимают необходимые меры по очистке резервуаров.

1.1.2 Обзор нефтешламов, их классификаций и свойств

Состав нефтешламов достаточно вариативен и различен, поэтому и свойства, и характеристики нефтешлама отличаются и зависят от пути получения данного отхода.

Для дальнейшей утилизации нефтешламов в вертикальных стальных резервуарах, их классифицируют по классу опасности и его характеристикам.

В настоящее время в Российской Федерации существуют две системы оценки класса опасности отходов и ряд систем классификации качеств и свойств данного углеводородного загрязнения [4]. Знание класса опасности и физико-химических характеристик отхода позволяет выбрать наиболее эффективный метод очистки резервуаров от данных отложений.

По агрегатному состоянию нефтешламы делятся на:

- жидкие;
- твердые и высоковязкие
- газообразные

					Общая часть	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Рассмотрим классификацию нефтешламов по физическим и химическим свойствам (табл. 1 и табл.2):

Нефтяные шламы образуются как при переработке, добыче и транспортировке нефти, так и при их нарушении.

Таблица 1.1.1 – Классификация нефтешлама по физическим свойствам

Критерий	Единица измерения	Показатели исходного продукта	
Тип нефтешлама	-	Жидкий	Твердый
Содержание воды	% об., не более	50	25
Содержание углеводородов	% об., не более	До 95	45
Размер твердых частиц	мм, не более	5	150
Температура застывания	°С	+10	+3
Вязкость	сСт, не более	1000	-

Таблица 1.1.2 – Классификация нефтешламов по химическому составу

Состав, %	Мех. примеси	Нефть	Асфальтены	Смолы	Парафины	Вода
Замазученый грунт	50-90	До 10	-	-	-	До 20
Донный шлам	15-50	10-30	6,5	18	2,5	До 60
Продукты зачистки РВС	5-10	50-70	42	20	5,6	25-40
Водонефтяная эмульсия	1,5-15	30-80	5-10	10-20	3-9	До 70
Ловушечная нефть	0,05-0,5	70-90	4-15	10-45	2-10	До 15
Буровые шламы	11-25	7-14	-	-	-	75-90
Амбарный верхний слой	0,5-1,5	90-95	9,5	-	3	1,5-5

По физико-химическому составу и способу образования, нефтяные шламы подразделяются на пять групп:

- Природные нефтешламы – образуются на дне водоемов при разливах нефти;
- Буровые нефтешламы – образуются в процессе бурения;
- Нефтешламы – образуются в процессе очистки нефти от твердых углеводородов и мехпримесей;
- Грунтовые нефтешламы - продукт соединения почвы и пролившейся на неё нефти, причиной, обычно, является технологический процесс или авария;
- Резервуарные нефтешламы — образуются в ходе хранения и транспортировки нефти в абсолютно любых резервуарах.

В Российской Федерации, согласно ГОСТ 12.1.007-76 «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности», отходы делятся на пять классов опасности [5]. В соответствии с нормативной документацией, нефтешламы относятся к 3 и 4 классам опасности (таблица 3), т.е. к умеренно опасным и малопасным отходам [5].

Таблица 1.1.3 – Таблица классов опасности отходов в России

Класс опасности отходов	Степень наносимого вреда	Параметры принадлежности веществ к классу	Пример материалов, веществ, товаров
3 - умеренно опасные	Средняя	Система экологии повреждена восстановление будет осуществляться не менее 10 лет	Очистной шлам нефтепродуктов и нефтяных емкостей, дизельное топливо, моторные масла
4 - малопасные	Низкая	Система экологии повреждена и возвращение до прежнего уровня будет происходить не менее 3 лет	очищенный буровой шлам, очищенный нефтешлам.

Классификация нефтешлама не ограничивается только физико-химическим составом, классом опасности и агрегатным состоянием, так же его

разделяют на марки, в зависимости от состава и технологической принадлежности. Марка нефтешлама, согласно ТУ 0258-085-00147585-2003, первая (А) – донные отложения резервуаров.

После определения марки углеводородного загрязнения, выбирается технологический процесс и возможный способ реализации продуктов утилизации НШ с регенерацией УВС.

Нефтепродукты, образующиеся при хранении, транспортировке, а также извлекаемые из очистных сооружений, используются для собственных нужд предприятиями и собираются в соответствии с нормативно-технической документацией по маркам, сортам, группам и подгруппам.

Чтобы избежать сливания отработанных нефтепродуктов в нефтешламовые амбары, организации подразделяют их на группы по ГОСТ 21046-2015 [6], а затем передают сторонним организациям для дальнейшего обезвреживания и утилизации с использованием рентабельных и экологически безопасных технологий.

1.2 Устройство и технические характеристики объекта

Резервуар Вертикальный Стальной – наземная вертикальная ценная ёмкость, предназначенная для приема, подготовки, учета и выдачи жидких продуктов. При необходимости, входит в группу резервуаров – Резервуарный парк.

Вертикальный стальной цилиндрический резервуар РВС-3000 – вертикальная стальная емкость, резервуар с номинальным объемом хранения 3000 м³ (Рисунки 1 и 2).

Вертикальные стальные резервуары цилиндрические РВС-3000 в Российской Федерации являются, в основном, наиболее практичным и популярным видом наземных резервуаров для предприятий нефтяной и нефтеперерабатывающей отраслей для приема, хранения и выдачи любых светлых и темных нефтепродуктов, различных продуктов химической промышленности.

					Общая часть	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

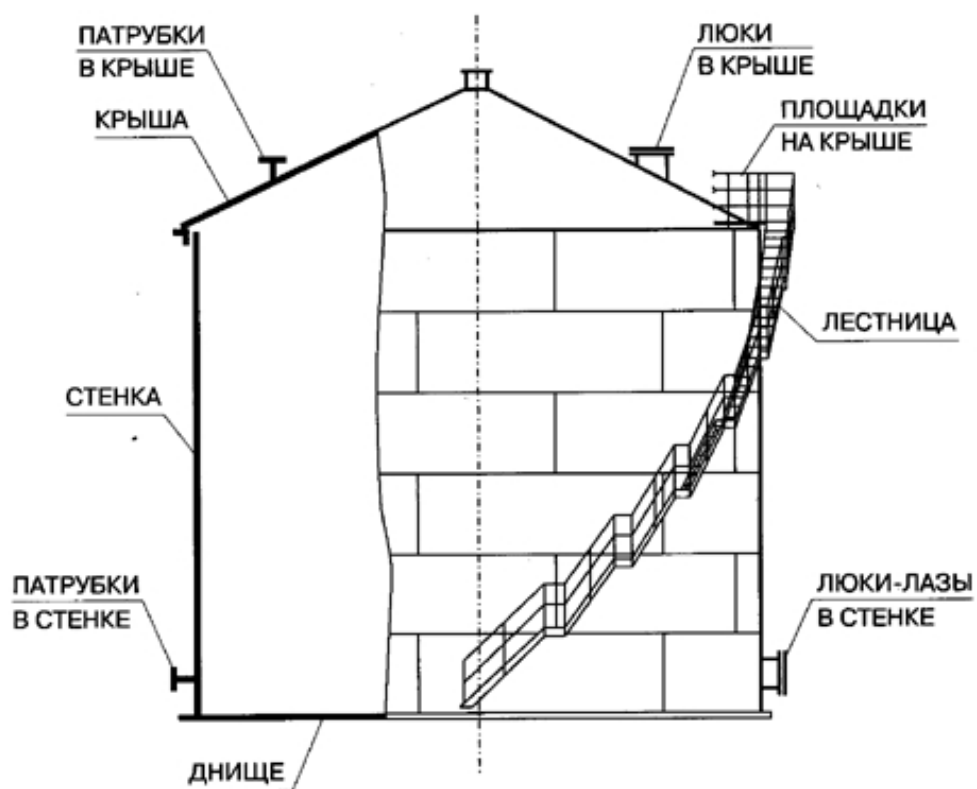


Рисунок 1 – Профиль PBC-3000



Рисунок 2 – Общий вид PBC-3000 компании «Nord Imperial»

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Общая часть

Лист

24

Технические характеристики РВС-3000 компании «Nord Imperial»:

Таблица 1.2.1 – основные характеристики РВС-3000

Наименование параметра	Ед. измерения	Величина параметра
Номинальный объем	м³	3000
Внутренний диаметр стенки	мм	19004
Высота стенки	мм	12363
Плотность продукта	т/м³	0,9
Расчетная высот налива	мм	12000

Таблица 1.2.2 – Характеристики стенки РВС-3000

Наименование параметра	Ед. измерения	Величина параметра
Количество поясов	шт.	8
Пропуск на коррозию	мм	-
Толщина верхнего пояса	мм	6
Толщина нижнего пояса	мм	9

Таблица 1.2.3 – характеристики днища РВС-3000

Наименование параметра	Ед. измерения	Величина параметра
Количество окраек	шт.	10
Припуск на коррозию	мм	-
Толщина центральной части	мм	5
Толщина окраек	мм	8

Таблица 1.2.4 – характеристики крыши РВС-3000

Наименование параметра	Ед. измерения	Величина параметра
Количество балок	шт	32
Несущий элемент	-	120Б1
Толщина настила	мм	5

Таблица 1.2.5 – Масса конструкций РВС-3000

Наименование параметра	Ед. измерения	Величина параметра
Стенка	кг	38600
Днище		13429
Крыша		22795
Лестница		1190
Площадки на крыше		3105
Люки и патрубки		1378
Комплекующие конструкции		1709
Каркасы и упаковка		5700
Всего: 87906 кг		

Средний срок службы резервуара – не менее 20 лет;

Условия эксплуатации:

- температура окружающей среды – от -40 до +40 °С;
- атмосферное давление – от 80 до 106 кПа

1.3 Конструкция нефтяного резервуара РВС-3000

Все резервуары изготавливаются в РФ согласно ГОСТ 31385-2016 [33].

Резервуарные заводы изготавливают резервуары со стационарной крышей (РВСС), с понтоном (РВСП), с плавающей крышей (РВСПК) и из нержавеющей стали.

В нашем случае, Нефтебаза «Красный Яр» изготавливает Вертикальные стальные резервуары со стационарной крышей. Они считаются наиболее распространенными резервуарами, но для дополнительной защиты от испарения паров нефтепродуктов предлагают резервуары с плавающей защитой или понтоном. Понтоны предотвращают образование паров. Они расположены на поверхности зеркала хранимой жидкости и опускаются/поднимаются вместе с

					Общая часть	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

опорожнением или наполнением. Также резервуары с понтоном, следует отметить, работают без вакуума и давления [8].

При изготовлении резервуаров для обеспечения надежной эксплуатации в технологические оборудования стального резервуара РВСС -3000 включают:

- *люки и патрубки* (приемо-раздаточные, спускной люк, люк-лаз, световой люк, вентиляционные и монтажные патрубки для установки резервуарного оборудования) – для обеспечения вентиляции и освещения при ремонтных и работ по очистке;
- *приборы для отбора проб;*
- *сливо-наливные устройства;*
- *дыхательная арматура* - для выпуска газовой смеси при наборе уровня в резервуаре и ввода воздуха внутрь резервуара при снижении уровня жидкости;
- *технологическое оборудование, если присутствует (приборы для удаления донных отложений и другие) [9].*

В комплект поставки РВС-3000 также входят шахтная лестница, площадка с ограждением, молниеприемник и различные крепления.

Днище резервуара:

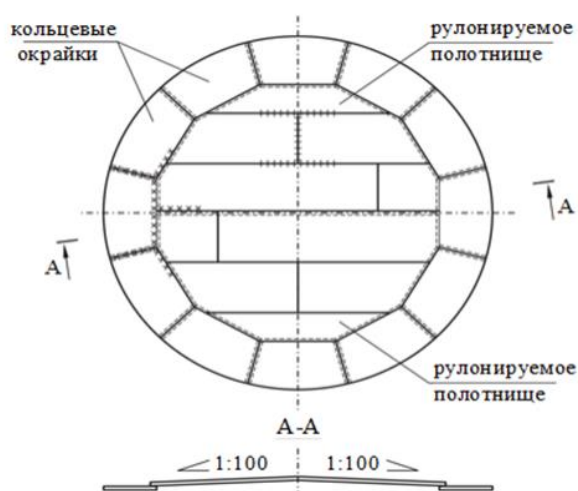


Рисунок 3 – Конструкция днища РВС-3000

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

По норме днище для вертикального стального резервуара РВС-3000 выполнено в виде полотнищ с уклоном 1:100 от центра с окрайками с толщиной центральной части 5 мм (из стальных листов). Толщина окрайек – 8 мм, окрайки располагаются отдельными листами по центральной части днища (Рисунок 3) [10].

Стенка резервуара:

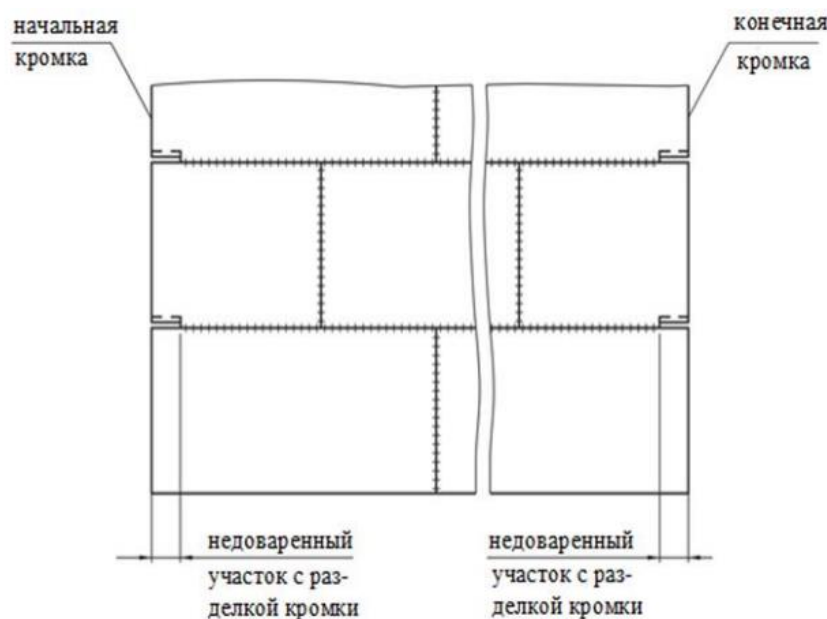
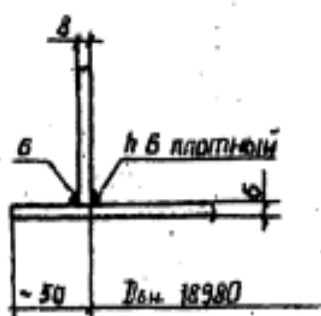


Рисунок 4 – Конструкция стенки РВС-3000

Стенка вертикального стального резервуара – рулонизируемая цилиндрическая замкнутая, состоящая из 8 цельносварных поясов (полотнищ). (Рисунок 4). Толщина нижнего пояса стенки РВС-3000 – 6 мм, а верхнего – 4 мм. Марка стали листов – 09Г2С. Днище соединяют со стенкой резервуара с помощью электродов для сварки углеродистых и низколегированных сталей (рисунок 5) [11]:



1. Размеры в скобках относятся к щитам для районов со снеговой нагрузкой $1,50 \text{ кПа}$ (150 кг/м^2) и $2,00 \text{ кПа}$ (200 кг/м^2)
2. Сварку производить электродами типа Э42А ГОСТ 9467-75.
3. Монтажная нахлестка листов толщиной 2,5 мм должна быть не менее 15 мм.
4. Совместно смотреть лист 4.

Рисунок 5 – Соединение днища со стенкой

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

Крыша резервуара:

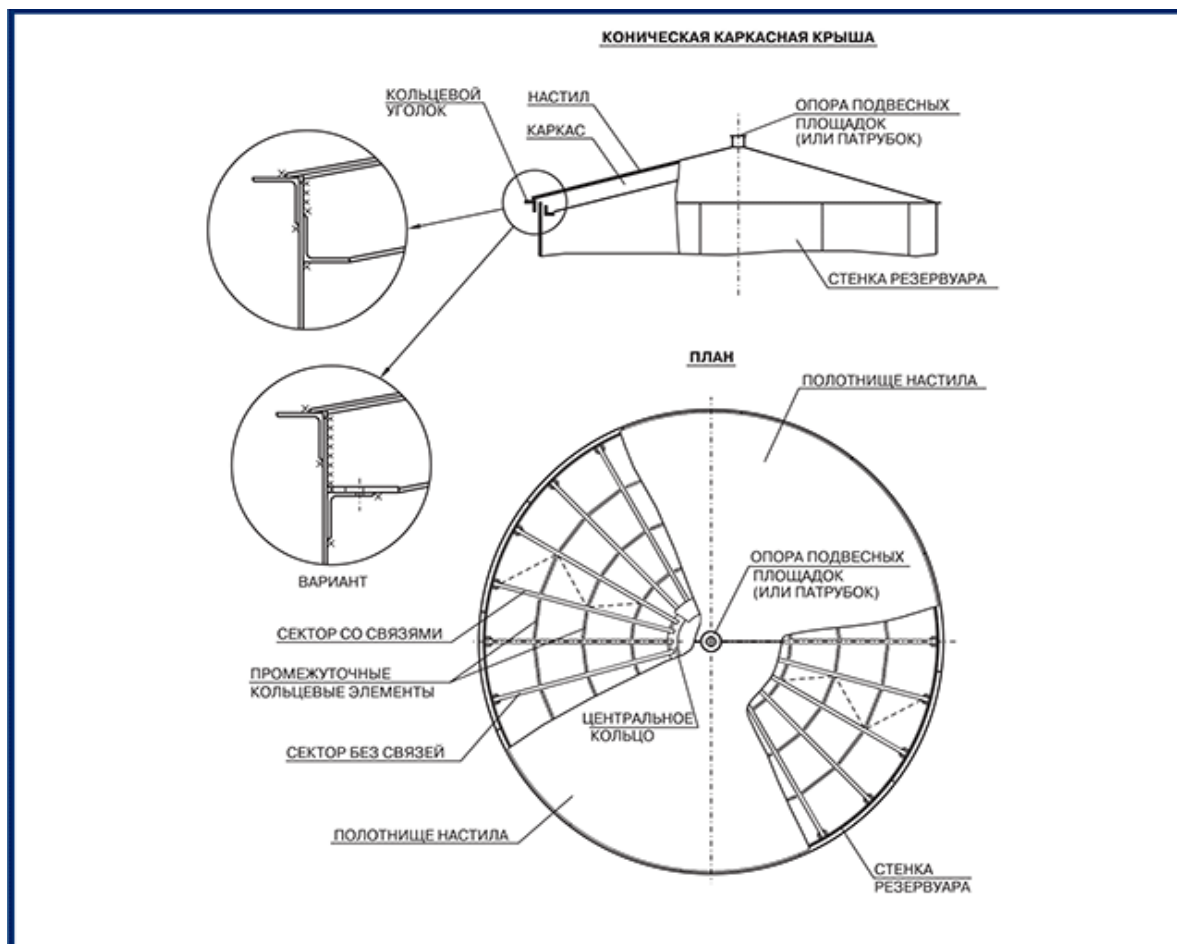


Рисунок 6 – Конструкция каркасной крыши конической резервуара РВС-3000

Крыша резервуара РВСС-3000 – стационарная коническая каркасная, так же изготавливают из рулонизируемых полотнищ (Рисунок 6) [10]. Крыша состоит из полотнища настила, секторных каркасов, кольцевых элементов каркаса, центрального щита и рулонизируемых полотнищ настила. Выпускается крыша в виде рулона.

Лестница резервуара:

Как правило, на вертикальные стальные резервуары объемом 3000 куб. м. устанавливается винтовая лестница (Рисунок 7), в нашем случае установлена винтовая лестница (Рисунок 1 и Рисунок 2). Но в комплектацию РВС-3000 также входит шахтная лестница – отдельная прямая лестница.

Вертикальные стальные резервуары необходимо оснащать лестницей для подъема на резервуар (для доступа к оборудованию нашего резервуара).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

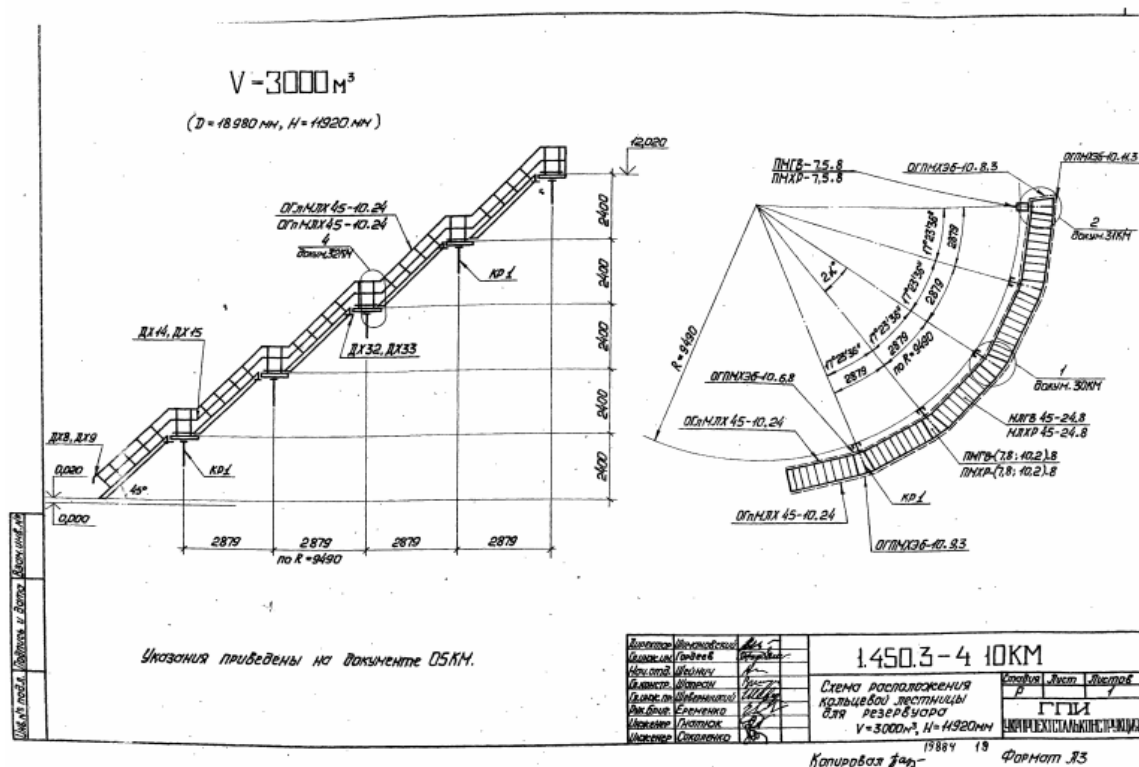


Рисунок 7 – Схема винтовой лестницы

В типовой конструкции по наружным лестницам для обслуживания стальных резервуаров [12], представлены схемы лестниц для Вертикального Стального Резервуара $V=3000 \text{ м}^3$ (Рисунок 7).

Также резервуар для хранения нефти и нефтепродуктов необходимо оснащать:

- *замерный люк* (для ручного замера уровня нефти в резервуаре и для отбора проб);
- *люк лаз* (находится на нижнем поясе корпуса резервуара и служит для проникновения рабочего в резервуар при зачистке или ремонте и обеспечения вентиляции);
- *сифонный кран* (для слива подтоварной воды);
- *устройство размыва донных отложений*;
- *датчик измерения температуры* (фиксирует значение температуры жидкости в нашей емкости);
- *стационарный уровнемер* (для непрерывного измерения уровня жидкости в резервуаре с помощью направленных микроволн).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

В обязательном порядке все резервуары должны быть оборудованы *средствами пожаротушения*.

1.4 Литературный обзор современных решений по очистке резервуаров

На данный момент компании используют различные устройства и технологические методы для повышения эффективности очистки вертикальных стальных резервуаров, но на территории РФ и СНГ до сих пор используется ручной метод, как самый распространенный из-за его дешевизны.

Рассмотрим современные технологии очистки резервуаров, которые уже введены в эксплуатацию:

- На практике наиболее распространены электромеханические мешалки с применением гидравлического способа удаления нефтешлама. Данный метод предотвращает образование донных отложений в вертикальных стальных резервуарах, что является огромным преимуществом. Данные мешалки уже используются в настоящее время и отлично себя проявляют. Стоит отметить работу Некрасова В.О. и Земенкова Ю.Д. [13], где описаны преимущество и недостатки распространенных электромеханических мешалок с использованием гидравлического метода. Авторы работы пришли к выводу, что проведение очистки с применением нефтепродукта, находящегося в резервуаре без применения дополнительных устройств, потребляющих дополнительную электроэнергию, позволяет снизить общую энергоемкость процесса размыва отложений.

- Один из недавних и новых разработок по зачистке вертикальных стальных резервуаров является Gamajet HV-8 [14]. Это устройство более компактное по сравнению с любой другой приводимой в действие жидкостью системы с подобными характеристиками течения. Ее компактность и легковесность позволяет устройству работать с большей маневренностью и гибкостью.

- Основным элементом размыва и очистки донных отложений из вертикальных стальных резервуаров РВС являются УРДО типа «Диоген»,

					Общая часть	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

«Тайфун» и прочие. Это подключаемые стационарно к резервуарам устройства, которые позволяют производить очистку резервуаров от парафиновых отложений за счет направленного воздействия подвижной струи жидкости, которая формируется гребным винтом вала. Очень удобный метод очистки РВС, но УРДО при эксплуатации вызывают появление динамических нагрузок на тонкостенную оболочку стенки резервуара, что небезопасно.

- На данный момент множество компаний начали применять химико-механические методы очистки вертикальных стальных резервуаров, которые обладают большей эффективностью по сравнению с механическим способом. В работе [15] лабораторией наземного хранения нефти и нефтепродуктов ВНИПИнефти была спроектирована установка очистки РВС до 50 тыс. м³ с плавающей крышей (а наш объект имеет конструкцию со стационарной крышей). Для очистки применяют раствор технического препарата МП-72, который разработал Институт океанологии имени П.П. Шершова Академии наук СССР.

На основе обзора литературы можно сделать вывод, что существует множество предложенных методов по процессу очистки резервуара от нефтепродуктов и нефти, представленные работы – лишь малая часть всего перечня работ по очистке резервуаров и ее усовершенствованию. Ряд методов уже давно введены в эксплуатацию по всему миру, и ряд методов, технологий и устройств применяются компаниями на территории Российской Федерации и стран СНГ. Выбор таких средств зависит от условий эксплуатации резервуара и от свойств нефти или нефтепродукта, которые хранятся в этих резервуарах [16].

2. Анализ технологического процесса очистки РВС

2.1 Технология очистки резервуаров

Очистка резервуара от нефтепродуктов – важный технологический процесс. Резервуары для хранения всегда должны использоваться для хранения только одного вещества, но в некоторых случаях в одной емкости могут храниться разные виды топлива и нефтепродуктов.

Очень многие химические предприятия по сей день используют для мойки резервуаров стандартные моющие средства. Однако, моющие средства, к которым относятся ацетон, бензин, растворители и керосин, являются легковоспламеняющимися веществами. Такие жидкости увеличивают риск возникновения пожара, а также оказывают негативное влияние на окружающую среду.

В этом разделе рассмотрим и проанализируем все возможные методы очистки и узнаем, почему стандартные моющие средства уже не актуальны. Очистку резервуаров очищают по мере необходимости, которая условиями сохранения качества нефти, надежной эксплуатацией резервуаров и оборудования. Таким образом, очистку необходимо проводить для:

- обеспечения надежной эксплуатации резервуаров;
- освобождения от пирофорных отложений, нефтешламов, высоковязких остатков с наличием минеральных загрязнений, ржавчины и воды;
- полного обследования и производства ремонта.

На очистку резервуара составляется проект производства работ. Проект утверждается главным инженером филиала предприятия и согласовывается пожарной охраной объекта [1]. Периодичность очистки резервуаров с нефтепродуктами устанавливается ГОСТ 1510 – 84 [17].

					Технология очистки резервуаров вертикальных стальных						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Мандзюк М.И..			Анализ технологического процесса очистки РВС			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Рудаченко А.В.								33	102
Консульт.								НИ ТПУ ИШПР зр. 2Б5А			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.									

2.2 Диагностика и контроль резервуара перед очисткой

Первое, что нужно сделать перед проведением очистки резервуара – это проведение технической диагностики и контроля стенки и основных компонентов резервуара.

Техническое диагностирование резервуаров состоит из двух уровней проведения работ:

- Частичное обследование резервуара с наружной его стороны без вывода его из эксплуатации. Следует отметить, что частичные обследования, выполненные в срок, не служат основанием для перенесения срока полного обследования резервуара.
- Полное техническое обследование резервуара, которое включает в себя вывод резервуара из эксплуатации, его опорожнения, зачистки и дегазации.

В состав отчётов по результатам технической диагностики входит анализ дефектности основных металлоконструкций резервуара, выполняемый согласно регламенту [18];

Следующий этап – оценка технического состояния стенки, днища и конструкций резервуара с дальнейшими указаниями по сроку эксплуатации дефекта, дефект какой конструкции и состояние резервуара в целом в соответствии с РД-23.020.00-КТН-296-07 [19].

Заключительный этап - оформление заключения экспертизы промышленной безопасности в соответствии с требованиями документа.

К основным операциям при диагностике и проведении контроля стенки и основных компонентов резервуара проводят такие операции, как:

- Визуальный осмотр и измерение размеров металлоконструкций резервуара:
- Измерение толщины стенки, патрубков, днища, крыши и люков-лазов резервуара. Проведение расчета стенки резервуара на прочность и устойчивость;
- Оценка ресурса стенки резервуара;
- Контроль сварных соединений на герметичность;

					Анализ технологического процесса очистки РВС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

- Проведение геодезического обследования резервуара перед эксплуатацией;
- Ультразвуковой контроль сварных швов резервуара;
- Лазерное сканирование (новая технология, обладающая более точным методом контроля и возможностью его использования при очень низких/высоких температурах в любое время года);
- Инфракрасная спектроскопия.

Последние 4 пункта входят в дополнительную программу частичного обследования резервуара. Частичную и полную диагностику выполняют в соответствии с новым руководящим документом, введенном взамен

РД-16.01-60.30.00-КТН-063-1-05 «Правила технической диагностики резервуаров», утвержденного ОАО «АК «Транснефть» 23.09.2005 [2]. Далее определяют срок и условия безопасной эксплуатации конструкций резервуара с возможными дефектами, составляют технический отчет по результатам частичной диагностики резервуара.

2.2.1 Ультразвуковой контроль стенки резервуара

Ультразвуковой контроль сварных соединений стенки и прочих компонентов резервуара выполняется согласно **РД-19.100.00-КТН-299-09** [20].

Контроль выполняют с помощью дефектоскопов с механизированными, полуавтоматизированными и автоматизированными сканирующими устройствами, при ручном контроле - контактными наклонными совмещенными или раздельно-совмещенными пьезопреобразователями, технические характеристики которых в зависимости от толщины стенки контролируемого соединения приведены в таблице 3 Руководящего Документа [20].

Сварные соединения настраивают к проведению контроля (доступ к беспрепятственному сканированию, маркировка контролируемых швов), настраивают аппаратуру.

Проведение контроля:

					Анализ технологического процесса очистки РВС	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

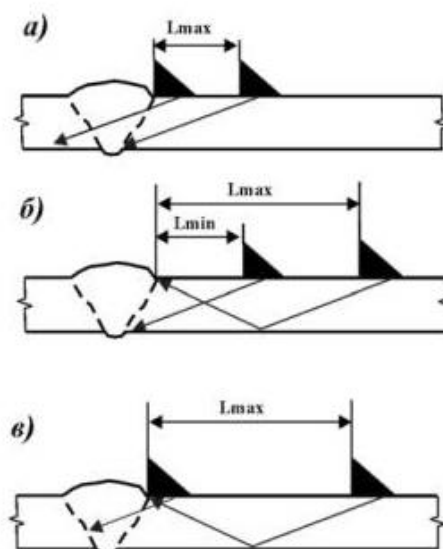


Рисунок 8 – Пределы перемещения ПЭП:

а) контроль прямым лучом;

б) контроль однократно отраженным лучом;

в) контроль прямым и однократно отраженным лучом за один проход.

Перемещение ПЭП производят в зоне, которая ограничена расстояниями L_{min} и L_{max} между краем усиления шва и передней гранью ПЭП (Рисунок 8):

- при контроле прямым лучом

$$L_{min} = 0, L_{max} = (S \cdot \operatorname{tg} a) \text{ мм, где}$$

S - толщина стенки в миллиметрах, a - угол ввода ультразвуковых колебаний в градусах угловых;

- при контроле однократно отраженным лучом

$$L_{min} = (S \cdot \operatorname{tg} a) \text{ мм, } L_{max} = (2S \cdot \operatorname{tg} a) \text{ мм;}$$

- при контроле за один проход прямым и однократно отраженным лучом

$$L_{min} = 0, \text{ а } L_{max} = (2S \cdot \operatorname{tg} a) \text{ мм.}$$

Если, по результатам определения координат, обнаруженный отражатель располагается в контролируемом шве, что является дефектом, то необходимо

произвести измерение его толщины в месте расположения ПЭП и выполнить корректировку чувствительности дефектоскопа, если присутствует антикоррозионное покрытие.

Поправку к чувствительности дефектоскопа (браковочный уровень) в зависимости от типа и толщины антикоррозионного покрытия, а также от рабочей частоты и угла ввода ультразвуковых колебаний, определяют из Табл. 5 – Табл. 17 [20].

Результаты ультразвукового контроля оформляют в виде Заключения в соответствии с приложением Г. К Заключению должна быть приложена схема (карта) проконтролированных соединений с указанием на ней мест расположения всех обнаруженных дефектов. Заключение должно быть приложено к «Акту проведения ультразвукового контроля», который составляется в соответствии с требованиями РД-16.01-60.30.00-КТН-063 [20].

2.2.2 Геодезическое обследование резервуара

Резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов относятся к объектам повышенной экологической опасности, поэтому следует проводить геодезическое обследование резервуара.

Основные геодезические процессы частичного и полного обследования резервуара:

- нивелирование фундаментов приемо-раздаточных задвижек, компенсаторов, технологических трубопроводов, шахтной лестницы и газоуравнительной системы;
- проверку состояния и геодезическую съемку обвалования.

Важным геодезическим обследованием является Определение максимальной осадки основания наружного контура днища резервуара в следующем порядке [21]:

- составление журнала регистрации нивелирных отметок с указанием пикетов (высотная отметка, расстояние между станциями и пикетами);

					Анализ технологического процесса очистки РВС	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- определение отклонения между горизонталями (разницу между абсолютной отметкой каждой точки нивелирования и наибольшей рассчитанной отметкой контура днища, принятой за нулевую);
- построение графика отклонения точек нивелирования резервуара от горизонтали;
- нанесение линии допустимых отклонений при вводе РВС в эксплуатацию.

На основании расчетов составляется заключение об осадке основания днища после испытания резервуара водой.

2.3 Операции по очистке резервуара вертикального стального

Очистка резервуаров от остатков нефтепродуктов и нефти относится к газоопасным работам, поэтому организация, подготовка и проведение этой работы выполняются с учетом требований Правила технической эксплуатации резервуаров [1];

Соблюдение требований вышеупомянутых руководящих документов обеспечивает безопасные условия труда как при операциях зачистки резервуара от нефтепродуктов, так и при проведении ремонтных работ.

Технологический процесс очистки может включать в себя следующие операции:

- откачку нефти и размыв донных отложений системами в соответствии с инструкцией по их эксплуатации;
- откачку до минимально возможного уровня;
- подготовку донного осадка к откачке из резервуара, контроль качества продукта и откачку его в соответствии с ППР;
- дегазацию резервуара до значений ПДВК при соблюдении предельного уровня загазованности *резервуара* не более 20 % НКПР;
- очистку резервуара в соответствии с ППР;
- дегазацию резервуара до значений ПДК;
- утилизацию осадка;

					Анализ технологического процесса очистки РВС	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- контроль качества очистки.

Выбор варианта метода очистки обусловлен реальными условиями, состоянием нашего объекта, уровнем и реологическими свойствами осадка (деформационными свойствами вне зависимости от состава его компонентов).

Откачку мехпримесей или эмульсий, образованных в процессе мойки, российские компании, обычно, выполняют с помощью эжектора (например, гидроэлеватором Г-600А) [22].

В процессе очистки резервуаров вертикальных стальных проводится контроль концентрации углеводородов в газовом пространстве.

Отходы, полученные при очистке резервуара и не подлежащие дальнейшему использованию на предприятиях, необходимо утилизировать или разместить в специально отведенных местах, согласованных с территориальными органами санэпиднадзора и органами, уполномоченными в области охраны окружающей природной среды и экологической безопасности.

Качество очистки резервуара контролируется:

- измерением концентрации углеводородов в газовом пространстве резервуара (ПДК не более 300 мг/м³);
- визуально;
- измерением предельно допустимой пожарной нагрузки в наиболее загрязненном месте (ПДПН не более 0,2 кг/м² для работы без доступа людей в резервуар и не более 0,1 кг/м² с доступом людей внутрь резервуара) для проведения огневых работ.

После выполнения очистных работ составляется акт на выполненную очистку.

По окончании работ по зачистке резервуаров, все заглушки должны быть удалены.

2.4 Анализ способов очистки РВС

Очистка резервуаров от нефтепродуктов является важной проблемой в эксплуатации резервуаров, так как в вертикальных стальных резервуарах со

					Анализ технологического процесса очистки РВС	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

временем эксплуатации возникает осадок на днище и стенках резервуара, который усложняет эксплуатацию в целом. Чем дольше не производится очистка резервуара, тем больше происходит уплотнение осадка, и тем сложнее будет происходить его вымывание. Очень важно, что из-за трудности очистки резервуаров, чаще всего невозможно определить степень поражения днища коррозией, это приводит к тому, что степень поражения выявляется уже после прорыва днища. Поэтому необходимо своевременно проводить очистку резервуаров во избежание прорыва днища и затруднения в эксплуатации резервуара.

Применяемое при очистке оборудование должно:

- обеспечивать взрывозащищенность и искробезопасность;
- обеспечивать выполнение всех технологических операций с соблюдением технической и экологической безопасности процесса;
- быть сертифицированным в соответствии с установленными правилами.

Моющие средства должны быть химически нейтральными к контактному материалу (металл, бетон, лакокрасочное покрытие) и иметь гигиенический сертификат. Химические реагенты различного спектра действия должны иметь гигиенический сертификат и заключение о его применимости на объектах транспорта нефти.

Распределение осадков по всей площади днища резервуара неравномерно, что сильно затрудняет оценке общего объема осадка. Вертикальные стальные резервуары для хранения нефти загрязнены такими типами осадков, как высоковязкие осадки и пиррофорные отложения (ГОСТ 1510 – 84) [17] и очищаются при диагностике резервуара [2] или по мере необходимости.

Наиболее результативным средством предотвращения загрязнения резервуара является применение стационарно установленных систем размыва донных осадков. В том случае, когда не удастся предотвратить накопление осадка, применяют различные способы очистки: ручной, механический, химико-

					Анализ технологического процесса очистки РВС	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

механический (и не только). Третий из перечисленных является более эффективным. Также, для повышения эффективности очистки, применяют различные устройства и технологические схемы. Выбор таких средств зависит от условий эксплуатации резервуара и от свойств нефти или нефтепродукта, которые хранятся в этих резервуарах.

На данный существуют такие способы очистки резервуаров от нефти и нефтепродуктов как: ручной, механический (являются наиболее популярными), акустический, гидравлический, тепловой, химический и биологический. Также в настоящее время начали пользоваться механизированным способом очистки резервуаров и мобильными комплексами.

2.4.1 Ручной метод очистки вертикальных стальных резервуаров

Ручной метод очистки, который совмещают с использованием различных механизмов и ручного оборудования, является, к сожалению, самым распространенным методом на территории Российской Федерации и стран СНГ. Ручной способ очистки резервуаров подразумевает механическое удаление твердых осадков с помощью таких инструментов, как лопатки и скребки, сделанные из металла или неметаллические скребки, одним словом – вручную.

При ручном методе очистки осадок, накопившийся на дне стенках резервуара, снимают с помощью лопаток или скребков. Далее происходит пропарка или промывка резервуара горячей водой из пожарного ствола. Весь процесс занимает примерно 10-12 часов, на поверхность всплывают остаточные частицы нефтепродуктов. Так добавляют и откачивают чистую воду до тех пор, пока с поверхности воды не будет удалены все частицы и слои нефтепродуктов.

После этого резервуар проветривают. Также к заключительному этапу очистки вертикальных стальных резервуаров можно отнести зачистку с применением сухих деревянных опилок или мешковины, которые потом удаляются и утилизируются.

Иногда при ручном методе очистки применяют пар: способ идентичен, но промывка проводится не горячей водой с дальнейшей ее откачкой. На резервуаре

					Анализ технологического процесса очистки РВС	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

закрывают все люки, и в резервуар в течение 2-3 часов подают пар. Затем резервуару так же дают высохнуть, проветриться и протирают.

Плюс ручного метода очистки заключается лишь в самой низкой стоимости работ по очистке. Но минусы перевешивают плюсы – из-за больших сроков зачистки резервуара происходит простой резервуара и «перевалка» шлама из резервуара в амбар, что влечет к большим финансовым потерям. Не стоит забывать, что ручной метод несет риски безопасности людей и риски загрязнения, почвы, воздуха и водного бассейна.

2.4.2 Механический метод очистки вертикальных стальных резервуаров и механизированный с применением моющих средств

Механический метод очистки вертикальных стальных резервуаров от нефтешлама проводится с помощью технических средств и машин – бульдозеров, тракторов небольших размеров и переносных механизмов.

Применялся данный метод, в основном, для удаления более тяжелых осадков (для ручного метода), состоящих из тяжелых АСПО соединений с большим количеством механических примесей в резервуарах большой емкости.

Данный метод значительно быстрее ручного в плане проведения очистки, простоя резервуара и несет меньше опасных и вредных для здоровья человека операций, но имеет ряд значительных недостатков:

- Большие финансовые затраты на проведение;
- Низкое качество очистки днища резервуара;
- Из-за неспособности полноценного удаления всех отложения необходимо дочищать резервуар ручным методом;
- Нарушение целостности резервуара вследствие ввода в них технических средств и повреждение днища из-за тяжелого оборудования внутри резервуара при очистке;
- Создание дополнительной системы фильтрации воздуха и подача воздуха в область очистки резервуара.

					Анализ технологического процесса очистки РВС	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

С учетом современных методов и технологий по очистке резервуаров, данный метод является устаревшим (как и ручной) и неэффективным на данный момент. Помимо этого, из-за текущего разнообразия резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов, этот способ очистки является неподходящим.

Не стоит путать механический метод с механизированным с использованием моющих средств. При механизированном способе очистки горячая вода под давлением подается через гидромониторы – специализированные моющие механизмы (машинки), с последующей пропаркой поверхности резервуара в течение нескольких суток перегретым паром.

Пример механизма для очистки резервуаров – робот Р.Крайсека и Р.Крайдера (США), который с помощью дистанционного управления способен размывать нефтяной осадок с помощью воды, подаваемой под высоким давлением (Рисунок 9)

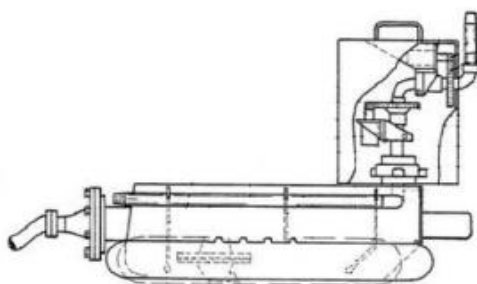


Рисунок 9 – Внешний вид робота Р. Крайсека и Р. Крайдера

2.4.3 Акустический метод очистки вертикальных стальных резервуаров

Акустический способ очистки вертикальных стальных резервуаров появился не так давно, как механический и ручной способы, но уже полностью введен в эксплуатацию. Акустический метод борьбы с нефтяными отложениями предполагает воздействие на природный осадок мощными акустическими облучениями – технология виброструйной магнитной активации жидких сред. Для создания необходимых акустических облучений применяют аппаратуру ВЭМА-0,3 – электромагнитный активационный вибратор (Рисунок 12).

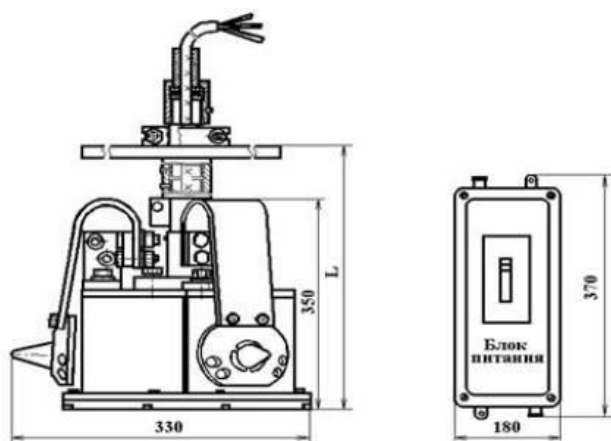


Рисунок 12 – Электромагнитный вибратор ВЭМА-0,3 с блоком питания

ВЭМА-0,3 является регулируемым электромеханическим прибором вибрационного типа погружного исполнения. ВЭМА-0,3 легко переустанавливается и состоит из блоков виброобработки и питания. ВЭМА-0,3 предназначен для применения в следующих технологиях:

- механизированная очистка резервуаров и емкостей от донных осадков;
- подготовка товарной нефти (дегазация, обезвживание);
- подготовка нефти к транспорту (снижение вязкости и АСПО);
- утилизация нефтешламов (осреднение, снижение вязкости, отделение мехпримесей); [23].

Таким образом, Электромагнитный вибратор ВЭМА-0,3 с блоком питания является отличным и легким в использовании дополнением и помощником для эксплуатации резервуаров и при их очистке. ВЭМА-0,3 очень

компактный и легкий (масса – 40 кг, габаритные размеры – 330х330х350 мм), поэтому его можно применять в емкости любой конструкции и при любых климатических условиях. Вибратор ВЭМА-0,3 изготовлен по Патенту России

RU № 2208474 и не имеет аналогов.

					Анализ технологического процесса очистки РВС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

2.4.3 Гидравлический метод очистки вертикальных стальных резервуаров

Среди существующих и введенных в эксплуатацию методов по борьбе с отложениями внутри резервуаров наиболее рациональным считается гидравлический метод. Данный метод очень хорош тем, что для него не важна конструкция и назначение резервуара.

Очистка резервуаров основана на подаче водной струи или нефти под высоким давлением, выходящей из сопла, на донные отложения. Для наибольшего воздействия гидродинамического метода на нефтяные отложения подаваемой жидкостью в резервуар заранее подогревают в специальных устройствах до определенной температуры, что позволяет улучшить и ускорить процесс очистки. В следствии чего данный вид получил наибольшее количество разработок технических средств, устройств и систем для удаления отложений из резервуаров.

Данный метод применяется в совокупности с химическим для увеличения эффективности процесса, и он действительно эффективен.

2.4.4 Тепловой метод очистки вертикальных стальных резервуаров

Тепловой метод очистки РВС от нефтяных отложений основан на подогреве нефти до критической температуры, при которой происходит расплавление АСПО.

Это происходит за счет циркуляции небольшого объема нефти или растворителя по схеме «резервуар-теплообменник-резервуар».

Данный метод имеет некоторые недостатки, а именно:

- при увеличении температуры нефти в резервуаре происходит испарение легких фракций нефти;
- данный способ очень длительный.

2.4.5 Биологический метод очистки вертикальных стальных резервуаров

Биологический метод (или биотехнологический) – это технология, основанная на биологических процессах. В данной технологии используют

					Анализ технологического процесса очистки РВС	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

углеводородоокисляющие биомассы, очищающие емкость. Это биомассы определенной структуры, которую вводят в очищаемую емкость, состоящие из раствора активного или анаэробного происхождения.

Основные компоненты – Углерод, фосфор и азот. Данный раствор вводится в резервуар, в котором под действием его активных компонентов происходит разрушение структуры нефтяного осадка и его последующий дренаж в специальные емкости.

Данный метод эффективен при полной очистке емкостей от остатков нефти или нефтепродуктов без образования взрывоопасных смесей газов.

Недостатком данного метода является необходимость в специализированном производстве дополнительных специальных бактериальных структур, что в свою очередь очень невыгодно и сложно.

2.4.6 Химический метод очистки вертикальных стальных резервуаров

В России данная технология не применяется в чистом виде из-за дороговизны химических реагентов. Как правило, химический метод совмещается с другими методами, например, тепловым, гидравлическим или механическим.

Химико-гидравлический способ осуществляется с помощью химических реагентов, которые подаются в гидравлическое устройство, которое, в свою очередь, подает их под высоким давлением в очищаемую емкость.

Химико-тепловой способ заключается в использовании химических реагентов совместно с подогревом парафинистых и асфальтовых отложений в резервуаре толщиной до 1 метра.

Химико-механический способ основан на очистке резервуаров с помощью моющих средств, которые хорошо отделяет осадок от стенок, конструкций и днища резервуара. Преимущество такого метода – повышенное качество очистки и незначительное применение ручного метода. Недостаток – дороговизна применяемого реагента, необходимость дальнейшей очистки самого моющего раствора и утилизации реагента.

					Анализ технологического процесса очистки РВС	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.5 Современные Специализированные комплексы по очистке РВС

Мобильный комплекс МКО-1000

Мобильный комплекс очистки резервуаров от нефтепродуктов МКО-1000 (Рисунок 13) – изобретение специалистов холдинговой компании «Чистый Мир М», предназначенное для очистки резервуаров от различных нефтепродуктов (светлых – керосин, бензин, дизельное топливо, темных парафиносодержащих – битум, мазут, гудрон и т.д.).

Использование комплекса МКО-1000 заключается в использовании по замкнутому циклу ТМС, образующего неустойчивую эмульсию с УВС и регенерации моющего средства.



Рисунок 13 – Общий вид комплекса МКО-1000

Данная установка на сегодняшний день является наиболее распространенной установкой отечественного производства [24].

Отличительной и характерной особенностью такого метода очистки резервуаров (мойки) является применение водного раствора ТМС – новых технических моющих средств, которые отделяют УВ соединения от поверхности и создают неустойчивую с нефтепродуктами эмульсию, не вступая в химическую реакцию [24]. Достоинства и недостатки комплекса рассмотрим в таблице 2.5:

Таблица 2.5 – достоинства и недостатки МКО-1000

Достоинства					недостатки				
Низкая стоимость комплекса					Энергозависимость				
Российские комплектующие, что упрощает возможность					Некачественное отделение нефтепродуктов, так как				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ технологического процесса очистки РВС				
					Лист				
					47				

последующего ремонта комплекса и покупок	гидроциклоны не в состоянии сделать лучше
Возможность установить контейнеры на шасси контейнеровоза	Дополнительные ручные работы по очистке нефтешламов со дна резервуара из-за недостаточно мощных перекачивающих насосов

Комплекс МегаМАКС

Мобильный комплекс механизированного извлечения и переработки нефтешламов MegaMACS (Рисунок 14) является эффективной мобильной системой для разжижения, извлечения, предварительного и полного фазоразделения донных отложений при очистке от них любых хранилищ нефти и нефтепродуктов.

MegaMacS – мобильный (оборудование смонтировано на двух трейлерах) и автономный (гидроприводное оборудование работает от гидростанций, получающей энергию от собственных дизельных двигателей) комплекс. Производительность комплекса до 15 кубических метров /час.

Оборудование комплекса располагается за обваловкой очищаемого резервуара (на удалении до 150 м от резервуара) [25].

Таким образом, это полноценный комплекс, который включает в себя все необходимые технологические блоки для выполнения необходимых задач, и также способен обеспечить энергией различное вспомогательное оборудование, которое необходимо применять в очистке резервуаров.

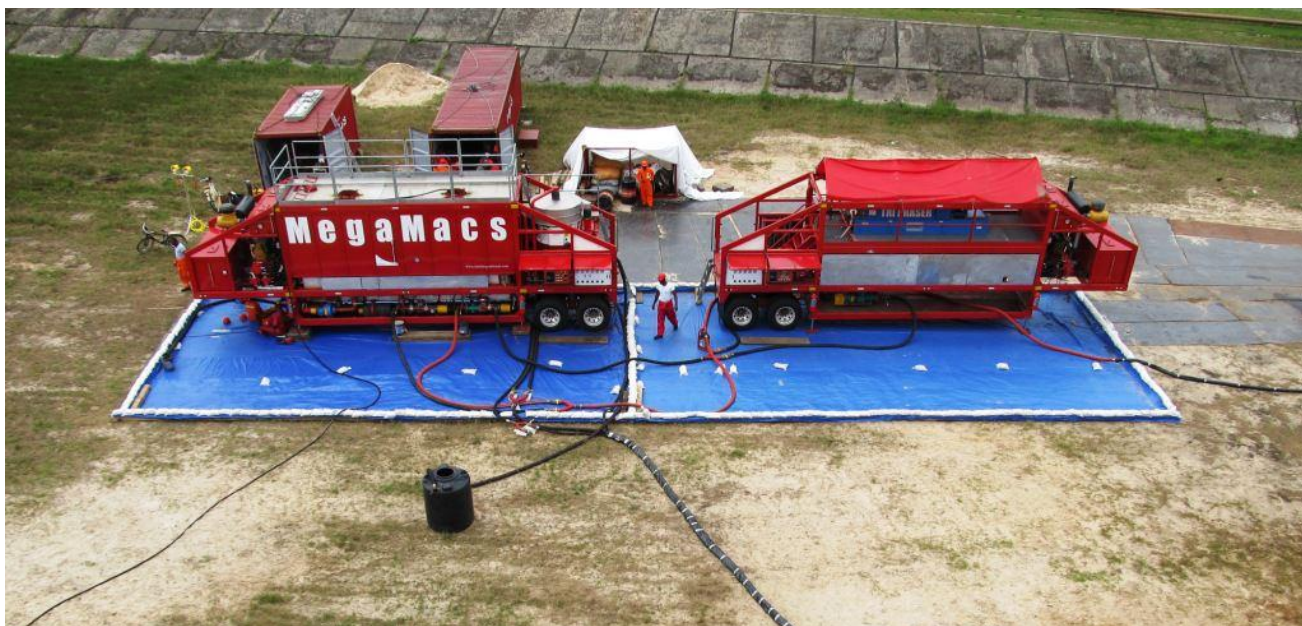


Рисунок 14 – Общий вид установки МегаМАКС

Выкачка нефтешлама через МегаМАКС проходит следующим образом:

- Откачиваемый шлам проходит через вибросепаратор;
- Нефтешлам поступает в емкость. Тяжелые смеси оседают на дно и выводятся шнеками снизу;
- Накопившаяся углеводородная пленка собирается скиммером;
- через 3-хфазную центрифугу происходит разделение воды от неразделенной эмульсии.

Комплекс МегаМАКС имеет огромную производительность и оснащен вакуумным агрегатом. Установка МегаМАКС эффективно «вылизывает» дно очищаемого резервуара.

Также установка оснащена минитрактором для сбора тяжелых шламов со дна резервуара.

Комплекс MegaMACS, имеет немало преимуществ, такие как высокое качество очистки резервуаров, высокое качество очистки углеводородов, воды и мехпримесей, полная энергонезависимость. Это самый качественный и быстрый метод очистки резервуаров от нефтешлама, имеющий лишь два недостатка – габариты (размер 40-футового контейнера) и высокая стоимость.

2.6 Рекомендация по очистке резервуаров

Эффективными методами очистки РВС на сегодняшний день считаются биологический, тепловой и акустический, но они очень затратны, поэтому применяются на производстве редко. Химический метод редко применяется отдельно, обычно в комплексе с другими методами. Наиболее эффективные комплексы – химико-механизированный и химико-гидравлический.

Как правило, с целью сокращения затрат на проведение очистки на предприятиях зачистка проводится ручным способом. Но этот метод имеет существенные недостатки, а именно большой вред для здоровья работников, загрязнение окружающей среды и длительность проведения работ.

Самым эффективным методом по очистке на сегодняшний день является применение специализированных комплексов. Помимо МКО-1000 и МегаМАКС существуют русские комплексы Техноспас, Кор-1М и специализированный комплекс Blabo датского производства, разнообразие комплексов большое. Для определения наиболее эффективного из рассмотренных комплексов как отечественного, так и зарубежного производства, составим таблицу, в которой отразим основные параметры, которые влияют на выбор того или иного комплекса для очистки резервуаров. Для сравнения возьмем комплексы разных стран – МКО-1000 (Россия), МегаМАКС (США) и Blabo (Дания) (Таблица 2.6):

Таблица 2.6 – Комплексы для очистки резервуаров

Показатель	МКО-1000	МегаМАКС	Blabo
Очистка резервуаров от высоковязких темных нефтепродуктов	-	+	+
Мобильность комплекса	+	+	-
Максимальный размер очищаемого резервуара, м ³	20000	120000	200000
Время разворачивания комплекса	3 дня	4-6 часов	2 недели
Стоимость комплекса, млн. рублей	32	120	130

Время проведения очистки на примере резервуара РВС 3000 м ³ (светлые нефтепродукты)	3 дня	2 часа	5 дней
Необходимость проведения ручной доочистки	+	-	-
Необходимость дополнительной очистки извлекаемого нефтепродукта	+	-	-

Современные установки МКО-1000 и МегаМАКС по сей день показывают хорошие результаты, и на основе таблицы можно сделать вывод, что мобильный комплекс МегаМАКС – совершенное оборудование, которое отличается от других комплексов высоким качеством очистки резервуаров, высоким качеством очистки углеводородов, воды, мехпримесей, а также быстрым разворачиванием и мойкой резервуара. Но данный комплекс слишком дорогой, и исходя из местоположения резервуаров «Nord Imperial», например, РВС-3000 Майского месторождения, расположение которого посреди Васюганских болот (отсутствие дорог), транспортировка и обслуживание такого комплекса становится невероятно дорогой и недоступной.

Помимо мобильных комплексов, на данный момент существует ряд способов повышения очистки донных отложений, которые быстрее предотвращают уплотнение осадка в резервуаре:

- применение реагентов, флокулянтов для лучшего выделения мелкодисперсных частиц из раствора, откачиваемого из резервуара в процессе разделения нефти, дозированная подача которых также предусматривается в работе комплексов;
- деэмульгаторы для разрушения водно-нефтяной эмульсии. Высокую эффективность имеют нанодеэмульгаторы – ПАВ, которые, в отличие от природных эмульгаторов, способствуют значительному снижению стойкости нефтяных эмульсий. Нанодеэмульгаторы, на данный момент, не имеют

					Анализ технологического процесса очистки РВС	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

аналогов на мировом рынке и являются новыми нанопродуктами с выявленным особым «наномеханизмом» принципа действия, который объясняется способностью молекул деэмульгаторов находиться в своих растворах в виде наночастиц с размерами 20 - 100 нм. Метод разработки нанодеэмульгаторов, основанный на оценке межмолекулярных взаимодействий в их жидких товарных формах, способен обеспечивать высокую эффективность действия деэмульгаторов, независимо от типа нефти.

Нанодеэмульгаторы имеют ряд преимуществ относительно ранее применяемых деэмульгаторов, а именно:

- низкий удельный расход (до 2-4 раз ниже обычных деэмульгаторов);
- повышение качества процесса разделения нефти и воды;
- эффективность нанодеэмульгаторов выше импортных аналогов, что позволяет обеспечить импортозамещение;
- не теряют своей активности при проведении очистки без подогрева моющей смеси и водонефтяной эмульсии;
- нанодеэмульгаторы являются эффективными как для очистки резервуаров от легких нефтепродуктов, так и от тяжелых высоковязких нефтей;
- позволяют снизить использование или полностью отказаться от ингибиторов коррозии, добавляемых в раствор ТМС.

Если условно отсечь такой недостаток, как большие финансовые затраты, то акустический метод (применение ВЭМА-0,3) и применение деэмульгаторов или современных мобильных комплексов – это незаменимый вклад для надежной эксплуатации резервуара.

					Анализ технологического процесса очистки РВС	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Расчетная часть

3.1 Основные параметры для расчета стенки РВС

Для расчета берем нефтепромысловый вертикальный стальной резервуар с номинальным объемом 3000 м³ компании «Nord Imperial». Необходимые габариты и массу конструкций РВС-3000 можно взять из таблиц 1.2.1-1.2.5.

Тип стенки резервуара – цилиндрический замкнутый, состоящий из 8 горизонтальных поясов. Толщина верхнего пояса составляет 4 мм, нижнего пояса – 6 мм. Марку стали, из которой изготавливают стенку исследуемого резервуара, определяем по руководящему документу по правилам технической диагностики резервуаров. Марка стали – 09Г2С-12 [27]. Плотность нефти принимаем за 900 кг/м³.

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.

					Технология очистки резервуаров вертикальных стальных			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Мандзюк М.И.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.					53	102
Консульт.						НИ ТПУ ИШПР гр. 2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

3.2 Расчет номинальной толщины листов РВС

Расчет выполняется в соответствии с ГОСТ 31385-2016 [33]. Номинальные толщины листов стенки резервуара необходимо определять согласно требованиям действующих нормативных документов. Необходимые расчеты для основных сочетаний нагрузок в условиях нормальной эксплуатации и гидравлических испытаний (без условий землетрясения) – расчеты на прочность и устойчивость стенки.

Номинальные толщины листов металла, из которого изготовлены пояса резервуара, следует выбирать из сортамента на листовой прокат так, чтобы выполнялось соблюдение двух неравенств:

$$t \geq \max(t_d + \Delta t_c; t_g; t_h) + \Delta t_m, t \leq 40 \text{ мм}, \quad (3.1)$$

где t_d, t_g – расчетные толщины поясов стенки при статических нагрузках в условиях эксплуатации и гидравлических испытаний соответственно;

t_h – минимальная толщина стенки резервуара, которую определим по таблице 3.2.1;

Δt_c – припуск на коррозию металла стенки резервуара;

Δt_m – минусовой допуск на листовой прокат, который указывается в сертификате на поставку металла (при минимальной толщине листов стенки РВС, равной 6 мм, предельный минусовой допуск принимается равным 0,6 мм).

Таблица 3.2.1 – Минимальная конструктивная толщина листа стенки резервуаров в зависимости от его диаметра

Диаметр резервуара, м	Минимальная толщина листа стенки резервуара t_h , мм
до 10 включительно	4
свыше 10 – 16	5
свыше 16 – 25	6
свыше 25 – 40	8
свыше 40 – 65	10
свыше 65	12

Из условия прочности расчетную толщину i -го пояса стенки резервуара определяют на уровне, которому соответствует максимальному кольцевому напряжению в срединной поверхности пояса по формулам:

$$t_{di} = [0,001 \cdot \rho_d \cdot g \cdot (H_d - z_i) + 1,2 \cdot p] \cdot \frac{r}{R}; \quad (3.2)$$

$$t_{gi} = [0,001 \cdot \rho_g \cdot g \cdot (H_g - z_i) + 1,25 \cdot p] \cdot \frac{r}{R}; \quad (3.3)$$

где r – радиус резервуара, $r = 9,5$ м;

t_{di}, t_{gi} – расчетные толщины i -го пояса для эксплуатации и гидравлических испытаний, м;

$z_i = 1,5$ – расстояние от днища до нижней кромки i -го пояса, м;

H_d, H_g – расчетные уровни налива нефти (воды) для эксплуатации и гидравлических испытаний, м;

ρ_d, ρ_g – плотность нефти и воды для эксплуатации и гидравлических испытаний, $\rho_d = 0,9$ т/м³, $\rho_g = 1$ т/м³;

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

p – нормативное избыточное давление в газовом пространстве, МПа,

R – расчетный параметр, МПа.

Таблица 3.2.2 – Значения нормативного избыточного давления и вакуума в газовом пространстве резервуара

Тип резервуара	Нормативное давление, кПа	
	избыточное	вакуум
РВСС	2,0	0,25
РВСП	0,2	0,2

Примем срок службы резервуара равным 20 лет и посчитаем припуск на коррозию, которую конструкция резервуара исключает. Припуск на коррозию C рассчитывают по формуле:

$$\Delta t_c = C \cdot n, \quad (3.4)$$

где C – значение распространения коррозии в год, мм (возьмем 0,1 мм);
 n – срок службы резервуара.

Тогда $\Delta t_c = 20 \cdot 0,1 = 2$ мм

Расчетный параметр R определим по формуле:

$$R = \frac{R_{yn} \cdot \gamma_c}{\gamma_m \cdot \gamma_n}, \quad (3.5)$$

где R_{yn} – нормативное сопротивление, равняется значению предела текучести стали по ГОСТ 19281 – 2014, для стали 09Г2С $R_{yn} = 265$ МПа;

γ_c – безразмерный коэффициент условий работы поясов стенки резервуара, принимается в соответствии со СНиП II-23-81* «Стальные конструкции» [31], для первого пояса $\gamma_c=0,8$, для остальных поясов $\gamma_c=0,7$, а для условий гидравлических испытаний $\gamma_c=0,9$;

γ_m – безразмерный коэффициент надежности в зависимости от марки стали стенки резервуара, принимается в соответствии со СНиП II-23-81* $\gamma_m=1,025$ [31];

γ_n – безразмерный коэффициент надежности по ответственности, принимается в соответствии со СНиП II-23-81* $\gamma_n=1,05$ [31].

Подставляем значения и находим величину расчетного параметра R по формуле (3.4):

$$R_1 = \frac{265 \cdot 0,8}{1,025 \cdot 1,05} = 197 \text{ МПа};$$

$$R_{2-8} = \frac{265 \cdot 0,7}{1,025 \cdot 1,05} = 172 \text{ МПа};$$

$$R_{\text{гидр. исп.}} = \frac{265 \cdot 0,9}{1,025 \cdot 1,05} = 221 \text{ МПа}$$

Подставляем найденные значения в формулу (3.2) и вычисляем расчетную толщину поясов стенки РВС при эксплуатации:

$$t_{d1} = [0,001 \cdot 0,9 \cdot 9,81 \cdot (12 - 0) + 1,2 \cdot 0,002] \cdot \frac{9,5}{197} = 7,2 \text{ мм};$$

Аналогично выполним расчеты для остальных поясов и запишем полученные значения в таблицу 3.2.3:

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

Таблица 3.2.3 – Расчетная толщина 2-8 поясов для эксплуатации

Расчетная толщина для пояса	Значение, мм
t_{d2}	6,3
t_{d3}	5,4
t_{d4}	4,5
t_{d5}	3,7
t_{d6}	2,8
t_{d7}	1,9
t_{d8}	1

Подставляем найденные значения в формулу (3.3) и вычисляем расчетную толщину поясов стенки РВС для условий гидравлических испытаний:

$$t_{g1} = [0,001 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot (12 - 0) + 1,2 \cdot 0,002] \cdot \frac{9,5}{221} = 6,2 \text{ мм};$$

Выполняем те же расчеты для 2-8 поясов и запишем значения в таблицу 3.2.4:

Таблица 3.2.4 – Расчетная толщина 2-8 поясов для гидравлических испытаний

Расчетная толщина для пояса	Значение, мм
t_{g2}	5,4
t_{g3}	4,7
t_{g4}	4
t_{g5}	3,2
t_{g6}	2,4
t_{g7}	1,6
t_{g8}	0,9

Выбираем толщину стенки для каждого пояса в соответствии с условием (3.1) и округляем до значения из сортаментного ряда по ГОСТ 19903–2015:

$$\begin{aligned}
t_1 &\geq \max(7,2 + 2; 6,2; 6) + 0,6 = 9,8 = 10 \text{ мм}, t_1 \leq 40 \text{ мм}; \\
t_2 &\geq \max(6,3 + 2; 5,4; 6) + 0,6 = 8,9 = 9 \text{ мм}, t_2 \leq 40 \text{ мм}; \\
t_3 &\geq \max(5,4 + 2; 4,7; 6) + 0,6 = 8 = 8 \text{ мм}, t_3 \leq 40 \text{ мм}; \\
t_4 &\geq \max(4,5 + 2; 4; 6) + 0,6 = 7,1 = 7 \text{ мм}, t_4 \leq 40 \text{ мм}; \\
t_5 &\geq \max(3,7 + 2; 3,2; 6) + 0,6 = 6,6 = 7 \text{ мм}, t_5 \leq 40 \text{ мм}; \\
t_6 &\geq \max(2,8 + 2; 2,4; 6) + 0,6 = 6,6 = 7 \text{ мм}, t_6 \leq 40 \text{ мм}; \\
t_7 &\geq \max(1,9 + 2; 1,6; 6) + 0,6 = 6,6 = 7 \text{ мм}, t_7 \leq 40 \text{ мм}; \\
t_8 &\geq \max(1 + 2; 0,9; 6) + 0,6 = 6,6 = 7 \text{ мм}, t_8 \leq 40 \text{ мм}.
\end{aligned}$$

Неравенства соблюдены.

3.3 Проверочный расчет на прочность стенки РВС

Проверка на прочность производится с учетом требований [29] по условию:

$$\sqrt{(\sigma_1^2 + \sigma_1 \cdot \sigma_2 + \sigma_2^2)} \leq \frac{R_y \cdot \gamma_c}{\gamma_n} = [\sigma], \quad (3.6)$$

где $[\sigma]$ - допускаемые напряжения в i -м поясе резервуара;

σ_1 - меридиональное напряжение для нижней точки каждого пояса, МПа;

R_y – расчетное сопротивление проката по поясам стенки, равное 3,10 МПа [28];

σ_2 – кольцевое напряжение для нижней точки каждого пояса;

γ_c – коэффициент условий работы (при расчете на прочность) для поясов, 0,7 для первого пояса и 0,8 для остальных поясов;

γ_n – коэффициент надежности по назначению, $\gamma_n = 1,1$ для резервуаров I класса;

$$\sigma_1 = \frac{[1,05 \cdot G_M + 0,95 \cdot (1,05 \cdot G_O + 1,2 \cdot G_y)]}{2 \cdot \pi \cdot r \cdot t_{pi}} + \frac{(0,9 \cdot 1,4 \cdot S - 0,95 \cdot 1,2 \cdot P_{и}) \cdot r}{2 \cdot t_{pi}}, \quad (3.7)$$

где $G_M = Q_{п} + Q_{ст}$ – вес металлоконструкций выше расчетной точки, МН;

t_{pi} – расчетная толщина стенки i -го пояса резервуара через 20 лет с учетом припуска на коррозию, мм;

$Q_{п}$ – вес металлоконструкции крыши выше расчетной точки, $Q_{п} = 0,22$ МН;

					Расчетная часть	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$Q_{ст}$ – вес вышележащих поясов стенки, Н;

G_o – вес стационарного оборудования (лестница, крыша и комплектующие конструкции), $G_o = 25694$ кг (0,25 МН);

S – нормативное значение снеговой нагрузки, S , [28], кгс/м²;

$P_{и}$ – избыточное давление в газовом пространстве, $P_{и} = 2$ кПа для резервуаров типа РВС, МПа (таблица 3.2.2);

G_y – масса утеплителя выше расчетной точки, $G_y = 0$ кг;

r – радиус резервуара, м.

Кольцевое напряжение для нижней точки каждого пояса:

$$\sigma_2 = [0,001 \cdot \rho \cdot g \cdot (H - x) + 1,2 \cdot p] \cdot \frac{r}{t_{ir}}; \quad (3.8)$$

где x – расстояние от дна стенки до расчетной точки рассматриваемого пояса, м.

ρ – расчетная плотность нефти, кг/м³;

H – высота резервуара, м;

g – ускорение свободного падения, м²/с.

Вес металлоконструкции стенки выше расчетной точки рассчитаем по формуле:

$$Q_{ст} = \sum_1^8 Q_{Пт}, \quad (3.9)$$

где $Q_{Пт}$ – вес пояса РВС, МН.

Вес первого пояса резервуара вычисляется по формуле:

$$Q_{П1} = 2 \cdot \pi \cdot r \cdot h_{л} \cdot t_1 \cdot \rho_{ст} \cdot g, \quad (3.10)$$

где $h_{л}$ – высота листа стенки РВС, $h_{л} = 1,5$ м;

t_1 – толщина листа стенки РВС, м;

$\rho_{ст}$ – плотность стали, $\rho_{ст} = 7800$ кг/м³.

Подставим значения в формулу (3.10) и вычислим вес первого пояса РВС:

$$Q_{П1} = 2 \cdot 3,14 \cdot 9,5 \cdot 1,5 \cdot 0,01 \cdot 7800 \cdot 9,81 = 0,068 \text{ МН};$$

По аналогии считаем вес остальных поясов:

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

$$Q_{П2} = 2 \cdot 3,14 \cdot 9,5 \cdot 1,5 \cdot 0,009 \cdot 7800 \cdot 9,81 = 0,061 \text{ МН};$$

$$Q_{П3} = 2 \cdot 3,14 \cdot 9,5 \cdot 1,5 \cdot 0,008 \cdot 7800 \cdot 9,81 = 0,055 \text{ МН};$$

$$Q_{П4-8} = 2 \cdot 3,14 \cdot 9,5 \cdot 1,5 \cdot 0,007 \cdot 7800 \cdot 9,81 = 0,047 \text{ МН};$$

Подставим найденные значения и вычислим вес металлоконструкции стенки выше расчетной точки:

$$Q_{ст} = 0,068 + 0,061 + 0,055 + 5 \cdot 0,047 = 0,419 \text{ МН};$$

Вес конструкций выше расчетной точки:

$$G_m = Q_{п} + Q_{ст} = 0,22 \text{ МН} + 0,419 \text{ МН} = 0,639 \text{ МН}.$$

Рассчитаем значение снеговой нагрузки согласно СНиП 2.01.07 – 85* [29]:

$$S = 0,7c_e \cdot c_t \cdot \mu \cdot S_g = 0,7 \cdot 0,85 \cdot 0,8 \cdot 1 \cdot 0,0024 \text{ МПа} = 0,00114 \text{ МПа}, \quad (3.11)$$

где c_e – коэффициент, учитывающий снос снега с крыши под действием ветра или иных факторов, равный 0,85;

C_t – термический коэффициент, равный 0,8;

μ – коэффициент перехода от веса снегового покрова земли к снеговой нагрузке на покрытие, равный 1;

S_g – вес снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности земли, для Томской области равный 0,0024 МПа.

Меридиональное напряжение для нижней точки каждого пояса:

Первый пояс:

$$\sigma_{1(1n)} = \frac{[1,05 \cdot 0,639 + 0,95 \cdot (1,05 \cdot 0,25 + 1,2 \cdot 0)]}{2 \cdot 3,14 \cdot 9,5 \cdot 0,01} + \frac{(0,9 \cdot 1,4 \cdot 0,00114 + 0,95 \cdot 1,2 \cdot 0,002) \cdot 9,5}{2 \cdot 0,01} = 3,3 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{2(1n)} = \frac{[0,001 \cdot 9,81 \cdot 0,9 \cdot (12 - 0,00) + 1,2 \cdot 0,002] \cdot 9,5}{0,01} = 102,93 \text{ МПа};$$

$$\sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_1 \cdot \sigma_2 + \sigma_2^2} = \sqrt{3,3^2 + 3,3 \cdot 102,93 + 102,93^2} = 103,50 \text{ МПа};$$

Допускаемые напряжения в 1-м поясе резервуара:

$$[\sigma] = \frac{310 \cdot 0,7}{1,1} = 197,27 \text{ МПа};$$

Вставим рассчитанные значения в формулу (3.6), $103,5 \text{ МПа} \leq 197,27 \text{ МПа}$.

Условие прочности выполняется.

					Расчетная часть	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Второй пояс:

$$\sigma_{1(2n)} = \frac{[1,05 \cdot 0,639 + 0,95 \cdot (1,05 \cdot 0,25 + 1,2 \cdot 0)]}{2 \cdot 3,14 \cdot 9,5 \cdot 0,009} + \frac{(0,9 \cdot 1,4 \cdot 0,00114 - 0,95 \cdot 1,2 \cdot 0,002) \cdot 9,5}{2 \cdot 0,009} = 3,67 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{2(2n)} = \frac{[9,81 \cdot 0,9 \cdot (12 - 1,5) + 1,2 \cdot 0,002] \cdot 9,5}{0,009} = 100,42 \text{ МПа};$$

$$\sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_1 \cdot \sigma_2 + \sigma_2^2} = \sqrt{3,67^2 + 3,67 \cdot 100,42 + 100,42^2} = 101 \text{ МПа};$$

$$(\sigma_1^2 + \sigma_1 \cdot \sigma_2 + \sigma_2^2)^{0,5} \leq \frac{R_y \cdot \gamma_c}{\gamma_n} = [\sigma];$$

Допускаемые напряжения во 2-м поясе резервуара:

$$[\sigma] = \frac{235 \cdot 0,8}{1,1} = 170,91 \text{ МПа};$$

$$101 \text{ МПа} \leq 170,91 \text{ МПа}.$$

Условие прочности выполняется.

Аналогично для остальных поясов, результаты расчета на прочность сведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчета поясов стенки резервуара на прочность

№ пояса	σ_1 , МПа	σ_2 , МПа	$(\sigma_1^2 + \sigma_1 \cdot \sigma_2 + \sigma_2^2)^{0,5}$	$\frac{R_y \cdot \gamma_c}{\gamma_n}$, МПа
1	3,3	102,93	103,50	197,27
2	3,67	100,42	101,00	170,91
3	4,1	94,36	94,96	
4	4,56	89,86	90,49	
5	4,56	71,89	72,53	
6	4,56	53,92	54,65	
7	4,56	35,95	36,79	
8	4,56	17,98	18,42	

Все пояса удовлетворяют условию прочности для прогнозируемых с учётом коррозии толщин поясов через 20 лет эксплуатации и замене не подлежат.

3.4 Расчет стенки на устойчивость

Устойчивость стенки резервуара обеспечена при выполнении следующего неравенства для всех поясов стенки резервуара:

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_{cr1}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{cr2}} \leq 1, \quad (3.12)$$

где σ_1 – расчетное меридиональное напряжение в i -том поясе стенке резервуара, МПа;

σ_2 – расчетное кольцевое напряжение в i -том поясе стенке резервуара, МПа;

σ_{cr1} – критическое меридиональное напряжение в i -том поясе стенке резервуара, МПа;

σ_{cr2} – критическое кольцевое напряжение в i -том поясе стенке резервуара, МПа;

Критическое меридиональное напряжение σ_{cr1} , МПа, находятся по формуле:

$$\sigma_{cr1} = \frac{C_0}{E\delta}, \quad (3.13)$$

где C_0 – безразмерный коэффициент, зависящий от толщины стенки и радиуса резервуара;

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

δ – безразмерный параметр, равный 1628,5

$$C_0 = \begin{cases} 0,04 + 40\delta /, & \text{при } 400 \leq \delta \leq 1220 \\ 0,085 + 10 - 5 \cdot \delta, & \text{при } 1220 \leq \delta \leq 2500 \\ 0,065 - 2 \cdot 10 - 6 \cdot \delta, & \text{при } 2500 \leq \delta \leq 5000 \end{cases}, \quad (3.14)$$

Найдем безразмерный параметр δ :

$$\delta = \frac{r}{t_{mr}}, \quad (3.15)$$

где r – радиус резервуара, м;

t_{mr} – расчетная толщина тонкого пояса резервуара, $t_{mr}=0,007$ м.

Рассчитаем безразмерный параметр, $\sigma = 1628,5$. Исходя из полученного значения δ , следует, что C_0 определяется по второй формуле из (3.14). Найдем значение безразмерного коэффициента C_0 :

$$C_0 = 0,085 + 10^{-5} \cdot 1628,5 = 0,1$$

По формуле (15) вычислим критическое меридиональное напряжение:

$$\sigma_{cr1} = 0,1 \cdot \frac{2 \cdot 10^{11}}{1628,5} = 12,9 \text{ МПа}$$

Критическое кольцевое напряжение σ_{cr2} , МПа, определяются по формуле:

$$\sigma_{cr2} = 0,55 \cdot \frac{r}{H_r} \cdot \frac{E}{\sqrt{\delta^3}}, \quad (3.16)$$

где r – радиус резервуара, м;

H_r – редуцированная высота стенки резервуара, м;

E – модуль упругости стали, Па;

δ – безразмерный параметр

Редуцированная высота стенки резервуара находится по формуле:

$$H_r = \sum_{i=1}^n h_i \cdot \left(\frac{t_{mr}}{t_{ir}} \right)^{2,5} \quad (3.17)$$

где h_i – высота листа стенки резервуара;

t_{mr} – расчетная толщина самого тонкого пояса стенки резервуара;

t_{ir} – расчетная толщина i -го пояса стенки резервуара.

Подставив рассчитанные данные в (3.17) вычислим редуцированную высоту стенки резервуара:

$$H_r = 1,5 \cdot \left(\frac{0,007}{0,01} \right)^{2,5} + 1,5 \cdot \left(\frac{0,007}{0,009} \right)^{2,5} + 1,5 \cdot \left(\frac{0,007}{0,008} \right)^{2,5} + 5 \cdot 1,5 \cdot \left(\frac{0,007}{0,007} \right)^{2,5} = 10 \text{ м}$$

Подставляя значения в формулу (3.16) найдем критическое кольцевое напряжение:

$$\sigma_{cr2} = 0,55 \cdot \frac{9,5}{2,1} \cdot \frac{2 \cdot 10^{11}}{\sqrt{1628,53}} = 2 \text{ МПа}$$

Кольцевое напряжение в i -ом поясе стенки резервуара со стационарной крышей определяется по формуле:

					Расчетная часть	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\sigma_2 = (1,2 \cdot \psi_{t3} \cdot p_v + 0,5 \cdot \psi_{t2} \cdot p_w) \cdot \delta, \quad (3.18)$$

где p_v – нормативное значение вакуума, $p_v = 0,00025$ МПа;

p_w – нормативное значение ветрового давления, МПа, принимаемое по СП 20.13330.2011 исходя из ветрового района, $p_w = 0,00048$ МПа;

ψ_{t3} , ψ_{t2} – коэффициенты сочетаний соответственно для длительных и кратковременных нагрузок, назначаемые в соответствии с требованиями СП 20.13330.2011, ψ_{t3} , ψ_{t2} равны соответственно 0,95 и 0,9;

δ – безразмерный параметр, равный 1628,5.

Подставляя значения в формулу (3.18) находим кольцевое напряжение в i -ом поясе стенки резервуара:

$$\sigma_2 = (1,2 \cdot 0,95 \cdot 0,00025 + 0,5 \cdot 0,9 \cdot 0,00048) \cdot 1628,5 = 0,82 \text{ МПа}$$

Так как устойчивость стенки резервуара обеспечивается при выполнении неравенства, то сделаем проверку на устойчивость для всех поясов резервуара.

Для первого пояса:

$$\frac{3,3}{12,9} + \frac{0,82}{2} = 0,58; 0,66 \leq 1;$$

для второго пояса:

$$\frac{3,67}{12,9} + \frac{0,82}{2} = 0,6; 0,69 \leq 1;$$

для третьего пояса:

$$\frac{4,1}{12,9} + \frac{0,82}{2} = 0,63; 0,72 \leq 1$$

Для остальных поясов:

$$\frac{4,56}{12,9} + \frac{0,82}{2} = 0,66; 0,76 \leq 1$$

Условие неравенства выполняется. Толщины поясов стенки резервуара верно определены и установка колец жесткости не требуется.

3.5 Оценка ресурса стенки резервуара

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

					Расчетная часть	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$N_0 = \frac{1}{4} \cdot \left(\frac{1,28 \cdot E \cdot \ln\left(\frac{1}{1-\Psi}\right)}{1,28 \cdot \frac{n\sigma\sigma^a}{\varphi c} - \sigma_{-1}} - 1 \right)^2, \quad (3.19)$$

$$N_0 = \frac{1}{4nN} \cdot \left(\frac{1,28 \cdot E \cdot \ln\left(\frac{1}{1-\Psi}\right)}{1,28 \cdot \frac{\sigma\sigma^a}{\varphi c} - \sigma_{-1}} - 1 \right)^2. \quad (3.20)$$

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

Ψ –относительное сужение, $\Psi=0,55$ для стали 09Г2С;

$\sigma\sigma^a$ –амплитуда условных напряжений в расчетной точке стенки, МПа [32];

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

φc –коэффициент, учитывающий снижение характеристик в результате сварки для малоуглеродистой стали, $\varphi c=0,9$ [32];

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

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

Амплитуда условных напряжений определяется по формуле:

$$\sigma a^* = 0,5 \cdot K_\sigma \cdot \sigma_H = 0,5 \cdot 2,42 \cdot 2,741 = 3,317 \text{ МПа},$$

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:

$$\sigma_H = \frac{\rho \cdot g \cdot (H_{\max} - x) \cdot r}{\delta} \quad (3.21)$$

Подставляем значения параметров в формулы выше:

$$N_0 = \frac{1}{4} \cdot \left(\frac{1,28 \cdot 2,06 \cdot \ln\left(\frac{1}{1-0,55}\right)}{1,28 \cdot \frac{2 \cdot 3,317}{0,18} - 120} - 1 \right)^2 = 9475 ;$$

$$N_0 = \frac{1}{4nN} \cdot \left(\frac{1,28 \cdot 2,06 \cdot \ln\left(\frac{1}{1-0,55}\right)}{1,28 \cdot \frac{3,317}{0,8} - 120} - 1 \right)^2 = 5024 .$$

Корректируем минимальное из полученных значений с учетом коррозии по формуле:

$$N = N_0 \cdot (1 - \beta_{\text{кс}}), \quad (3.22)$$

					Расчетная часть	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

$$\beta_{кс} = \lambda \cdot \lg N_0. \quad (3.23)$$

При коэффициенте коррозии $\lambda = 0,1$ (при отсутствии мер по снижению коррозионного воздействия):

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

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

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

$$T = \frac{N}{n_0}, \quad (3.24)$$

где n_0 –число полных циклов заполнения резервуара.

$$T = \frac{1859}{50} = 37,$$

Таким образом, минимальный срок службы данного резервуара при годовой обрачиваемости 50 циклов в год составляет 37 лет.

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

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение

Сокращение себестоимости в процессе ремонтных работ, в частности, работ по зачистке, резервуаров вертикальных стальных является одной из приоритетных направлений деятельности в процессах эксплуатации резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов.

На данный момент месторождения компании «Nord Imperial» уже не первый год добывают нефть, следовательно, резервуары введены в эксплуатацию достаточно давно. С годами себестоимость работ по зачистке данных резервуаров лишь растет.

В настоящее время перспективность научного исследования определяется не столько масштабом открытия, оценить которое на первых этапах жизненного цикла высокотехнологического и ресурсоэффективного продукта бывает достаточно трудно, сколько коммерческой ценностью разработки. Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов в отраслях эксплуатации хранения нефти и нефтепродуктов.

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

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом

					Технология очистки резервуаров вертикальных стальных		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Мандзюк М.И..			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение	Лит.	Лист
Руковод.		Рудаченко А.В.					Листов
Консульт.							67
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					102
						НИ ТПУ ИШПР зр. 2Б5А	

выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга).

Критерии сегментирования можно применять различные. Они могут быть географические, демографические, поведенческие. Также немаловажно учитывать возраст, пол, национальность, образование, доход, интересы и многие другие критерии для физических лиц.

Целесообразно выбрать два наиболее значимых критерия: *размер компании* на территории РФ и *отрасль деятельности компании* (Таблица 4.1).

Касаясь отраслей, не все предприятия могут пользоваться данным исследовательским проектом, а только нефтяная промышленность. Отсюда вытекает географический критерий, потому что не всякий регион и не всякая страна имеет газовые и нефтяные ресурсы.

Таблица 4.1 – Карта сегментирования рынка услуг по ремонтным работам резервуаров

		Отрасль	
		Нефтедобывающие предприятия	Нефтеперерабатывающие предприятия
Размер компании	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		



Роснефть



Газпром



Атомконверс



Новатэк



Норд
Империал

По таблице можно сделать вывод о том, что основные сегменты рынка – крупные и малые компании. Это означает, что наиболее перспективным сегментом в отраслях нефтедобычи и нефтепереработки для формирования

спроса является группа независимых крупных и малых нефтедобывающих компаний.

4.2 Предпроектный анализ

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

При ведении собственного производства необходим систематический анализ конкурирующих разработок во избежание потери занимаемой ниши рынка, так как рынок пребывает в постоянном движении. Периодический анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности позволяет оценить эффективность научной разработки по сравнению с конкурирующими предприятиями. Из наиболее влияющих предприятий–конкурентов в области хранения нефти, где может быть внедрена технология очистки нанодезэмульгаторами: ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «Газпром».

Целесообразно проводить сравнение внедрения нанодезэмульгаторов с помощью оценочной карты, пример которой приведен в таблице 4.2.:

Таблица 4.2.1 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		B_{ϕ}	$B_{к1}$	$B_{к2}$	K_{ϕ}	$K_{к1}$	$K_{к2}$
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1.Повышение производительности труда	0,15	5	5	4	0,75	0,75	0,60
2.Удобство в эксплуатации	0,15	5	1	4	0,75	0,15	0,60
2. Надежность	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
4. Безопасность	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
5. Энергоэкономичность	0,15	5	4	3	0,75	0,60	0,45
Экономические критерии оценки эффективности							

1. Цена	0,2	5	3	4	1,0	0,6	0,8
2. Конкурентоспособность продукта	0,05	4	4	3	0,2	0,2	0,15
3. Финансирование научной разработки	0,05	2	5	4	0,1	0,25	0,2
4.Срок выхода на рынок	0,05	4	5	4	0,2	0,25	0,2
Итого	1	40	39	30	4,75	3,6	3,8

B_{Φ} – продукт проведенной исследовательской работы;

B_{K1} – ПАО «НК» Роснефть»;

B_{K2} – ПАО «Газпром».

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i,$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Конкурентоспособность разработки составила 4,75, в то время как двух других аналогов 3,6 и 3,8 соответственно. Результаты показывают, что данная научно-исследовательская разработка по очистке РВС является конкурентоспособной и имеет преимущества по таким показателям, как удобство эксплуатации для потребителей, цена и энергоэкономичность.

SWOT – анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках третьего этапа должна быть составлена итоговая матрица SWOT-анализа. Результаты *SWOT-анализа* представлены в таблице 4.2.2

Таблица 4.2.2 – SWOT-анализ. Итоговая матрица

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: 1. Систематическое повышение уровня квалификации. 2. Наличие квалифицированного персонала, имеющего опыт работы в данной области. 3. Наличие постоянных поставщиков. 4. Высокое качество продукции, соответствующее мировым стандартам. 5. Внедрение новых узлов оборудования и совершенствования технологических процессов.	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: 1. Низкий уровень заработной платы для молодых специалистов. 2. Устаревшее оборудование. 3. Высокая степень износа оборудования. 4. Повышение цен у поставщиков. 5. Высокий уровень цен на выпускаемую продукцию.
Возможности: 1. Малое количество посредников на территории Томской области. 2. Небольшое количество конкурентов на территории Томской области.	Сильные стороны и возможности: 1. Эффективное использование ресурсов производства. 2. Оптимизация количества посредников за счет постоянных и проверенных поставщиков (пользоваться услугами постоянных поставщиков).	Слабые стороны и возможности: 1. Создание эффективной системы мотивации и стимулирования для сотрудников. 2. Нарботка и укрепление конкурентных преимуществ продукта.

3. Высокое качество поставляемых ресурсов	3. Поддержание увеличения спроса и выхода на новые рынки сбыта товара за счет высокого качества продукции.	3. Модернизация оборудования. 4. Внедрение технологии 5. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений
---	--	--

4.3 Планирование управления научно-исследовательских работ

4.3.1 План работы в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и студент. Составим перечень этапов работ и распределим исполнителей по данным видам работ с календарным и сетевым графиком проекта. График представлен в таблице 4.3.1

Таблица 4.3.1 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Изучение литературы, составление литературного обзора	40	11.01.19	28.02.19	Руководитель Исполнитель
Расчет математического модели	31	01.03.19	31.03.19	Исполнитель
Обсуждение полученных результатов	14	01.04.19	15.04.19	Исполнитель
Оформление выводов	18	20.04.19	02.05.19	Руководитель Исполнитель
Оформление пояснительной записки	21	03.05.19	24.05.19	Руководитель Исполнитель
Итого:	124	11.01.19	25.05.19	

Диаграмма Ганта – это тип столбчатых диаграмм (гистограмм), который используется для иллюстрации календарного плана проекта, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ в табл. 4.3.2.

Таблица 4.3.2 – Календарный план–график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнители	Т _к , кал,дн	Продолжительность выполнения работ													
			янв		февр			март			апрель			май		
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
Изучение литературы, составление литературного обзора	Исполнитель, руководитель	40														
																
Расчет на Математическо й модели	Исполнитель	31														
Обсуждение полученных результатов	Исполнитель	14														
Оформление выводов	Исполнитель, руководитель	18														
Оформление пояснительной записки	Исполнитель, руководитель	21														

4.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаях образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5},$$

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

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях, учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65%.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}, \quad (4.1)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

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

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

В качестве примера рассчитаем продолжительность 1 работы – откачка и дегазация резервуара (после диагностики):

$$t_{ожi} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 3}{5} = 1,8 \text{ чел.-дн.};$$

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i} = \frac{1,8}{1} = 1,8 \text{ дн.}$$

4.3.3 Бюджет научного исследования

Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам.

В стоимость материальных затрат включают транспортно–заготовительные расходы (3 – 5 % от цены). В эту же статью включаются затраты на оформление документации

Результаты по данной статье указаны в табл. 4.3.3.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

Таблица 4.3.3 – Материальные затраты

Наименование	Ед. изм.	Количество			Цена за ед., т.руб.			Затраты на материалы, (З _м), т.руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Деэмульгатор	т	20	25	24	80	80	80	1600	4080	3760
Канцелярские товары (бумага, ручка для расчетов)	шт.	3	4	3	2	2	2	6	8	6
ИТОГО:								1606	2008	1926

4.3.4 Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме (табл. 4.3.4). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 4.3.4 – Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

Наименование	Ед.изм.	Количество			Цена за ед., т.руб			Затраты на оборудования, (З _м), т.руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Испытательный стенд	т	1	2	2	50	40	30	50	80	60
Программное обеспечение	шт	2	1	1	4	4	4	8	4	4

Компьютер	шт	2	1	1	30	50	40	60	50	40
Монитор	шт	2	2	2	5	7	7	5	14	14
ИТОГО:								123	148	118

4.4 Основная заработная плата

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно–технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы (размер определяется Положением об оплате труда). Расчет основной заработной платы сводим в табл. 4.4.1.

Таблица 4.4.1 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	З _б , руб.	k _р	З _м , руб	З _{дн} , руб.	Т _р , раб.дн.	З _{осн} , руб.
Руководитель	28944,94	1,3	37628,42	1889,86	64	120950,9
Исполнитель	11400				88	52427,76

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$C_{ЗП} = З_{осн} \cdot З_{доп}, \quad (4.2)$$

Где З_{осн}, З_{доп} – основная и дополнительная заработная плата ;

Основная заработная плата (З_{осн}) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей форм:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot Т_{раб}, \quad (4.3)$$

Где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб. Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}, \quad (4.4)$$

Где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5 – дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6 – дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно – технического персонала, раб.дн. (4.6.2).

Таблица 4.4.2 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
– выходные дни	118	118
– праздничные дни		
Потери рабочего времени		
– отпуск	24	48
– невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	223	199

4.5 Дополнительная заработная плата исполнителей тем

В данную статью включается сумма выплат, предусмотренных законодательством о труде, например, оплата очередных и дополнительных отпусков; оплата времени, связанного с выполнением государственных и общественных обязанностей; выплата вознаграждения за выслугу лет и т.п. (в среднем – 12 % от суммы основной заработной платы).

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнение темы:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}}, \quad (4.5)$$

где $З_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб;

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты;

$З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

В табл. 4.5 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 4.5 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Исполнитель
Основная зарплата	120950,9	52427,76
Дополнительная зарплата	18142,64	–
Итого по статье $C_{\text{зп}}$	139093,54	52427,76

4.6 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), \quad (4.6)$$

где $k_{\text{внеб}} = 27,1\%$ - коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Отчисления во внебюджетные фонды рекомендуется представлять в табличной форме (табл. 4.6).

Таблица 4.6 – Отчисления на социальные нужды

	Руководитель	Исполнитель
Зарплата	120950,9	52427,76
Отчисления на социальные нужды	37694,35	14207,92

4.7 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие

в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (4.7)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Определение бюджета затрат на научно–исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 4.8.

Таблица 4.7 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Материальные затраты НТИ	1606000	2008000	1928000
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	123000	148000	118000
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	173378,7		
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	18142,6		
5. Отчисления во внебюджетные фонды	51902,3		
6. Накладные расходы	315588	479884	457884
7. Бюджет затрат НТИ	2288011	2879306	2747284

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

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

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех вариантов

исполнения научного исследования (таблица 4.8.1). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Таблица 4.8.1 –Группировка затрат по статьям аналогов разработки

Затраты по статьям						
Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Накладные расходы	Итого себестоимость
1606000	123000	173378,7	18142,6	51902,3	315588	2288011
2008000	148000	173378,7	18142,6	51902,3	479884	2879306
1928000	118000	173378,7	18142,6	51902,3	457884	2747284

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\Phi}^{\rho} = \frac{\Phi_{\rho i}}{\Phi_{\max}} = \frac{2288011}{2879306} = 0,79, \quad (4.8)$$

$$I_{\Phi}^{a1} = \frac{\Phi_{\rho i}}{\Phi_{\max}} = \frac{2879306}{2879306} = 1, \quad (4.9)$$

$$I_{\Phi}^{a2} = \frac{\Phi_{\rho i}}{\Phi_{\max}} = \frac{2747284}{2879306} = 0,95, \quad (4.10)$$

где I_{Φ}^{ρ} – интегральный финансовый показатель разработки; $\Phi_{\rho i}$ – стоимость i -го варианта исполнения; $\Phi_{\rho i}$ – максимальная стоимость исполнения научно–исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разы.

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

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^a, \quad (4.11)$$

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^p \quad (4.12)$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов; a_i – весовой коэффициент i -го параметра; b_i^a , b_i^p – бальная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания; n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в таблицу 4.9.2.

Таблица 4.8.2 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Способствует росту производительности труда	0,1	3	4	5
2. Удобство в эксплуатации	0,15	4	5	3
3. Помехоустойчивость	0,15	4	5	4
4. Энергосбережение	0,2	5	4	4
5. Надежность	0,25	4	5	4
6. Материалоемкость	0,15	5	5	3
ИТОГО	1	4,6	4,4	3,5

$I_m^p = 3 \times 0,1 + 4 \times 0,15 + 4 \times 0,15 + 5 \times 0,2 + 4 \times 0,25 + 5 \times 0,15$
 $= 4,25$, аналогично считаем I_1^A и I_2^A и получаем 4,7 и 4,2 соответственно.

Интегральный показатель эффективности разработки ($I_{\text{финр}}^p$) и аналога ($I_{\text{финр}}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_m^p}{I_{\phi}^p} = \frac{4,25}{0,79} = 5,38 ,$$

$$I_{\text{финр}}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_{\phi}^{a1}} = \frac{4,7}{1} = 4,7 ,$$

$$I_{\text{финр}}^{a2} = \frac{I_m^{a2}}{I_{\phi}^{a2}} = \frac{4,2}{0,95} = 4,42 ,$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта (табл. 4.8.3).

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^{a1}} = \frac{5,38}{4,7} = 1,14 ,$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^{a2}} = \frac{5,38}{4,42} = 1,22 ,$$

где $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ – сравнительная эффективность проекта; $I_{mэ}^p$ – интегральный показатель разработки; $I_{mэ}^a$ – интегральный технико–экономический показатель аналога.

Таблица 4.8.3 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,79	1	0,95
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,7	4,25	4,2
3	Интегральный показатель эффективности	5,38	4,7	4,42
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,14		1,22

Вывод к разделу:

В ходе выполнения работы были рассмотрены следующие вопросы:

- составление календарного плана проект, на основании которого была построена диаграмма Ганта;
- определение бюджета НТИ. При использовании исп. 1 исполнения потребуется 2288011 руб. – это наименьший показатель среди трех рассмотренных вариантов;
- определение ресурсной (ресурсобережение), финансовой эффективности исследования. У исп. 1 исполнения наилучшие показатели.

Разница среди затрат на бюджет НТИ трех исполнений большая. Наименьшая сумма – 2288011 руб., а наибольшая – 2879306 руб. Учитывая показатели ресурсоберегающей, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности, целесообразно для проведения исследования будет выбрать вариант 1 исполнения.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсобережение	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. Социальная ответственность

Независимо от методов очистки, процесс удаления твердых отложений из резервуаров является опасным в плане экологической безопасности, так как в процесс очистки входит поступление водного раствора для очистки в резервуар, откачка топлива из емкостей в одну, мойка емкости и дегазация с осушением резервуаров, и есть риск возникновения чрезвычайных ситуаций. В данной главе проанализированы вредные и опасные факторы при хранении нефти и нефтепродуктов в резервуарных парках. Также будут рассмотрены важные вопросы экологической безопасности, безопасности в чрезвычайных ситуациях при удалении твердых отложений из вертикальных стальных резервуаров объемом до 20000 м³.

5.1 Производственная безопасность

При процессе очистки резервуаров формируются опасные и вредные факторы. Рассмотрим основные элементы производственного процесса, которые могут формировать данные факторы (Таблица 4.1.1 и Таблица 4.1.2.), для идентификации потенциальных факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-2015 [34]:

					Технология очистки резервуаров вертикальных стальных		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Мандзюк М.И..				Социальная ответственность	Лит.	Лист
Руковод.	Рудаченко А.В.						84
Консульт.							102
Рук-ль ООП	Брусник О.В.					НИ ТПУ ИШПР гр. 2Б5А	

Таблица 5.1.1 – Элементы производственного процесса, формирующие вредные факторы при выполнении капитального ремонта РВС-3000

Наименование работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003-2015	Нормативные документы
Откачка внутренней полости резервуара от донных отложений и остатков нефти, очистка и дегазация резервуара.	Вредные	
	Физические факторы: 1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны; 2. Превышение уровня шума; 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны; Химические факторы: 4. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.	1. СанПиН 2.2.4.548-96 [35], СНиП 41-01-2013 [36]; 2. ГОСТ 12.1.003–2014 [37], ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [38]; 3. СП 52.13330.2011 [39], СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 [40]; 4. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [41], ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [42].

Таблица 5.1.2 – Элементы производственного процесса, формирующие опасные факторы при выполнении капитального ремонта РВС-3000

Наименование работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003-2015	Нормативные документы
Откачка внутренней полости резервуара от донных отложений и остатков нефти, очистка и дегазация резервуара.	Опасные	
	Физические факторы: 1. Поражение Электрическим током 2. Пожарная и взрывная безопасность 3. Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов	1. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [43]; 2. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ [44]; 3. ГОСТ 12. 1. 007 – 76 [45], ГОСТ 17. 2. 1. 03-84 [46].

5.2 Анализ производственных факторов

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов

Рассмотрим выявленные вредные производственные факторы, которые потенциально могут воздействовать на организм человека при очистке резервуаров от нефти и нефтепродуктов.

Отклонение показателей микроклимата

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

Как правило, проведение работ по очистке резервуаров проводится в летнее время года. Жаркая погода приводит к ухудшению работоспособности работающих на открытой местности.

Работы в нагревающем микроклимате необходимо проводить при соблюдении мер профилактики перегревания и рекомендаций относительно режима работ. При работах на открытом воздухе и температуре наружного воздуха 35 °С и выше продолжительность периодов непрерывной работы должна составлять 15-20 минут с последующей продолжительностью отдыха не менее 10-12 минут в охлаждаемых помещениях [36]. Работа при температуре наружного воздуха более 37 °С по показателям микроклимата относится к опасным (экстремальным) и проводить работы в таких условиях не рекомендуется.

Для защиты от чрезмерного теплового излучения необходимо использовать специальную одежду или одежду из плотных сортов ткани. Рекомендуется допускать к такой работе лиц не моложе 25 и не старше 40 лет. Также, в целях профилактики обезвоживания организма рекомендуется правильно организовать и соблюдать питьевой режим [36].

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

Повышение уровня шума

Повышенный уровень шума на производстве – опасный фактор, который может привести к нарушению слуха, сердечно-сосудистым заболеваниям, негативно влияет на психику

Допустимый уровень шума составляет 80 дБ. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБ [37].

Необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования, вкладыши "Беруши" и др.), заглушающая способность которых составляет 6-8 дБ. В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство [38].

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 [47]. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов [39].

Для освещения внутри резервуара должны применяться переносные светильники во взрывозащищенном исполнении напряжением не более 12 В [50].

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или

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

рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет $1,1 - 10 \frac{\text{мг}^3}{\text{м}}$, для нефти ПДК равно $10 \frac{\text{мг}^3}{\text{м}}$ [41].

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

При работе с вредными веществами 1-, 2-, 3-го классов опасности (ртуть, серная кислота, сероводород, метанол и т.д.) должно быть обеспечено регулярное обезвреживание и дезодорирование СИЗ [41]. Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны.

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

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов

Рассмотрим выявленные вредные производственные факторы, которые потенциально могут воздействовать на организм человека при очистке резервуаров от нефти и нефтепродуктов объемом до 20000 м³

Поражение электрическим током

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

Чтобы предупредить возможность случайного проникновения и тем более прикосновения к токоведущим частям установки по очистке, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат

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

неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки [48].

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

Защита взрывоопасных сооружений и наружных установок от прямых ударов молнии выполняется отдельно стоящими молниеотводами и прожекторными мачтами с молниеотводами. Все металлические, нормально нетоковедущие части электрооборудования, могущие оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции, присоединяются к защитному заземлению.

Для защиты от электрической индукции все технологическое оборудование и аппараты заземляются путем присоединения к защитному контуру заземления или специально сооружаемому для этой цели очагу заземления.

Предусматривается глухое заземление нейтрали силовых трансформаторов на стороне низкого напряжения. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом [48].

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала от поражения электрическим током предусматривается защитное зануление и устройства защитного отключения (УЗО).

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, подлежат занулению путем электрического соединения с глухозаземленной нейтралью источника питания посредством нулевых защитных проводников.

Пожарная безопасность

Хранилища нефтепродуктов создают потенциальную опасность возникновения утечек или аварийных разливов из оборудования, резервуаров, нарушении правил безопасности при проведении работ по очистке резервуара.

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

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

Работы по очистке резервуаров на объектах магистральных нефтепроводов должны выполняться с соблюдением РД 13.220.00-КТН-575-06 «Правила пожарной безопасности на объектах магистральных нефтепроводов ПАО «АК «Транснефть» и дочерних акционерных обществ», РД 153-39 ТН 013-96 «Инструкции по обеспечению пожаро-взрывобезопасности эксплуатации и ремонта нефтяных резервуаров резервуарных парков магистральных нефтепроводов».

Все элементы резервуаров должны проходить регулярную проверку и техническое обслуживание.

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

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

Резервуарный парк относится к категории «А» по взрыво- и пожароопасности.

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
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

поверхностями.

Для оценки риска ожога при соприкосновении кожи с горячей поверхностью машины необходимо измерить температуру этой поверхности. Температуру поверхности следует измерять в тех частях машины, где может произойти контакт кожи с поверхностью. Измерение следует проводить в нормальных условиях работы машины. Должен быть учтен наибольший нагрев поверхности машины, имеющий место перед окончанием работы.

Если измеренная температура поверхности машины равна или превышает ожоговый порог, то существует риск ожога кожи при контакте ее с горячей поверхностью. Необходимые защитные меры должны реализовываться применительно к персоналу. Могут быть приняты следующие меры как одиночные, так и в комбинации [51].

5.3 Экологическая безопасность

Основной причиной технологических потерь ценного сырья и вредных выбросов в окружающую среду при хранении в резервуарах является испаряемость легких фракций углеводородов.

При хранении жидкостей в резервуарах выбросы паров и газов в атмосферу происходит периодически в определенные промежутки времени, связанные с закачкой и откачкой жидкости и суточными колебаниями температуры окружающего воздуха. Когда резервуары соединены с атмосферой, то выбросы происходят при вытеснении паровоздушной смеси из газового пространства через вентиляционные патрубки или дыхательные клапаны.

Уровень загрязнения атмосферного воздуха является важным показателем негативного воздействия на окружающую среду. При хранении нефти и нефтепродуктов должны соблюдаться гигиенические требования к охране атмосферного воздуха.

С целью охраны атмосферного воздуха от загрязнения выбросами вредных веществ предприятия проводят постоянный контроль за соблюдением предельно допустимых выбросов (ПДВ) с использованием расчетных и

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

инструментальных методик, допущенных к применению специально уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, а также применяют меры по уменьшению выбросов летучих органических соединений из стационарных источников.

Обезвреживание отходов, образующихся при очистке оборудования и тары, осуществляют в соответствии с порядком накопления, транспортирования, обезвреживания и захоронения токсичных промышленных отходов в соответствии с ГН 2.1.5.1315-2003 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования» [50].

Нефтедержавные сточные воды образуются в процессе очистки резервуаров, смыва производственных площадок, сброса подтоварных вод из резервуаров, утечек из технологического оборудования.

Одним из наиболее опасных загрязнителей практически всех компонентов природной среды являются нефтедержавные отходы.

Отходы, образующиеся на НПС – это нефтешламы, которые образуются в связи с ухудшением физического состояния резервуаров со временем и обусловленное увеличением обводненности добываемой продукции. Это приводит к росту коррозии днища и стенок, необходимости очистки резервуаров от образующихся отложений – нефтешламов.

Нефтешлам и продукты ремонта резервуаров, поступающие в земляные шламовые амбары, являются особенно опасными отходами, т.к. могут попасть в водоемы в результате размыва обваловки амбаров паводковыми водами.

При разработке проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение следует руководствоваться «федеральным Законом об отходах производства и потребления», Законом РФ «Об охране окружающей среды», «Временным классификатором токсичных промышленных отходов», «Методическими рекомендациями по проведению инвентаризации отходов производства и потребления и оформлению проекта нормативов предельного

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

размещения отходов в природной среде». Проекты нормативов должны разрабатываться организацией, имеющей соответствующую лицензию Госкомэкологии РФ или субъектов Российской Федерации и утверждаться их территориальными органами.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

К основным возможным чрезвычайным ситуациям при работах по очистке вертикальных стальных резервуаров:

- Взрыв;
- Воспламенение и пожар;
- Разливы нефтепродукта (как следствие вышеуказанных вариантов чрезвычайных ситуаций).

Одной из наиболее частых аварий при работе с легковоспламеняющимися жидкостями являются взрывы и, соответственно, пожары.

При произошедшей чрезвычайной ситуации любого характера необходимо, в первую очередь, при получении информации, остановить производственные процессы по ремонтным работам резервуара и принять меры по отключению электроснабжения аварийного участка и отключению всего оборудования, используемого при работах.

Выполнение работ производится при помощи специальных инструментов, технических средств и материалов.

Во время выполнения работ территорию необходимо обозначить сигнальными знаками (красными флажками, лентами, плакатами), а также освободить от посторонних предметов, которые будут препятствовать перемещению оборудования и персонала.

На руководителя работ возлагается ответственность по обеспечению средствами пожаротушения (огнетушителем, ящиком с песком и лопатой, ведром с водой) и средствами индивидуальной защиты, а также по назначению ответственного за непрерывный контроль параметров газовой среды.

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

При возникновении неисправности оборудования, рабочего инвентаря и инструмента, работник должен немедленно прекратить работу и сообщить руководителю работ. При несчастном случае необходимо немедленно освободить пострадавшего от воздействия травмирующего фактора, оказать ему первую медицинскую помощь и сообщить о несчастном случае руководителю работ. Все работы, связанные взрывоопасными и взрывопожароопасными объектами проводятся в дневное время, исключением являются только аварийные ситуации

5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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

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

Перед началом работ по очистке работники должны пройти инструктаж о мерах безопасности труда в соответствии с инструкцией предприятия для данного вида работ. Лица, не достигшие 18 лет и женщины к работе не допускаются.

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

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

Для работников, условия труда на рабочих местах которых по результатам специальной оценки условий труда отнесены к вредным условиям

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

труда 3 или 4 степени или опасным условиям труда, устанавливается сокращенная продолжительность рабочего времени – не более 36 часов в неделю.

Максимально допустимая продолжительность ежедневной работы (смены) для работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, где установлена сокращенная продолжительность рабочего времени, не может превышать при 36-часовой рабочей неделе – 8 часов.

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Очистка резервуара производится только в дневное время. Место проведения работ по очистке необходимо обеспечить средствами пожаротушения и средствами индивидуальной защиты.

Расстановка оборудования, необходимого для очистки, производится за пределами бере резервуара, с возможностью доступа к нему пожарных машин и персонала.

Понтон резервуара должен быть рассчитан так, чтобы в состоянии на плаву или на опорах он мог безопасно удерживать, по крайней мере, двух человек (2 кН), которые перемещаются в любом направлении; при этом понтон не должен разрушаться, а продукт не должен поступать на поверхность понтона.

Лестницы должны соответствовать ГОСТ 23120-78 Лестницы маршевые, площадки и ограждения стальные.

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

Вывод к разделу

Таким образом, технологический процесс очистки резервуаров вертикальных стальных является достаточно опасной операцией, где применяют множество различных технологий, которые требуют пристального внимания и соблюдения правил норм, регламентируемых нормативной документацией. Также стоит обращать внимание на соблюдение правил безопасности при работе с оборудованием для очистки РВС, с материалами и, в целом, работе с объектом.

Для безопасности следует следить за состоянием оборудования, соблюдением правильного обеспечения средств индивидуальной защиты персонала, задействованного к работе. Персонал должен быть правильно экипирован и пройти инструктаж по правилу безопасности.

Соблюдение всех необходимых пунктов минимализирует шанс возникновения чрезвычайной ситуации до минимума.

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

Заключение

В ходе выполнения бакалаврской работы были рассмотрены процесс технической диагностики резервуаров вертикальных стальных и контроля резервуара перед его очисткой, а также технологический процесс очистки резервуаров от донных отложений

В работе проанализированы существующие методы очистки от остатков нефти, нефтепродуктов и их отложений (нефтешламов). Были рассмотрены современные решения по очистке резервуаров, такие как мобильные комплексы. Сравнительный анализ показал, что самый эффективный метод является мобильный комплекс МегаМАКС. Но высокая стоимость и расположение нашего объекта делает применение данного способа очистки практически невозможных.

Среди текущих методов очистки акустический метод и гидравлический в совокупности с химическими считаются очень эффективными, а первый еще и компактным. Для повышения эффективности, как рекомендация, можно применять специальные реагенты для очистки, такие как нанодезэмульгаторы и флокулянты, которые позволяют улучшать очистку как самого резервуара, так и извлекаемого нефтепродукта.

Расчет стенки резервуара на прочность и устойчивость является главным пунктом при производстве резервуара и его будущей надежной эксплуатации. Расчет стенки показал, что все условия прочности и устойчивости исследуемого объекта (резервуар типа РВСС объемом 3000 м³, изготовленный из марки 09Г2С) соблюдены.

Также был рассчитан максимальный срок службы, который составил 38 лет, и бюджет НТИ, в ходе которого выяснилось, что вариант 1 исполнения экономически лучше.

					Технология очистки резервуаров вертикальных стальных				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Мандзюк М.И..			Заключение	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Рудаченко А.В.						97	102
Консульт.						НИ ТПУ ИШПР зр. 2Б5А			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.							

Список используемых источников

1. РД-23.020 00-КТН-053-17 от 14.04.2017 «Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз»
2. РД «Правила технической диагностики резервуаров», введенный взамен РД-16.01-60.30.00-КТН-063-1-05 «Правила технической диагностики резервуаров»
3. ОР-23.020.00-КТН-230-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Зачистка резервуаров от донных отложений. Порядок организации и проведения работ»
4. ТУ 0258-085-00147585-2003 «Нефешламы». ТатНИПИнефть, Казань – 2003 – 21с
5. ГОСТ 12.1.007-76 «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»
6. ГОСТ 21046-2015 «Нефтепродукты обработанные. Общие технические условия (с поправкой)»
7. Резервуары и технологическое оборудование. История возникновения резервуаров. URL: <https://gazovik-neft.ru/directory/article/tank-story.html>
8. Продукция Резервуаров Вертикальных РВС 3000. URL: https://sarrz.ru/produkcija/rezervuary_vertikalnye_rvs/rvs_3000_m3.html
9. РД-23.020.00-КТН-018-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Резервуары стальные вертикальные для хранения нефти и нефтепродуктов объемом 1000-5000 куб.м. Нормы проектирования» (с изменением 1)

					Технология очистки резервуаров вертикальных стальных						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Мандзюк М.И..			Список используемых источников			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Рудаченко А.В.								98	102
Консульт.								НИ ТПУ ИШПР зр. 2Б5А			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.									

10. Самарский резервуарный завод. Конструктивные элементы резервуаров. URL: <http://reservoir.ru/katalog/konstruktivnyie-elementyi-rezervuarov>
11. Типовой проект 704-1-168-84 Вертикальный стальной резервуар РВС-3000 м³ для нефти и нефтепродуктов URL: https://sarrz.ru/proektirovschiku/tipovye_proekty_km_kmd_vniipi/proekt_rvs_3000/
12. Типовые конструкции, изделия и узлы зданий и сооружений, Серия 1.450.3-4, Наружные лестницы для обслуживания стальных резервуаров – утв. С 01.11.1984. – с.19, 45. URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4293827/4293827342.pdf>
13. Некрасов В.О., Земенков Ю.Д. Перспективные методы повышения эксплуатационных свойств нефтяных резервуаров // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 6 (34). – 2012. – С. 24-26.
14. Majumder S.K., Gamajet 8 Owner's Manual. / Hydrocarbon Processing. – 1980. – v. 60 – № 1. – p. 2-3
15. 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.
16. Способы очистки и предотвращения накопления донных отложений в резервуарах Гималетдинов Г.М., Саттарова Д.М. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Gimaletdinov/Gimaletdinov_1.pdf
17. ГОСТ 1510 – 84 «Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, хтранспортирование и хранение (С изменениями N 1-5)
18. ОР 13.01-28.21.00-КТН-008-2-01 «Регламент вывода из эксплуатации, проведения диагностики, капитального ремонта (реконструкции) резервуаров и ввода в эксплуатацию»
19. РД-23.020.00-КТН-296-07 «Руководство по оценке технического состояния резервуаров»

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

20. РД-19.100.00-КТН-299-09 «Ультразвуковой контроль стенки и сварных соединений при эксплуатации и ремонте стальных вертикальных резервуаров»

21. Геодезическое обследование вертикальных стальных резервуаров, Н.А. Антропова, А.В. Шадрина, А.Л. Саруев. URL: http://portal.tpu.ru:7777/SHARED/a/ANTROPOVA/Metodichki/Tab9/MU_Obsledovaniya_osadki_rezervuara.pdf

22. Инструкция по зачистке резервуаров от остатков нефтепродуктов, ОАО «НК «РОСНЕФТЬ», утверждено 28.01.2004.

23. ВЭМА – 0,3 Вибратор утилизация нефтешламов, подготовка нефти к транспорту. Каталог и общая информация. URL: <http://www.eko-log.ru/node/97>

24. МКО-1000 Мобильный комплекс (технология мойки резервуаров). URL: <http://www.pumps-gidromash.ru/catalog/detail/mko-1000/>

25. Уникальный мобильный комплекс механизированного извлечения и переработки нефтешламов MegaMACS. URL: <https://www.kmtinternational.com/ru/oil-tank-reservoir-cleaning>

26. Конференция «Молодёжь и наука», Технология дооткачки Асфальтопарафинистых отложений из стальных вертикальных резервуаров без ухудшения товарных качеств нефти, Сентюрова М.В., Демьянова Н.А. URL: <http://elib.sfu-kras.ru/handle/2311/11514?locale-attribute=en>

27. 69053-17: Описание типа СИ. Приложение к свидетельству № 67681. Резервуары вертикальные стальные цилиндрические PBCC-3000 «Nord Imperial».

28. СП 20.13330.2016 Нагрузки и воздействия

29. СНиП 2.01.07-85* Нагрузки и воздействия

30. ГОСТ 380-71* Сталь углеродистая обыкновенного качества

31. СНиП II-23-81* Стальные конструкции

32. РД 153-112-017-97 Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса РВС

					Список используемых источников	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

33. ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия
34. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
35. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
36. СНиП 41-01-2013 Отопление, вентиляция и кондиционирование
37. ГОСТ 12.1.003–2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие требования безопасности
38. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума.
39. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция
40. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий" (с изменениями на 15 марта 2010 года)
41. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
42. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
43. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление
44. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ «ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования
45. ГОСТ 12. 1. 007 – 76 «ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
46. ГОСТ 17. 2. 1. 03-84 «Охрана природы. Атмосфера. Термины и определения контроля загрязнения

					Список используемых источников	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

47. ППБО 116-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности

48. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности

49. ГН 2.1.5.1315-2003 Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования

50. ПОТ Р О-112-001-95 Правила по охране труда при эксплуатации нефтебаз и автозаправочных станций

51. ГОСТ Р 51337-99 Безопасность машин. Температуры касаемых поверхностей. Эргономические данные для установления предельных величин горячих поверхностей

					Список используемых источников	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		