

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

Школа инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ) нефтегазового дела ОНД

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Организационно-техническое обеспечение надежности и безопасности работ систем и оборудования резервуарного парка»

УДК 622.692.23-027.45

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Шевцова Анастасия Алексеевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шадрина А.В.	д.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	д.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин А.А.	к.т.н., доцент		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Айкина Т.Ю.	к.ф.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина А.В.	д.т.н., доцент		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК(У)-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК(У)-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК(У)-5	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК(У)-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя

	специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способность разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области трубопроводного транспорта углеводородов
ПК(У)-2	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в трубопроводном транспорте нефти и газа
ПК(У)-3	Способность оценивать экономическую эффективность инновационных решений в области трубопроводного транспорта углеводородов
ПК(У)-4	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли
ПК(У)-5	Способность участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности
ПК(У)-6	Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
ПК(У)-7	Способность применять современные программные комплексы для проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности



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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП онд ИШПР
 Шадрина А.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ01	Шевцовой Анастасии Алексеевне

Тема работы:

«Организационно-техническое обеспечение надежности и безопасности работ систем и оборудования резервуарного парка»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 39-42/с от 08.02.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	13.06.2022
--	------------

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>	Объектом исследования является резервуарный парк, его системы и оборудование.
---	--

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>	1. Провести обзор литературных источников, связанных с вопросами повышения безопасной, надежной и эффективной эксплуатации резервуарного парка. 2. Обзор систем и оборудования, которые включает в себя резервуарный парк. 3. Провести патентный анализ устройств, которые обеспечивают надежность и безопасность резервуарного парка 4. Расчет потерь нефти от «большого дыхания» резервуара и выбор направления для сокращения потерь нефтепродуктов. 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 6. Социальная ответственность.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Схема устройства диагностирования утечек из днища резервуара с использованием пластин из разных металлов. 2. Технологическая схема резервуарного парка 3. Схема резервуара для технологических операций с нефтью или нефтепродуктами с самотушением возгораний в резервуаре 4. Схема устройства для способа снижения потерь нефтепродуктов, хранящихся в резервуарах вертикальных стальных 5. Схема блока учета и контроля испарений нефти.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор отделения нефтегазового дела, д.э.н., Шарф И.В.
Социальная ответственность	Доцент отделения общетехнических дисциплин, к.т.н. Сечин А.А.
Иностранный язык	Доцент отделения иностранных языков, к.ф.н. Айкина Т.Ю.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Organizational and technical support of reliability and safety of systems and equipment in a tank farm	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	14.03.2022
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Шадрина А.В.	Д.Т.Н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Шевцова Анастасия Алексеевна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ01	Шевцова Анастасия Алексеевна

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на проведение мероприятий по снижению потерь нефти и нефтепродуктов в резервуаре
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	1. СТО Газпром РД 1.12-096-2004 2. Единые нормы времени и расценки на техническое диагностирование оборудования, сооружений и трубопроводов 3. РД 153-112-017-97 Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс Российской Федерации 2. ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Обоснование перспективности исследования установки улавливания легких фракций
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Расчет доходов и затрат при проведении исследования установки улавливания легких фракций и технического диагностирования резервуара
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Оценка экономической эффективности при использовании установки улавливания легких фракций и при проведении технического диагностирования резервуара

Перечень графического материала:

1. Оценка конкурентоспособности научно-технического исследования
2. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ
3. Расчеты по техническому диагностированию

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	Д.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Шевцова Анастасия Алексеевна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2БМ01		ФИО Шевцова Анастасия Алексеевна	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов

Тема ВКР:

Организационно техническое обеспечение надежности и безопасности работы систем и оборудования резервуарного парка	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при эксплуатации	<i>Объект исследования:</i> резервуарный парк <i>Область применения:</i> предназначен для приема, хранения, подготовки, учета и выдачи нефти и нефтепродуктов <i>Рабочая зона:</i> операторная <i>Размеры помещения:</i> 5×8 <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> компьютер, принтер, сканер, кондиционер, два рабочих стола, стул, электроштит <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> контроль параметров дистанционно в операторной, переключения оборудования.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 27 июня 2018 г. № 420н «Об утверждении профессионального стандарта «Оператор товарный»». «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2023) // Собрание законодательства РФ – Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда; ГОСТ 12.2.032-78. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
2. Производственная безопасность при эксплуатации: – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора	Вредные факторы: зрительное напряжение; отклонение показателей микроклимата в закрытом помещении; недостаточная освещенность рабочей зоны; нервно-психические перегрузки, монотонность трудового процесса; превышение уровня шума. Опасные факторы: повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека. Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: вентиляция и очистка воздуха, кондиционирование воздуха, осветительные устройства, звукоизолирующие устройства, устройства защитного заземления, специальная защитная одежда, средства защиты ног. Расчет: расчет системы искусственного освещения
3. Экологическая безопасность при эксплуатации	Воздействие на литосферу: образования отходов при поломке предметов вычислительной техники и оргтехники, в ходе работы организация также создает бытовой мусор, например, батарейки
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации.	Возможные ЧС: метеорологические (молния), геологические (просадка грунта, обрушение помещения), пожар. Наиболее типичная ЧС: пожар.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Шевцова Анастасия Алексеевна		

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования магистратура
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения весенний семестр 2021 /2022 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация
(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	13.06.2022
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
30.03.2022	<i>Обзор литературы</i>	10
15.04.2022	<i>Общие сведения о резервуарном парке</i>	10
15.05.2022	<i>Поиск конструктивных решений для повышения надежности резервуарного парка</i>	15
30.05.2022	<i>Расчет потерь от «большого дыхания» резервуара и выбор направления по сокращению потерь нефтепродуктов</i>	15
01.06.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
03.06.2022	<i>Социальная ответственность</i>	10
04.06.2022	<i>Приложение на иностранном языке</i>	10
05.06.2022	<i>Заключение</i>	5
06.06.2022	<i>Презентация</i>	15
	<i>Итого</i>	100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шадрина А.В.	д.т.н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина А.В.	д.т.н., доцент		

Реферат

Выпускная квалификационная работа включает 142 страницы, 17 рисунков, 29 таблиц, 31 источников, 2 приложения.

Ключевые слова: резервуарный парк, надежность, безопасность, нефтепродукт, резервуар, резервуар вертикальный стальной, пожарная безопасность, потери нефти.

Объект исследования: резервуарный парк.

Цель работы: выявить направления и предложить решение для повышения надежности и безопасности резервуарного парка.

В работе исследованы системы и оборудования резервуарного парка, связанные с снижением потерь нефти, пожарной безопасностью, очисткой, дыхательной арматурой. Также были рассмотрены технические решения, которые позволяют повысить надежность и эффективность эксплуатации резервуарного парка.

В результате исследования был проведен обзор литературы по указанной тематике, исследованы и предложены современные устройства: резервуар для технологических операций с нефтью или нефтепродуктами с самотушением возгораний в резервуаре; способ противопожарной защиты резервуаров для хранения жидких горючих веществ и огнестойкое теплоизолирующее покрытие; способ снижения потерь нефтепродуктов, хранящихся в резервуарах вертикальных стальных; блок учета и контроля испарений нефти; устройство диагностирования утечек из днища наземного вертикального резервуара с использованием пластин из разных металлов.

Область применения: нефтяные предприятия.

					Организационно-техническое обеспечение надежности и безопасности работы систем и оборудования резервуарного парка			
Изм.	Лист	№ докум.	№	Подпись				
Разраб.		Шевцова			Реферат		Лит.Лит	ЛистЛи
Руковод.		Шадрина						88
Консульт.								142100
Рук-ль ООП		Шадрина					Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01	

Определения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе были применены следующие термины и определения:

резервуар вертикальный стальной: наземное строительное сооружение, предназначенное для приема, хранения, учета, обработки и отпуска нефти.

испарение: переход нефтепродукта из жидкого в газообразное состояние при температуре меньшей, чем температура кипения, при данном давлении.

нормативный документ: документ, устанавливающий правила, общие принципы или характеристики, касающиеся различных видов деятельности или их результатов.

«большие дыхания»: потери нефти при заполнении резервуара нефтью с сопутствующим вытеснением паровоздушной смеси из газового пространства резервуара.

«малые дыхания»: потери нефти от испарения при неподвижном хранении нефти в результате суточных изменений температуры и атмосферного давления.

надежность: свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования.

В данной работе были применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

АЗС – автозаправочная станция

АК –аварийный клапан

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим

	процессом				Организационно-техническое обеспечение надежности и безопасности работы систем и оборудования резервуарного парка			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Шевцова А.А.				Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Шадрина А.В.						11	142
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		
Рук-ль ООП	Шадрина А.В.							

ГО –газовая обвязка
 ГП – газовое пространство
 ГПНПС – генератор пены низкой кратности с пеносливом
 ДНП –давление насыщенных паров
 КДЗТ – клапан дыхательный закрытого типа
 КДМ – клапан дыхательный механический
 КППГ – клапан предохранительный гидравлический
 КС – кран сифонный
 МДП – местный диспетчерский пункт
 МНП – магистральный нефтепровод
 НБ – нефтебаза
 НДКМ – непромерзающий дыхательный клапан механический
 НПЗ – нефтеперерабатывающая завод
 НТИ –научно техническое исследование
 ОПФ – опасный производственный фактор
 ПАВ – поверхностно-активные вещества
 ПВС – паровоздушная смесь
 ПРП – приемо-раздаточный патрубок
 ПС – перекачивающая станция
 РВС – резервуар вертикальный стальной
 РВСП – резервуар вертикальный стальной с понтоном
 РВСПК – резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей
 РГС – резервуар горизонтальный стальной
 РП – резервуарный парк
 СЖК – соли жирных кислот
 СКЗ – станция катодной защиты
 СКМР – система компенсации нагрузок на резервуар
 СМДК – совмещенный предохранительный дыхательный клапан
 ССБТ – система стандартов безопасности труда

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

ТП –труба подъемная

ТЭК – топливно-энергетический комплекс

УВ –углеводороды

УПН –установка подготовки нефти

УУЛФ – установка улавливания легких фракций

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 12 .4.011-89 Средства защиты работающих. Общие требования и классификация

ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности

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

ГОСТ 27751-2014 Надежность строительных конструкций и оснований

ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов

РД 153-112-017-97 Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров

РД 153-39.4-078-01 «Правила технической эксплуатации резервуаров, магистральных нефтепроводов и нефтебаз»

СанПиН 1.2.3685–21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания

СП 28.13330.2017 Защита строительных конструкций от коррозии

СП 43.13330.2012 Сооружения промышленных предприятий

СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение

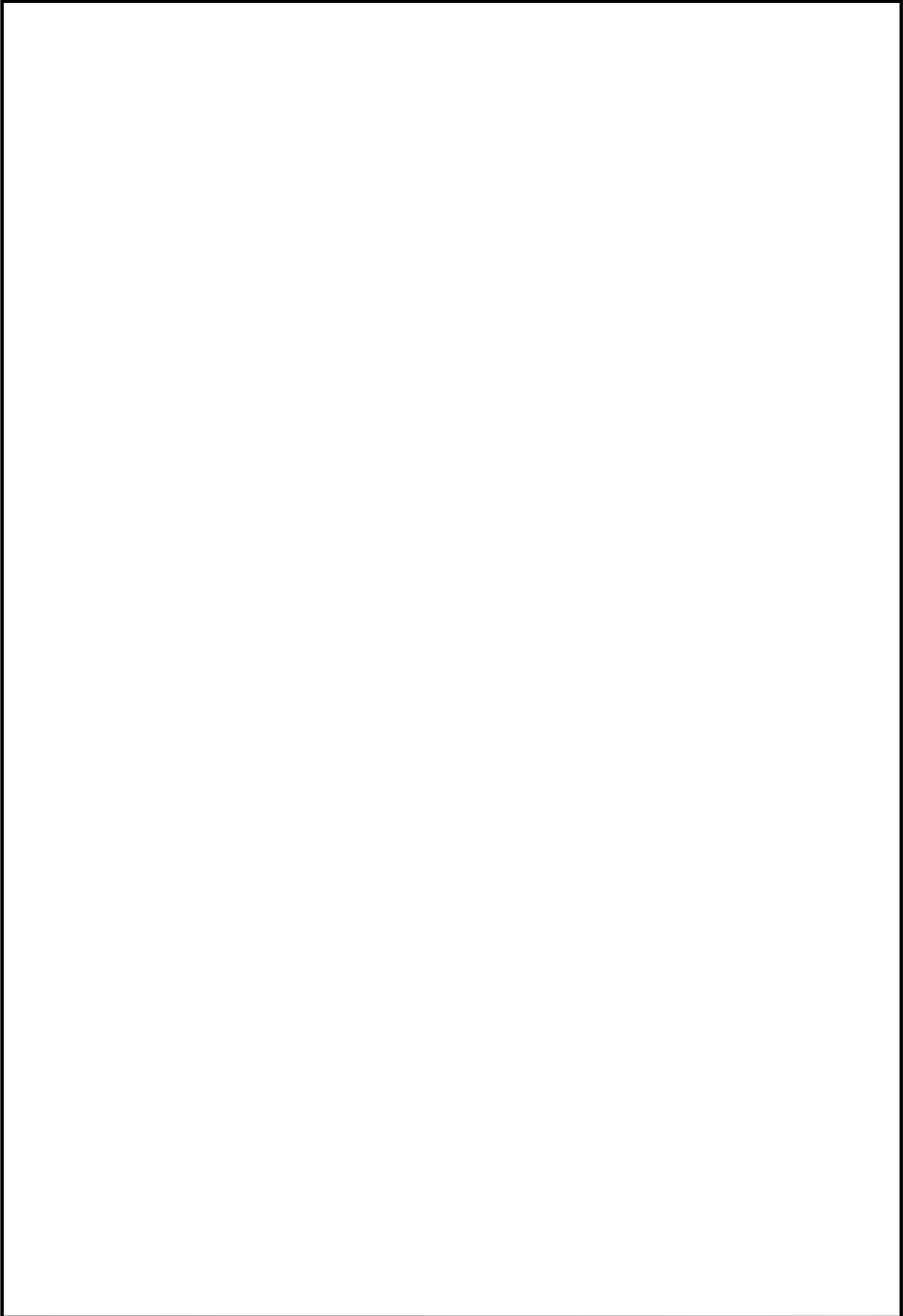
					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

Оглавление

Введение	17
1 Резервуарный парк	19
1.1 Классификация резервуаров	21
1.2 Оборудование резервуаров и резервуарного парка	25
1.2.1 Дыхательная арматура	28
1.2.2 Оборудование для сокращения потерь продукта	32
1.2.3 Оборудование для обслуживания резервуаров	37
1.2.4 Оборудование контроля и сигнализации	38
1.2.5 Оборудование для безопасной эксплуатации резервуаров	39
1.2.6 Противопожарное оборудование	43
1.2.7 Оборудование для сливо-наливных операций	45
1.2.8 Оборудование для размыва донных отложений	46
2 Технологические решения, направленные на повышение надежности и безопасности резервуарного парка	48
3 Расчетная часть	57
3.1 Расчет потери нефти при большом дыхании	57
3.2 Оценка эффективности применения понтонов для резервуаров	58
3.3 Оценка применения УУЛФ	59
3.4 Применение поверхностно активных веществ (ПАВ) при транспортировке и хранении нефти	60
3.5 Определение остаточного ресурса резервуара	61
3.5.1 Определение геометрических параметров резервуара	62
3.5.2 Определение толщины стенки резервуара	63
3.5.3 Расчет предельного уровня налива нефтепродуктов в резервуар	68
3.5.4 Поверочный расчет стенки резервуара на прочность	68
3.5.5 Расчет стенки резервуара на устойчивость	69
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	75
4.1 Потенциальные потребители результатов исследования	75
4.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	76

					Организационно-техническое обеспечение надежности и безопасности работы систем и оборудования резервуарного парка						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Шевцова А.А.			Оглавление			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Шадрина А.В.								14	142
Консульт.								Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01			
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.									

4.3 Планирование научно-исследовательских работ	77
4.3.1 Определение трудоемкости выполнения работ	78
4.4.1 Основная заработная плата	81
4.4.2 Дополнительная заработная плата исполнителей тем	85
4.4.3 Прочие расходы	88
4.4.4 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	88
4.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования ..	88
4.6 Техническое диагностирование	91
5 Социальная ответственность	102
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	102
5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства	102
5.1.2 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны	103
5.2 Производственная безопасность	104
5.2.1 Зрительное напряжение	106
5.2.2 Отклонения в показателях микроклимата	107
5.2.3 Недостаточная освещенность	108
5.2.4 Нервно-психические перегрузки, монотонность трудового процесса	109
5.2.5 Повышенный уровень шума	109
5.2.6 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	111
5.2.7 Расчет системы общего равномерного искусственного освещения ..	112
5.3 Экологическая безопасность	116
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	117
Заключение	120
Список использованных источников	121



					Оглавление	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Введение

Вертикальные стальные цилиндрические резервуары являются самым распространенным видом емкостей для хранения, приема, отпуска и учета нефтепродуктов. Общий объем резервуарного парка ТЭК России сегодня превышает 50 млн м³.

Резервуары предназначены для приемки, хранения, отпуска, учета нефти и нефтепродуктов и являются ответственными инженерными конструкциями.

Резервуарный парк, не смотря на достигнутый прогресс в строении резервуаров, остается одним из опасных объектов. Аварии резервуаров в большинстве случаев сопровождаются значительными потерями нефтепродуктов, отравлением и гибелью людей. Ущерб от таких аварий может быть превышен в 500 и больше раз, чем первичные траты на строение резервуара.

Согласно статистике, с 2011 по 2015 года в ПАО АК «Транснефть» произошло 1356 пожаров и 93,3 процента приходятся на пожары наземных резервуарах. Одним из крупных примеров может служить авария, произошедшая в городе Норильск 29 мая 2020 года с разливом нефти в 20 тыс. т. А ущерб от такой аварии составил 148 млрд.руб. Также разлив мазута в Находке, в результате которого произошло загрязнение площади 20,6 тыс кв.м и 9 из них это озеро Соленое.

Поэтому есть основания считать, что на сегодняшний день вопрос обеспечения надежности и совершенствование резервуарных конструкций остается актуальным.

Цель работы: выявить направления и предложить решения для повышения надежности резервуарного парка.

Для достижения цели были поставлены следующие **задачи**:

					Организационно-техническое обеспечение надежности и безопасности работы систем и оборудования резервуарного парка						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Шевцова А.А.			Введение			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Шадрина А.В.								17	142
Консульт.								Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01			
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.									

1. Провести обзор литературных источников, связанных с вопросами направлений повышения безопасной, надежной и эффективной эксплуатации резервуарного парка;
2. Охарактеризовать оборудование систем резервуарного парка;
3. Провести патентный анализ технологических решений по повышению надежности и безопасности резервуарного парка;
4. Рассчитать потери нефтепродукта при большом дыхании
5. Определить более эффективное направление по сокращению нефтепродуктов при их испарении в резервуаре.

Объект исследования: резервуарный парк.

Предмет исследования: технико-технологические решения, направленные на повышение надежности и безопасности резервуарного парка.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

1 Резервуарный парк

РП - группа (группы) резервуаров, предназначенных для хранения нефти и нефтепродуктов и размещенных на территории, ограниченной по периметру обвалованием или ограждающей стенкой.

РП оборудуется технологическими трубопроводами, запорной арматурой, насосными установками для внутрипарковых перекачек, системами сокращения потерь продуктов, системами безопасности, пожаротушения и средствами автоматизации.

РП обеспечивают равномерную загрузку магистральных трубопроводов, компенсацию пиковых и сезонных неравномерностей потребления нефти и нефтепродуктов, накопление запасов аварийного и стратегического резерва, резерва для технологических операций по смешению, подогреву и доведению качественных показателей продуктов до требуемых и используются при товарнокоммерческих операциях в качестве резервной схемы учета. РП могут входить в состав нефтепромыслов, НБ, головных и промежуточных (с емкостью) перекачивающих станций (ПС) МНП, МНПП нефтеперерабатывающих предприятий (НПЗ), нефтехимических комплексов, а также являться самостоятельным предприятием.

Для обеспечения устойчивой работы транспортной системы, помимо технологического остатка, сохраняют мобильный (минимально-необходимый) остаток нефти клиентов, включающий:

- товарно-коммерческий запас, обеспечивающий: при сдаче в пунктах назначения на НПЗ и на экспорт - непрерывную поставку потребителям в течение восьми часов; при отгрузке нефти в морских портах - налив одного судна в полном объеме с учетом грузоподъемности наливных судов, ритмичности подачи судов и объемов перевалки нефти; при отгрузке нефти в

					Организационно-техническое обеспечение надежности и безопасности работы систем и оборудования резервуарного парка								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Шевцова А.А.			Резервуарный парк			Лит.		Лист		Листов	
Руковод.		Шадрина А.В.								19		142	
Консульт.								Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01					
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.											

железнодорожные цистерны - налив одного маршрута в полном объеме и в установленные сроки;

- запас нефти на таможенных пунктах сдачи (из расчета суточной перекачки), предназначенный для выполнения таможенных требований по перемещению нефти;

- запас для разделения по сортности нефти (в расчете учитывают наличие в резервуарных парках товарной высокосернистой нефти, не предназначенной для транзитной перекачки в связи с ограничением сдачи в систему, или малосернистой нефти, предназначенной для заправки в отдельный нефтепровод для сохранения качества нефти в пункте назначения).

На площадках резервуары размещают группами. Минимальное расстояние между резервуарами, расположенными в одной группе, принимают равным 30 м [1]. Резервуары в группе, располагают не более чем в 4 ряда объемом менее 1000 м³, не более чем в 3 ряда объемом от 1000 до 10000 м³, не более чем в 2 ряда объемом 10000 м³ и более. Расстояние между стенками ближайших резервуаров, расположенных в соседних группах, до 40 м при объеме резервуара до 20000 м³.

На рисунке 1 изображена технологическая схема резервуарного парка нефтебазы.

					Резервуарный парк	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

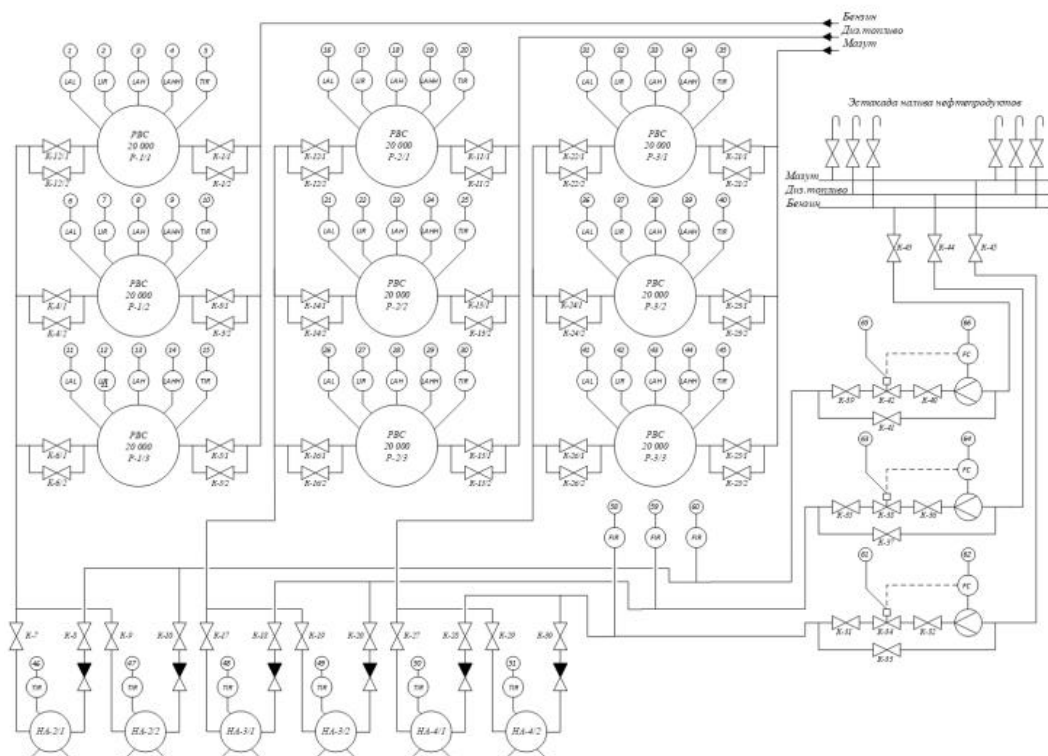


Рисунок 1–Технологическая схема резервуарного парка нефтебазы

1.1 Классификация резервуаров

Резервуарами называются емкости, используемые для приема, хранения, технологической обработки и отпуска различных жидкостей: нефти и нефтепродуктов.

Каждая из этих видов жидкостей имеет широкий диапазон физико-химических свойств, накопление и хранение их осуществляется в различных целях и объемах, в районах с различными климатическими, гидрогеологическими условиями. Все это, естественно, диктует необходимость проектирования и сооружения резервуаров из различных материалов, различных конструктивных и геометрических параметров.

Имеющееся широкое разнообразие резервуаров можно подразделять в отдельные группы, виды, типы и категории по таким параметрам, как

					Резервуарный парк	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

назначение, основные материалы для сооружения, расположение, технологический режим эксплуатации, генеральное конструктивное решение, степень производственной ответственности (опасности).

По назначению выделяются следующие группы резервуаров:

- нефтяные;
- водяные.

Нефтяные резервуары, в свою очередь, подразделяются на такие подгруппы, как резервуары для хранения нефти и светлых нефтепродуктов, резервуары для темных нефтепродуктов (мазуты, масла), емкости для сбора и хранения нефтесодержащих жидкостей (подтоварная вода, нефтешламы, отходы переработки нефти).

Водяные резервуары подразделяются на подгруппы для питьевой воды, воды технологического назначения и противопожарных запасов. Прежде всего, исходя из оперативного назначения, выбирается материал для сооружения резервуара, его конструктивное решение, комплект оборудования, устройств и приборов, выбираются объем и другие параметры.

При проектировании резервуаров для воды допускается проектировать их по нормам для нефтяных резервуаров, за исключением оборудования, устанавливаемого на резервуарах [2].

По основному используемому для сооружения материалу выделяются резервуары:

- металлические;
- неметаллические (железобетонные, резинотканевые, и синтетических материалов).

По генеральному конструктивному решению можно выделить следующие виды резервуаров:

- цилиндрические (вертикальные, горизонтальные).

					Резервуарный парк	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

По расположению резервуаров относительно планировочной высотной отметки территории РП различают резервуары следующих групп:

- надземные, когда днище емкости находится выше планировочной отметки $Z_{по}$ (рис. 2, а, б);
- наземные, когда отметка днища $Z_{д}$ равна планировочной отметке $Z_{по}$ или отметке поверхности естественного основания $Z_о$ (рис. 2, в);
- подземные, если разница между $Z_{по}$ и максимальным уровнем Z_{max} продукта в резервуаре равна или больше 0,2 м (рис. 2, г).

Отметим, что резервуары, днище которых располагается ниже $Z_{по}$, но $Z_{по} - Z_{max} < 0,2$ м называются полузаглубленными (полуподземными) или полузаглубленными - в полунасыпи. В таком варианте сооружаются, в основном, стальные цилиндрические горизонтальные и железобетонные резервуары.

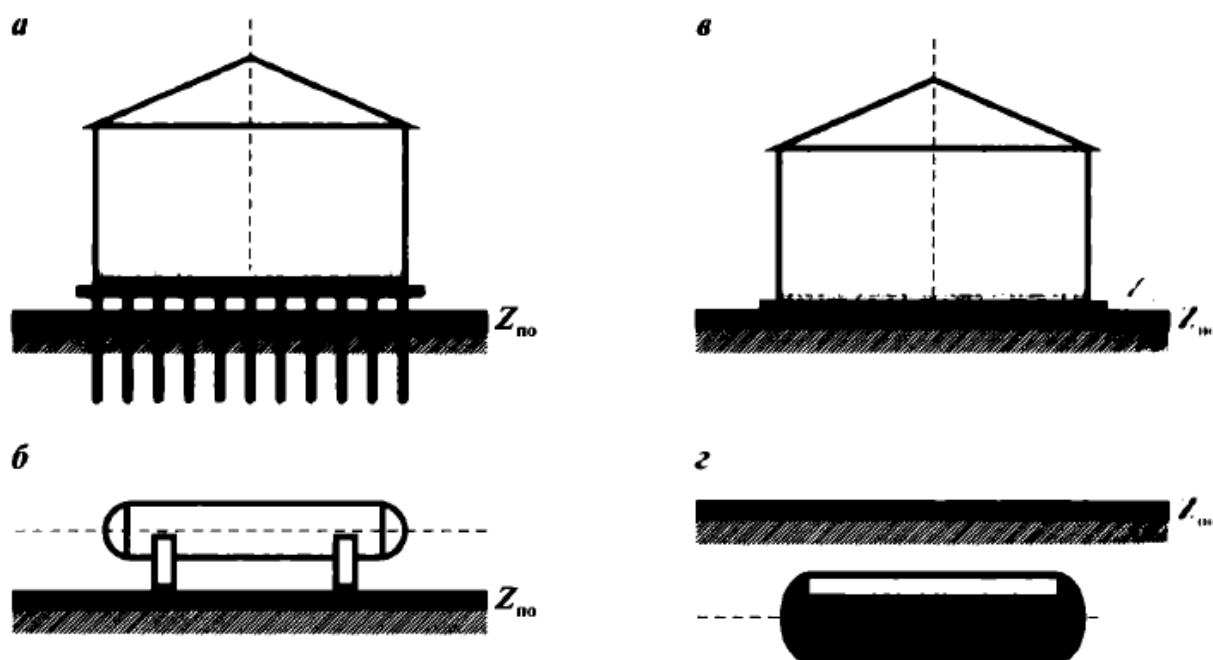


Рисунок 2 – Варианты расположения резервуаров относительно планировочной высотной отметки территории резервуарного парка: а, б – надземный, в – наземный, г – подземный.

По оперативному использованию выделяют группы резервуаров для хранения, резервуары для смешения, резервуары-отстойники и др.

По величине рабочего избыточного давления p_s различают резервуары:

- атмосферные, $p_s = 0$;
- низкого давления, когда $p_s \leq 2,0$ кПа;
- повышенного избыточного давления, когда $2,0 < p_s \leq 7,0$ кПа;
- высокого избыточного давления, когда $p_s > 7,0$ кПа.

Технологические операции слива-налива, хранения осуществляется по одному из следующих температурных режимов:

- при температуре окружающего воздуха;
- с предварительным подогревом продукта (высоковязкие нефтепродукты, в частности при низкой температуре воздуха).

По конструктивным особенностям [2] вертикальные цилиндрические резервуары делятся на следующие типы:

- со стационарной крышей без понтона (РВС);
- со стационарной крышей с понтона (РВСП);
- с плавающей крышей (РВСПК).

Схемы резервуаров представлены на рисунке 3.

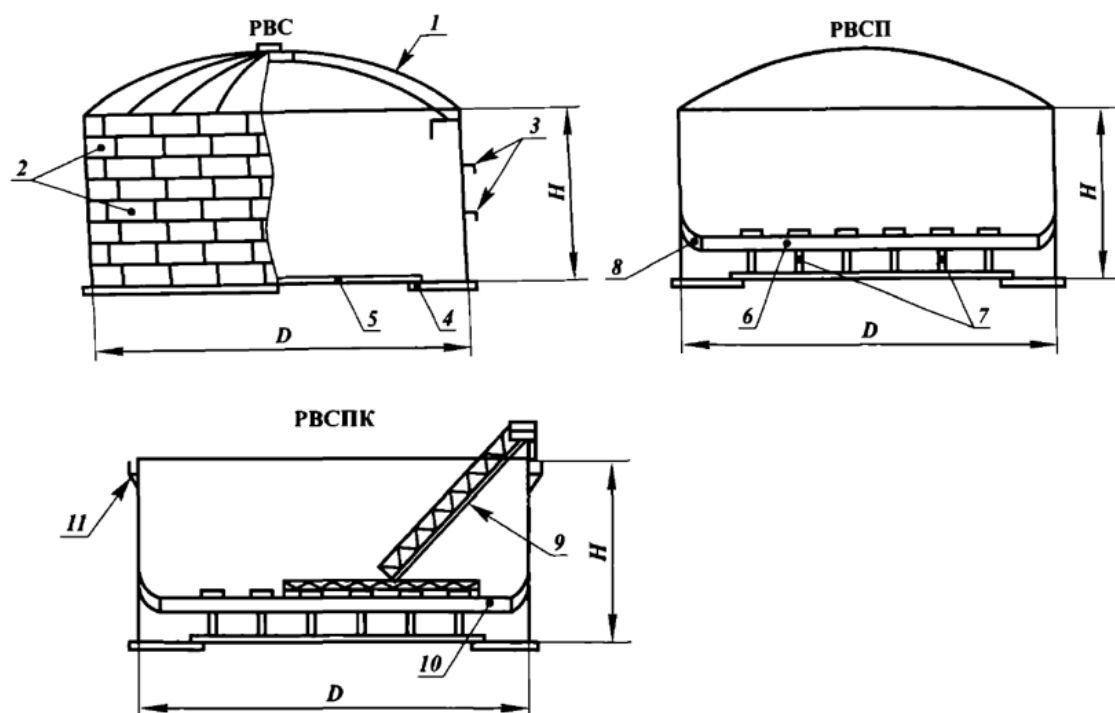


Рисунок 3 – Типы вертикальных цилиндрических резервуаров: 1 – каркас крыши; 2 – пояса стенки, 3 – промежуточные кольца жесткости; 4 – кольцо окраек; 5 – центральная часть днища; 6 – понтон; 7 – опорные стойки; 8 – уплотняющий затвор; 9 – катуная лестница; 10 – плавающая крыша; 11 – верхнее кольцо жесткости (кольцо обслуживания)

В зависимости от номинального объема резервуары подразделяются на следующие классы (классы сооружения по уровню ответственности в соответствии с п. 5.4.4 ГОСТ 31385 и приложением А ГОСТ 27751):

- класс КС-3а - резервуары объемом более 50000 м³ до 120000 м³;
- класс КС-3б - резервуары объемом от 20000 м³ до 50000 м³ включительно;
- класс КС-2а - резервуары объемом от 1000 м³ и менее 20000 м³;
- класс КС-2б - резервуары объемом менее 1000 м³.

1.2 Оборудование резервуаров и резервуарного парка

Выбор типа и марки оборудования зависит от вида хранимого продукта, скорости наполнения и опорожнения резервуара, климатических условий и других факторов.

Оборудование для резервуаров, хранящих нефть и светлые нефтепродукты и для резервуаров, хранящие темные нефтепродукты в основном одинаковое, но имеются некоторые различия в комплектации таких резервуаров [3].

На рисунке 4 условно изображено расположение основного оборудования на резервуаре.

В приложении А показана классификация оборудования резервуаров.

Оборудование резервуаров для нефти и светлых нефтепродуктов:

1. Оборудование, обеспечивающее надежную работу резервуаров и снижение потерь нефти и нефтепродуктов: дыхательные, предохранительные и аварийные клапаны, диски-отражатели.

2. Оборудование для обслуживания резервуаров: люк световой, люки-лазы, люк монтажный, кран сифонный, зумпф, придонный очистной люк, зачистной патрубков.

3. Оборудование для слива-наливных операций: люк замерный, пробоотборники, приема-раздаточное устройство, патрубки приема-раздаточные (ПРП), хлопушки.

4. Противопожарное оборудование: системы подслоного пенного пожаротушения пеной низкой кратности, системы пенного пожаротушения пеной средней кратности.

5. Приборы контроля и сигнализации: измерители уровня жидкости в резервуаре, сигнализаторы аварийного уровня жидкости в резервуаре, датчики измерения температуры жидкости в резервуаре, пожарные извещатели автоматического действия и средства включения системы пожаротушения, датчик утечек.

В комплект оборудования резервуара для нефти входит система размыва донных отложений.

Оборудование резервуаров для темных нефтепродуктов имеет следующие отличия от оборудования резервуаров для светлых нефтепродуктов:

					Резервуарный парк	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Приемо-раздаточное устройство, в некоторых случаях снабжается подъемной трубой для отбора нефтепродукта с верхних слоев (например, для мазута).

2. Установлена подогревательная система, которая выбирается в зависимости от объема резервуара, температуры, вязкости нефтепродукта (нефти), времени разогрева. Резервуары для вязких нефтепродуктов оснащаются теплоизоляционными покрытиями.

3. Отсутствуют дыхательные и предохранительные клапаны, их роль выполняет вентиляционный патрубок.

4. Для продуктов с температурой вспышки свыше 55 °С и давлением насыщенных паров менее 26,6 кПа применяют РВС, газоуравнительные системы и системы улавливания и рекуперации паров [4].

					Резервуарный парк	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

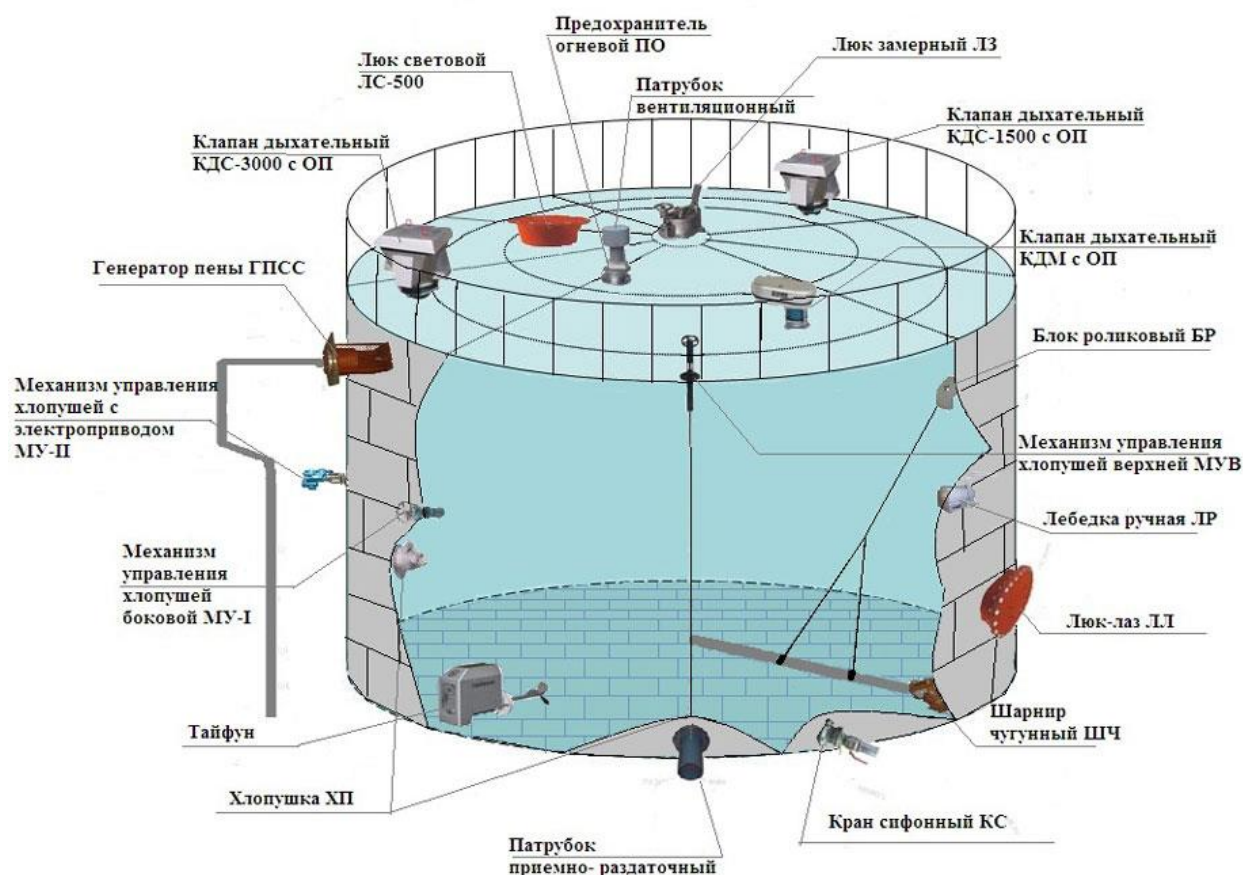


Рисунок 4 – Основное оборудование на резервуаре

1.2.1 Дыхательная арматура

Дыхательная аппаратура должна устанавливаться на стационарной крыше резервуаров и должна обеспечивать проектные величины внутреннего давления и вакуума или их отсутствие (для атмосферных резервуаров и резервуаров с понтоном). В первом случае дыхательная аппаратура выполняется в виде совмещенных дыхательных клапанов (клапанов давления и вакуума) и предохранительных клапанов, во втором случае — в виде вентиляционных патрубков.

Дыхательная арматура резервуаров для нефти и нефтепродуктов — обязательный элемент системы оснащения парков, единственный эффективный способ предупреждения аварий в результате деформации емкости. Вероятность такой деформации повышается на этапах приемки и раздачи вещества из-за избыточной нагрузки или создания вакуума.

Дыхательные и предохранительные клапаны должны устанавливаться совместно с огневыми предохранителями, обеспечивающими защиту от проникновения пламени в резервуар в течение заданного промежутка времени.[5]

Функции дыхательной арматуры резервуара:

1. Профилактика разгерметизации емкости при закачке материала. На этом этапе нагрузка на стенки сосудов значительно возрастает, превышая показатели атмосферного давления. Поскольку цистерны на это не рассчитаны, они могут просто разойтись по сварным швам или взорваться, когда сила нагрузки изнутри достигнет критического значения. Снизить нагрузку позволяет дыхательная арматура резервуаров. Она реализована на двух уровнях:

- Дыхательный клапан открывается, чтобы сбросить часть газовой смеси и снизить давление. Обычно это происходит на отметке 0,002 МПа.
- На случай выхода из строя дыхательного клапана или нарушения технологического режима, во избежание разрушения резервуара от повышения давления или вакуума на каждом резервуаре обязательно устанавливают специальный предохранительный клапан, дублирующий работу дыхательного клапана при нагнетании давления до 0,002МПа +5-10%.

2. Защита от деформаций емкости при создании вакуума. Здесь действует обратная закономерность (поток идет не изнутри наружу, а наоборот, в пространство сосуда поступает воздух извне, выравнивая давление и предупреждая смятие емкости внутрь). Порядок срабатывания дыхательной арматуры резервуаров для нефти и нефтепродуктов тот же (первым открывается дыхательный клапан, если обеспечиваемая им скорость поступления воздуха ниже, чем требуется, его поддерживает предохранительный механизм).

Помимо предотвращения аварий, разрыва и смятия конструкций при использовании арматуры идет сокращение потерь нефтепродуктов, связанных с испарением. За счет перекрытия каналов движения газов в

					Резервуарный парк	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

закрытом состоянии она исключает эффект вентиляции резервуаров (выветривания).

Так же само открытие дыхательных клапанов происходит не ровно в момент критической нагрузки, а чуть позже. Это запаздывание (его длительность зависит от типа устройств) и обеспечивает снижение объема «вдоха-выдоха» (поступление воздуха и отведение газовой взвеси), в свою очередь, сокращает потери от испарения.

Принцип работы дыхательной арматуры резервуаров:

- На этапе закачки (повышение нагрузки) затвор дыхательного клапана резервуара открывается автоматически (он фиксирует превышение нормального давления). Как только показатели выравниваются (приходят к нормативным), затвор автоматически возвращается в исходное положение (отток газовой взвеси прекращается)
- Во время слива образуется вакуум. Когда он достигает максимально установленного значения, система приходит в действие, открывая канал для притока воздуха. При установлении допустимых показателей он возвращается в положение «закрыто».
- В каждом из двух случаев срабатывание устройства происходит с короткой задержкой. За счет этого объем отведенной или поступившей газовой и воздушной взвеси минимален. Простой прием позволяет снизить потери нефтепродукта в результате испарения, одновременно эффективно регулируя давление в емкости.

Типы дыхательных клапанов:

- КДС – совмещенный механизм (возможна подстройка под режим работы предохранительных устройств). Дыхательный клапан для оборудования резервуаров вертикального размещения со светлыми продуктами нефти. Устанавливается в паре с диском-отражателем и огнепредохранителем.

					Резервуарный парк	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- СМДК –совмещенный механический. Поставляется в комплекте с огневым предохранителем и фильтром. Может устанавливаться на вертикальные и горизонтальные конструкции.

- КДЗТ (закрытого типа) – дыхательный клапан для емкости, который может выполняться как со встроенной огнезащитой (преградителем), так и без нее.

- КДМ – механический, имеет огнезащиту, используется в парках со светлыми нефтепродуктами.

- НДКМ – не примерзающий механический. Эффективное оборудование резервуаров для нефти и нефтепродуктов, эксплуатируемых круглогодично. Комплектуется огнепредохранителем, обеспечивает нормальную работу арматуры при низкой температуре окружения.

- АК/АКС – аварийные дыхательные клапаны, обеспечивающие интенсивный сброс газовой взвеси при быстром нагнетании давления (увеличении температуры нефтепродукта).

- КПП – гидравлический.

Гидравлические предохранительные устройства — второй уровень дыхательной арматуры резервуара. Они используются с механическими СМДК или КДМ, устанавливаются строго горизонтально.

Принцип работы КПП: в устройстве присутствует жидкость с низкой температурой замерзания и минимальной способностью к испарению, при нагнетании давления внутри емкости жидкость КПП вытесняется, подталкивая гидрозатвор, затвор открывается, обеспечивая отток газовой взвеси. В качестве рабочей жидкости используется глицериновый раствор на воде или соляровое масло. В некоторых случаях КПП позволяет избежать аварийной ситуации даже при выходе из строя дыхательного клапана. Ставится только на вертикальных конструкциях. Обязательно, комплектуется огнезащитой (предохранителем).

Альтернативой дыхательной арматуре может стать вентиляционный патрубок.

					Резервуарный парк	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

Приспособление имеет вид короткой трубы, оснащенной коническим «колпаком», который выполняет работу козырька.

Функции вентиляционного патрубка:

- газово-воздушное сообщение (вентиляция емкости);
- защита содержимого цистерны от попадания осадков (козырек);
- огнезащита (если комплектуется огневым предохранителем).

Вентиляционный патрубок является популярным решением при эксплуатации:

- сосудов с понтонами (ставится на крышу для выдувания газовой взвеси из пространства над понтоном и снижения концентрации углеводородов в парах испарений для предотвращения взрыва);
- резервуаров с плавающей крышей.

В остальных случаях вентиляционный патрубок используется только на резервуарах вертикального размещения, а его монтаж целесообразен при выполнении двух условий. Первое: емкость применяется для хранения нефтепродуктов высокой вязкости. Второе: вещество должно иметь крайне низкий процент испаряемости. Если содержимое цистерны имеет температуру вспышки меньше 120 градусов, патрубок оснащается огневым предохранителем [6].

1.2.2 Оборудование для сокращения потерь продукта

Испаряемость легких фракций углеводородов во время их хранения является одной из важных характеристик, задающих условия перекачки, залива, слива, хранения и транспортировки. ЛФУ являются главной причиной загрязнения окружающей среды в результате потерь нефтепродуктов от испарения. Согласно данным статистиков, в год на одних только АЗС из-за высокой испаряемости ЛФУ теряется более 100 000 тонн бензина. Собственно, испарение обусловлено специфическими процессами - так называемыми дыханиями резервуара, которые делятся на 2 вида (большое и малое).

					Резервуарный парк	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

«Малое дыхание» резервуара - процесс, вызываемый перепадами температуры корпуса - внешней и внутренней. Более всего ему подвержены наземные резервуары. При повышении температуры окружения нагреваются стенки сосуда — тепло передается внутрь и происходит активное испарение летучих составов. Чем выше летучесть, тем быстрее испаряется среда. При этом давление смеси внутри емкости повышается, что запускает регулирующий (дыхательный) клапан. Тот стравливает лишнее давление наружу. Со снижением температуры в темное время суток начинается обратный процесс температура нефтебазы снаружи падает, внутри емкости формируется недостаток давления (образуется вакуум) и открывается впускной клапан (уже для нагнетания давления).

«Большое дыхание» - процесс вытеснения воздуха из резервуара и его попадания в емкость. На «вдохе» пространство резервуара заполняется воздухом из окружения по мере откачки нефтепродукта на АЗС или нефтебазе. На «выдохе» происходит обратная реакция - ресурс заливается в сосуд, постепенно вытесняя паровоздушную смесь в окружающую среду. Объем вытесненного газа при этом примерно равен объему поступающей субстанции. Качественные и количественные потери нефти и нефтепродуктов, формируемые данным процессом, зависят от климатических условий эксплуатации резервуара и частоты проводимых циклов залива-откачки [7].

В настоящее время в качестве средств, уменьшающих потери нефтепродуктов от испарения и соответствующее загрязнение окружающей среды, применяются:

- диски-отражатели;
- газоуравнительные системы;
- тепловая защита резервуаров;
- покрытия, плавающие на поверхности нефтепродукта;
- понтоны, плавающие крыши.

					Резервуарный парк	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Диск-отражатель — это препятствие в форме диска (рисунок 5), устанавливаемое на некотором расстоянии под монтажными патрубками дыхательной арматуры. Назначением диска - отражателя является предотвращение перемешивания содержимого газового пространства резервуаров при их опорожнении.

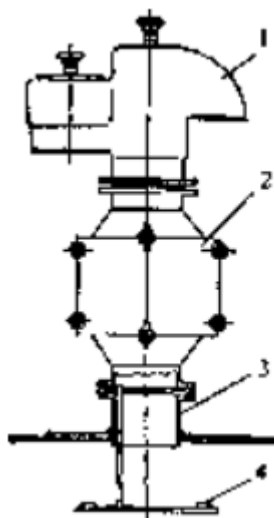


Рисунок 5 – Дыхательный клапан с диском - отражателем. 1 - дыхательный клапан; 2 - огневой предохранитель; 3 – монтажный патрубок; 4 – диск - отражатель.

Как правило, распределение концентрации углеводородов по высоте газового пространства (ГП) резервуаров является неравномерным: вблизи поверхности нефтепродукта она равна концентрации насыщенных паров C_s , а с удалением к кровле - постоянно убывает (кривая 1 на рисунке 6).

Пусть в резервуаре высотой H_p в результате выкачки взлив нефтепродукта изменяется с H_1 до H_2 . При этом через дыхательную арматуру в резервуар подсасывается воздух со скоростью до нескольких метров в секунду. При отсутствии на пути струи воздуха каких-либо препятствий она пронизывает газовое пространство резервуаров, интенсивно перемешивая его содержание. В результате распределение концентрации углеводородов по высоте ГП, исключая поверхностные слои, становится примерно одинаковым (кривая 2).

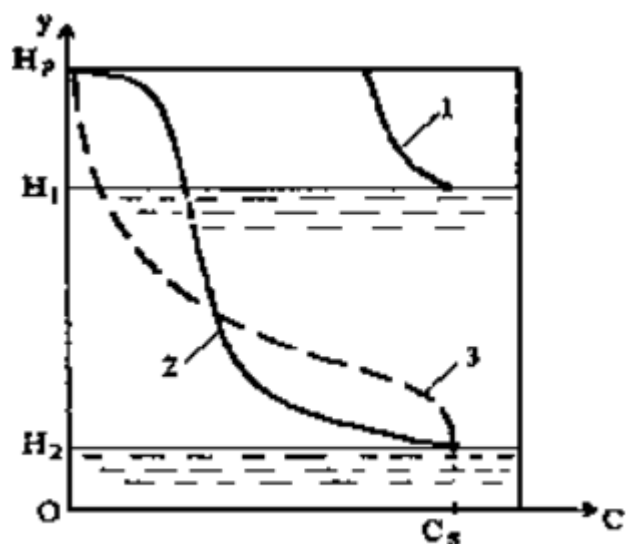


Рисунок 6 – Распределение концентрации по высоте ГП резервуара. 1 – до выкачки; 2 – после выкачки при отсутствии диска; 3 – после выкачки при наличии диска.

Если же на пути подсасываемого воздуха установить преграду (ей и является диск), то при ударе об нее энергия струи гасится почти наполовину, а направление движения струи изменяется на горизонтальное. В последующем происходит постепенное замещение ПВС вошедшим воздухом, сопровождающееся их смешением. При этом в верхней части ГП преобладает воздух, а в нижней - пары нефтепродукта (кривая 3).

Нетрудно видеть, что при последующем заполнении резервуара с диском - отражателем в атмосферу, благодаря искусственно созданному неравномерному распределению концентрации по высоте ГП, будет вытеснено меньшее количество углеводородов, чем из резервуара без диска - отражателя. Положительный эффект будет достигнут даже если взлив изменится от H_2 до H_1 поскольку на момент окончания выкачки в резервуаре с диском - отражателем средняя концентрация углеводородов в ГП ниже. Это связано с тем, что после изменения направлений струй воздуха уменьшается интенсивность омывания ими поверхности нефтепродукта, а, следовательно, снижается скорость испарения [8].

Эффективность дисков-отражателей для сокращения потерь составляет до 25% от потерь при «больших дыханиях» резервуаров.

Плавающие крыши применяются в резервуарах без стационарной крыши в районах с нормативным весом снегового покрова на 1м² горизонтальной поверхности земли до 1,5 кПа включительно. Плавающие крыши, (рис.3.) применяют для хранения бензинов и нефти с целью сокращения потерь от испарения независимо от категории и группы резервуарных парков.

РВСПК отличаются от РВС тем, что они не имеют стационарной кровли. Роль крыши у них выполняет диск, изготовленный из стальных листов, плавающий на поверхности жидкости. Для сбора ливневых вод плавающие крыши имеют уклон к центру. Во избежание разрядов статического электричества их заземляют. С целью предотвращения заклинивания плавающих крыш диаметр их металлического диска на 100...400мм меньше диаметра резервуара. Оставшееся кольцевое пространство герметизируется с помощью уплотняющих затворов различных конструкций.

В крайнем нижнем положении плавающая крыша опирается на стойки, расположенные равномерно по окружности крыши.

Недостатком резервуаров с плавающей крышей является возможность ее заклинивания вследствие неравномерности снежного покрова. Главным преимуществом плавающей крыши по сравнению со стационарной крышей является сокращение не менее чем на 90% потерь хранимого продукта при испарениях. Кроме того, в резервуаре с плавающей крышей значительно меньше корродируют верхние пояса стенки и сама плавающая крыша. Плавающая крыша более безопасна в отношении взрывопожаробезопасности, за счет отсутствия газового пространства.

					Резервуарный парк	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.2.3 Оборудование для обслуживания резервуаров

Для обслуживания резервуаров используют следующее оборудование:

- люк-лаз;
- люк замерный;
- люк световой;
- кран сифонный;
- люк монтажный;
- патрубок зачистной;
- зумпф;
- клапан донный с механизмом управления;
- система канализации;
- пробоотборник.

Люки-лазы на резервуарах типов РВС, РВСП и РВСПК размещаются в первом поясе и служат для проникновения рабочих внутрь резервуара. Кроме того, через них в резервуар доставляется оборудование, требующее монтажа (протекторы, детали понтонов и т.д.) или используемое при внутренних работах (зачистное, диагностическое, используемое при ремонте), и извлекаются донные отложения при ручной зачистке.

Люк-лаз в резервуарах типа РВСП врезан в 3-й пояс и служит для проникновения рабочих на поверхность понтона.

В резервуарах типа РГС люк-лаз находится сверху.

Люк замерный служит для ручного замера уровней нефтепродукта и подтоварной воды, а также для ручного отбора проб пробоотборником. Отверстия люков должны иметь внутреннее кольцо или специальную колодку из металла, не дающего искр при движении мерной ленты.

Люки световые предназначены для обеспечения доступа солнечного света внутрь резервуара и его проветривания при дефектоскопии, зачистке и ремонте.

Замерный и световые люки монтируются на крыше резервуара.

					Резервуарный парк	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

Кран сифонный КС входит в состав оборудования вертикальных цилиндрических резервуаров для хранения нефтепродуктов и предназначен для забора и спуска отстоявшейся подтоварной воды.

Зачистные патрубки монтируются в первом поясе вертикальных резервуаров для очистки днищ от донного осадка и отложений.

Зумпф очистки, устанавливаемый на днище резервуара, предназначен для удаления подтоварной воды.

Донный клапан является запорной арматурой, устанавливается на дне цистерны. Работает донный клапан с помощью дистанционного управления. Защитная сетка препятствует проникновению грязи и посторонних предметов, как при сливе, так и при наливке нефтепродукта.

Донный клапан с ручным или пневматическим приводом предназначен для нижнего слива (налива) нефтепродукта из автоцистерны.

Пробоотборники представляют собой целый ряд устройств для отбора проб, которые используются для взятия образцов нефтепродуктов и сжиженных углеводородных газов из наземных и подземных резервуаров, емкостей, сосудов, цистерн в целях определения их качества.

1.2.4 Оборудование контроля и сигнализации

Для сигнализации и контроля за работой резервуаров применяются:

- сигнализаторы максимального оперативного и аварийного уровней нефтепродукта;
- местные и дистанционные измерители уровня нефтепродукта;
- дистанционные измерители средней температуры нефтепродукта в резервуаре;
- местные и дистанционные измерители температуры жидкости в районе приемо-раздаточных патрубков (при оснащении резервуаров средствами подогрева);
- сниженный пробоотборник и др.

					Резервуарный парк	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

В типовых проектах вертикальных резервуаров предусмотрена установка сигнализаторов уровня ультразвукового типа (СУУЗ), предназначенных для контроля за верхним аварийным и нижним уровнями в резервуарах. Сигнализатор верхнего аварийного уровня передает сигнал на прекращение закачки (отключение насосного оборудования) при достижении предельного уровня разлива, а сигнализатор нижнего аварийного уровня — сигнал на прекращение откачки.

Измерители уровня и температуры углеводородной жидкости, а также сниженные пробоотборники применяются для целей учета и контроля ее качества. Зная уровень разлива жидкости в резервуаре, по калибровочным таблицам находят ее объем. Умножая объем на среднюю плотность нефтепродукта, находят массу продукта в резервуаре. Средняя плотность находится на основе отбора средних проб и с учетом средней температуры жидкости по высоте резервуара [9].

1.2.5 Оборудование для безопасной эксплуатации резервуаров

Устройства молниезащиты резервуаров проектируются в соответствии с нормативно-технической документацией.

По устройству молниезащиты резервуары относятся ко II категории и должны быть защищены от прямых ударов молнии, электростатической и электромагнитной индукции, заноса высоких потенциалов по трубопроводам.

Нижний пояс стенки резервуаров должен быть присоединен через токоотводы к заземлителям, установленным на расстоянии не более чем 50 м по периметру стенки, но не менее чем в двух диаметрально противоположных точках. Соединения токоотводов и заземлителей должны выполняться на сварке. Допускается присоединение резервуара к заземлителям производить на латунных болтах и шайбах через медные или оцинкованные токоотводы и приваренные к стенке резервуара бобышки заземления диаметром 45 мм. Каждое соединение (стенка -токоотвод-

					Резервуарный парк	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

заземлитель) должно иметь импульсное сопротивление не более 50 Ом.

Молниеприемники, устанавливаемые на резервуаре, изготавливают из круглых стержней или труб с площадью поперечного сечения не менее 100 мм². Крепление молниеприемника к резервуару (к верхнему поясу стенки или к стационарной крыше) должно осуществляться на сварке. Для защиты от коррозии молниеприемники оцинковывают или красят.

Для предупреждения возникновения искровых разрядов с поверхности оборудования, нефти и нефтепродуктов, а также с тела человека необходимо предусматривать, с учетом особенностей производства, следующие меры, обеспечивающие стекание возникающего заряда статического электричества:

- снижение интенсивности генерации заряда статического электричества;
- устройство заземления оборудования резервуаров и коммуникаций, а также обеспечение постоянного контакта тела человека с заземлением;
- уменьшение удельного объемного и поверхностного электрического сопротивления;
- использование радиоизотопных, индукционных и других нейтрализаторов [10].

СКНР обеспечивает снижение нагрузок на приемо-раздаточные патрубки резервуаров, возникающих при:

- осадке основания резервуара и опор ПТ;
- деформациях стенки резервуара и трубопроводов СКНР, ПРП и ПТ при изменениях гидравлического давления, температуры окружающего воздуха и перекачиваемого (хранимого) продукта;
- изменении веса трубопровода СКНР при его заполнении и опорожнении [11].

Способы защиты от коррозии резервуаров для нефти следует принимать по СП 28.13330.2017 в зависимости от степени агрессивного

					Резервуарный парк	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

воздействия среды на конструкции, в том числе внутренних поверхностей конструкций резервуаров для нефти - с учетом требований ГОСТ 1510.

Методы защиты резервуаров от коррозии определяются проектом на антикоррозионную защиту.

Антикоррозионная защита осуществляется следующим образом:

- наружная поверхность корпуса, крыш стальных резервуаров и оборудование, установленное на них, а также наземные участки трубопроводов всех назначений - защитными антикоррозионными лакокрасочными покрытиями;
- наружная поверхность днища стальных резервуаров, подземные участки трубопроводов различного назначения - защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты (станциями катодной защиты - СКЗ и протекторами);
- внутренняя поверхность днища, поверхность первого пояса корпуса стальных резервуаров, внутрирезервуарная обвязка системы размыва донных осадков - лакокрасочными и комбинированными покрытиями, установкой протекторов;
- внутренняя поверхность стальных резервуаров (крыша, верхние пояса корпуса) - лакокрасочными и комбинированными защитными покрытиями;
- поверхность железобетонных резервуаров - применением оклеечных материалов, пропиткой или покраской конструкции, использованием герметиков;
- арматура, приемо-раздаточные патрубки, донные клапаны, световые и лазовые люки и другое металлическое оборудование железобетонных резервуаров - применением лакокрасочных, металлических (цинковых и алюминиевых), комбинированных (лакокрасочных по металлизационному слою) покрытий, средств электрохимзащиты.

					Резервуарный парк	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Основными контролируемыми параметрами системы предупреждений аварий и повреждений являются:

- предельные уровни нефти в резервуаре (нижний и верхний предельные уровни указываются в технологической карте резервуара);
- давление парогазовой смеси в резервуаре (рабочее давление избыточное - не более 2 кПа, вакуум - не более 0,25 кПа (согласно СП 43.13330.2012));
- уровень загазованности территории резервуарного парка за счет выбросов углеводородов из резервуаров, фланцевых соединений и т.д.

Для автоматического контроля, предварительно устанавливаемого верхнего и нижнего предельных уровней нефти, в резервуаре используют сигнализаторы уровня различных модификаций, основанных на поплавковом, ультразвуковом, радиоизотопном и других методах контроля.

АСУ ТП РП предназначена для обеспечения централизованного контроля и управления резервуарным парком из местного диспетчерского пункта (МДП) без постоянного присутствия эксплуатационного персонала непосредственно у технологических объектов.

Дистанционно измеряются и передаются в МДП следующие основные параметры:

- уровень нефти в резервуарах;
- температура нефти в резервуарах (при необходимости).

В МДП предусматривается сигнализация о:

- пожаре;
- максимально допустимом уровне нефти в резервуарах;
- повышении давления в подводящих трубопроводах;

предельных уровнях в резервуарах;

- положении задвижек резервуарного парка;
- неисправности измерительных систем.

					Резервуарный парк	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Должна быть обеспечена автоматическая световая и звуковая сигнализация аварийных ситуаций.

1.2.6 Противопожарное оборудование

Резервуары являются объектом повышенной пожарной опасности, поэтому они в обязательном порядке оснащаются противопожарным оборудованием: огнепреградителями, средствами пожаротушения и охлаждения (пеносливные камеры, генераторы пены высокой, средней и низкой кратности, система подслоного пожаротушения).

Огнепреградители. В тех случаях, когда они не встроены в корпус клапанов, огнепреградители устанавливаются между клапаном (вентиляционным патрубком) и монтажным патрубком резервуара. Принцип действия огнепреградителей основан на том, что пламя или искра не способны проникнуть внутрь резервуара через отверстия малого сечения в условиях интенсивного теплоотвода.

В случае возникновения пожара тушение горящего в резервуарах нефтепродукта производят пеной, изолирующей поверхность горючей жидкости от кислорода воздуха. До недавних пор для подачи пены в резервуары использовались пеносливные камеры (химическая пена) или пеногенераторы типа ГВПС (воздушно-механическая пена), монтировавшиеся в верхнем поясе резервуаров.

Генераторы высокочастотной пены типа ГВПС-600 и ГВПС-2000. Применялись на резервуарах большой вместимости. Герметизирующая крышка предотвращает потери нефтепродукта от испарения в окружающую среду. Крепление крышки к корпусу камеры осуществляется стяжками с замками, состоящими из двух частей, спаянных сплавом с температурой плавления около 120 °С. При возникновении пожара замки стяжек расплавляются, и герметизирующая крышка под действием собственного веса падает, освобождая проход пене к горячей углеводородной жидкости.

					Резервуарный парк	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Генератор пены средней кратности ГПСС-2000. Разработан для резервуаров со сферическим покрытием. Обеспечивает получение пены кратностью не менее 70.

Генераторы пены низкой кратности с пеносливом (ГПНПС). Применяются на резервуарах с плавающей крышей. Представляют собой автономное устройство, вырабатывающее пену путем смешения водного раствора пенообразователя с атмосферным воздухом. Отсутствие движущихся частей обеспечивает высокую надежность работы пеногенераторов.

Их монтируют на полке верхнего пояса резервуара, благодаря чему они не ограничивают движения плавающей крыши.

Система подслоного тушения пожаров (рисунок 7). Опыт эксплуатации пеносливных камер, а также генераторов ГВПС, ГПСС и ГПНПС показал, что они недостаточно эффективны, поскольку, будучи расположены в верхнем поясе резервуаров, они либо повреждаются при взрывах и пожарах, либо эффективность их работы снижается из-за образования закрытых полостей при обрушении крыши, затоплении понтонов, заворачивании стен и т.д. Поэтому в настоящее время все шире применяется система подслоного тушения пожаров (СПТ), предусматривающая подачу низкократной пены под уровень горючей жидкости.

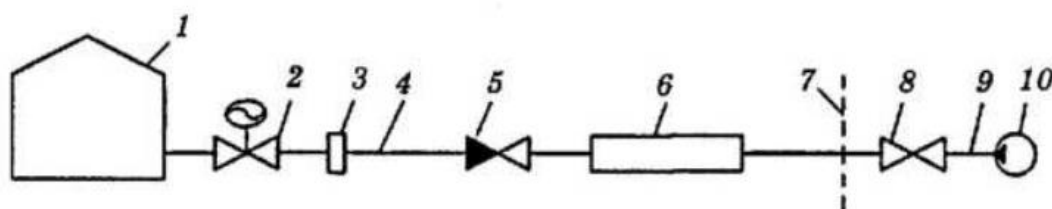


Рисунок 7 – Схема подслоного тушения пожара: 1 — резервуар; 2 — задвижка электроприводом; 3 — разрывная мембрана; 4 — пенопровод; 5 — обратный клапан; 6 — высоконапорный пеногенератор; 7 —

обвалование; 8 — задвижка с ручным приводом;

9— подводящий трубопровод; 10— насос пожарной машины

Подача раствора пенообразователя в резервуар осуществляется насосом 10 пожарной машины, входящей в состав либо нефтебазы, либо штатной пожарной части. Процесс образования пены низкой кратности происходит в высоконапорном пеногенераторе 6, имеющем конструкцию эжекторного типа. Для уменьшения перемешивания пены с нефтепродуктом при ее истечении из пенопровода используются специальные насадки или диффузоры, уменьшающие скорость пенного потока до 1 м/с [12].

1.2.7 Оборудование для сливо-наливных операций

Одной из основных операций при обращении нефтепродуктов является их прием в резервуары и раздача в технологические трубопроводы. К оборудованию для этих операций относят устройства, через которые ведется прием и раздача нефтепродукта, устройства управления ими, а также средства подогрева и вспомогательные устройства.

Приемо-раздаточное устройство – это устройство, предназначенное для формирования или регулирования потока продукта при откачке (закачке), присоединяемое к приемо-раздаточному патрубку резервуара [13].

Хлопушка устанавливается внутри резервуара на приемо-раздаточном патрубке и служит для налива и слива нефтепродукта и для дополнительной защиты от возможной утечки нефтепродукта из резервуара при неисправном трубопроводе. Хлопушка состоит из корпуса с наклонным срезом и плотно прилегающей к нему крышкой, соединенной с корпусом рычажным механизмом. При наполнении резервуара струя нефтепродукта силой давления приподнимает крышку хлопушки. При остановке перекачки крышка хлопушки под действием собственного веса опускается на свое место, закрывая трубу. При выдаче нефтепродукта из резервуара крышка хлопушки открывается принудительно при помощи вращающегося барабана с наматывающимся на него тросом. При дистанционном управлении

					Резервуарный парк	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

перекачкой на резервуарах устанавливают электроприводные механизмы для открывания хлопушки.

В резервуарах в узле приемоотпускных устройств нет хлопушки и механизма подъема ее крышки. Вместо хлопушки устанавливается труба подъемная ТП, которая является продолжением приемо-раздаточного патрубка. Труба соединена с патрубком при помощи шарнира, позволяющего ей находиться на любом уровне залитых темных нефтепродуктов (масел, мазутов). Труба подъемная ТП позволяет забирать нефтепродукты из верхних слоев резервуара. На верхних слоях они имеют наибольшую температуру и наиболее чисты, так как грязь и вода, оседая под влиянием силы тяжести, находятся в нижних слоях.

Ограничитель налива и клапан отсечной служат для перекрытия основного потока топлива во время осуществления операции слива из автоцистерны в резервуар АЗС при достижении уровня топлива в резервуаре определенной величины. Устанавливаются на вертикальном участке трубопровода линии наполнения непосредственно в резервуаре на заданной высоте.

1.2.8 Оборудование для размыва донных отложений

Для предотвращения выпадения осадков в резервуарах устанавливают специальные устройства – размывочные головки. Нефть и нефтепродукты, выходя из головки в виде веерной струи радиусом 10–11м, смывают с днища резервуара осадок, содержащий парафин, минеральные соли, механические примеси и другие отложения. Продукт можно подавать к размывочным головкам по специально замкнутому циклу. Давление продукта для размыва осадка должно быть не менее 0,2 МПа. Величина щели веерного сопла определяется расчётом в зависимости от количества нефти, подаваемой в резервуар.

Для перемешивания нефти в резервуаре можно применять различные перемешивающие устройства (например, мешалки, грибные винты), которые

					Резервуарный парк	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

устанавливаются в люк-лазе резервуара. Оптимальный угол наклона грибного винта к днищу резервуара составляет 20–60°. Перемешивание нефти улучшается, если в период работы изменять направление и угол наклона перемешивающих устройств [14].

Моечные машинки (гидромониторы) - устройство с автоматически поворачивающимися головками, направляющими струю моющего средства на промываемую поверхность по определенной траектории.

					Резервуарный парк	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

2 Технологические решения, направленные на повышение надежности и безопасности резервуарного парка

В качестве дополнительной возможности повышения эффективности эксплуатации резервуаров проведен патентный анализ устройств и оборудования системы пожарной безопасности и снижения потерь нефти.

Резервуары для нефти и нефтепродуктов относятся к промышленным сооружениям повышенной пожарной опасности. Пожары в резервуарах и резервуарных парках являются сложными, поэтому тушение их трудоемко и требует больших затрат сил и средств. В связи с этим необходимо повышать эффективность оборудования систем пожаротушения резервуаров.

Также главной задачей при эксплуатации резервуарных парков является сохранение количества и качества нефти и нефтепродукта. Для этого нужно обеспечить герметизацию процессов слива, налива и хранения. Важно подобрать максимально продуктивный способ по снижению потерь нефти и нефтепродуктов.

В ходе анализа было рассмотрено пять патентов.

Резервуар для технологических операций с нефтью или нефтепродуктами с самотушением возгораний в резервуаре

Изобретение относится к резервуарам для технологических операций с нефтью и нефтепродуктами. В верхней части стенки резервуара по периметру закреплены решетчатые кассеты с пакетированным гранулированным тушащим материалом, например, пеностеклом, а пакеты выполнены из легкоплавкого маслобензостойкого материала, например, полиэтилена, с температурой плавления менее 200°C. С возникновением пламени внутри резервуара и достижением температуры плавления пакетов, гранулированный тушащий материал просыпается на поверхность нефтепродукта и, расплываясь, тушит очаг возгорания.

					Организационно-техническое обеспечение надежности и безопасности работы систем и оборудования резервуарного парка						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Шевцова А.А.			Технологические решения, направленные на повышение надежности и безопасности резервуарного парка	Лит.		Лист		Листов	
Руковод.		Шадрина А.В.						48		125	
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01					
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.									

Техническим результатом изобретения является обеспечение самотушения резервуаром возгораний, недопущение развития мощности горения нефтепродукта и повышение эффективности пожаротушения, в результате чего снижается температурная радиация на окружающую среду [15].

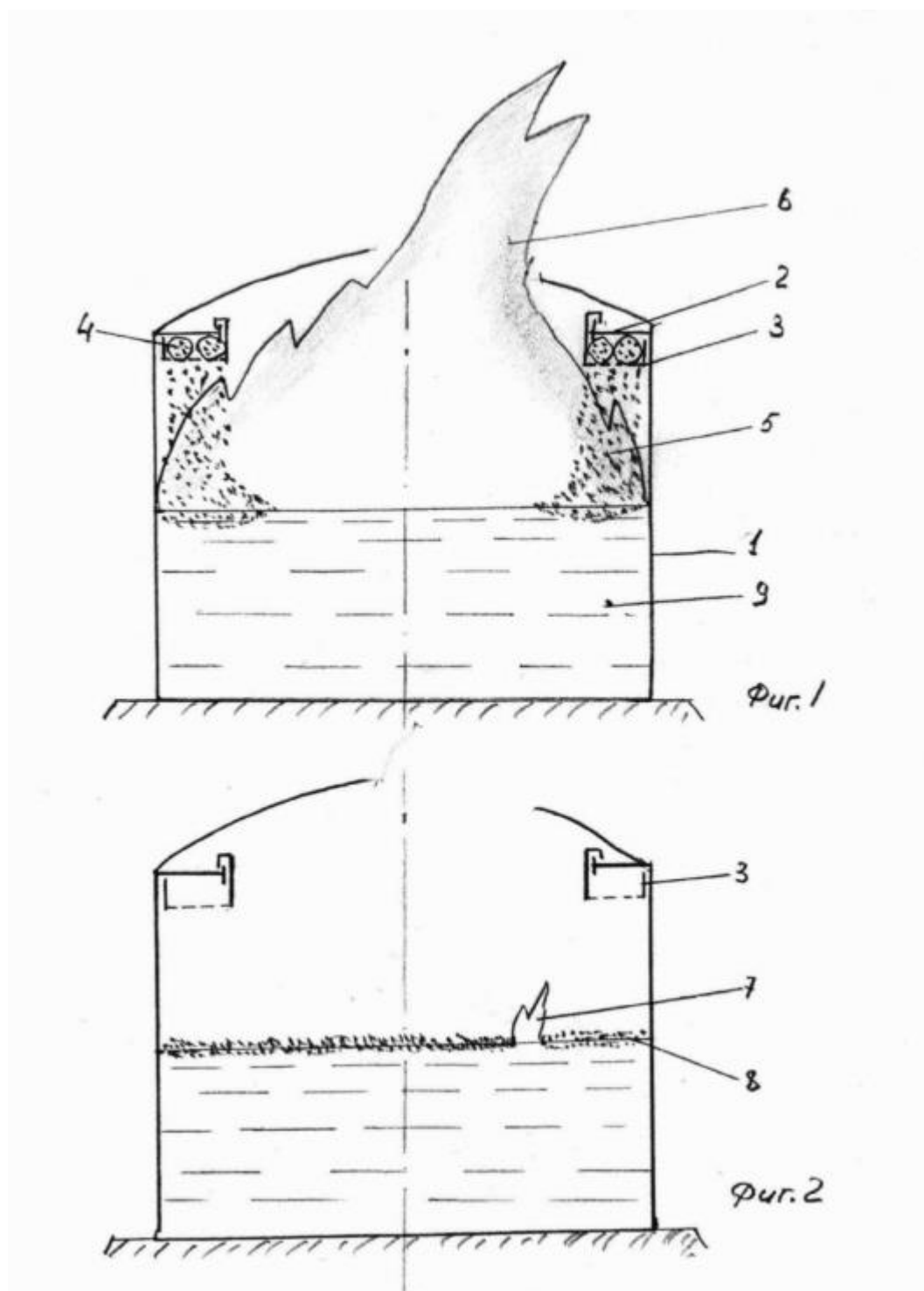


Рисунок 8 – Резервуар для технологических операций с нефтью или нефтепродуктами с самотушением возгораний в резервуаре

На фигуре 1 (рисунок 8) схематично показаны расположенные по периметру и закрепленные на кольце жесткости 2 решетчатые кассеты 4 с пакетированным тушащим материалом 3 и просыпавшийся тушащий материал 5 после плавления и разгерметизации пакетов, очертание пламени 6 внутри стенок 1 в резервуаре.

На фигуре 2 (рисунок 8) изображены кассеты 3 после расплавления пакетов и просыпания на поверхность нефтепродукта тушащего материала, расплывшийся на поверхности нефтепродукта 9 тушащий материал 8 и возможные оставшиеся мелкие незакрытые тушащим материалом окна на поверхности нефтепродукта с мелкими языками пламени 7.

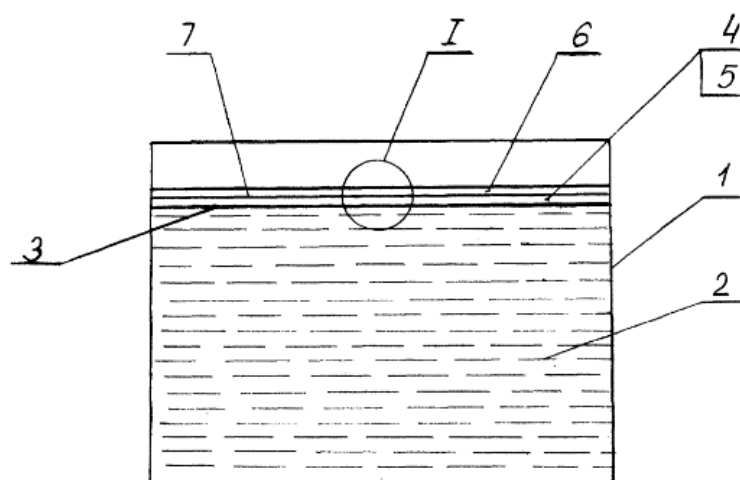
Способ противопожарной защиты резервуаров для хранения жидких горючих веществ и огнестойкое теплоизолирующее покрытие

На фигуре 1 (рисунок 9) представлена схема реализации способа противопожарной защиты резервуаров для хранения жидких горючих веществ после образования теплоизолирующего слоя, выполненного в виде дополнительного огнестойкого теплоизолирующего покрытия, нанесенного на всей площади наружной поверхности пористых сферических гранул; на фигуре 2 представлен увеличенный вид заявляемого огнестойкого теплоизолирующего покрытия (в разрезе).

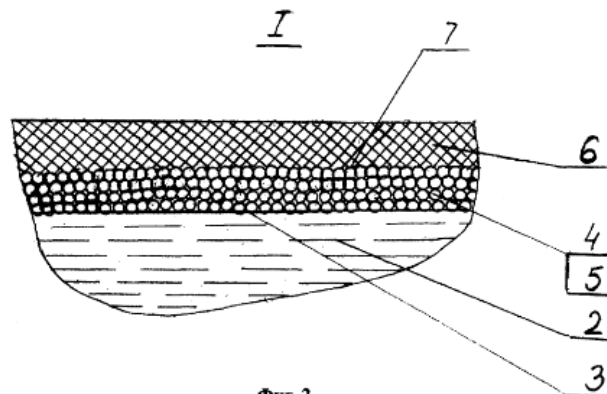
При создании равномерного слоя дополнительного огнестойкого теплоизолирующего покрытия 6 быстротвердеющая пена растекается в жидкой фазе по наружной поверхности пористых сферических гранул 5. При этом пена затекает во все образованные названными гранулами пустоты, где она в связи с большой скоростью полимеризации быстро отвердевает.

Заявляемое огнестойкое теплоизолирующее покрытие обладает повышенной термостойкостью и газонепроницаемостью. Использование при формировании этого покрытия быстротвердеющей пены позволяет практически исключить поступления паров, газов и тепловых потоков в зону горения. После полимеризации быстротвердеющей пены она образует жесткий каркас [16].

					Технологические решения, направленные на повышение надежности и безопасности резервуарного парка	Лист 50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Фиг. 1



Фиг. 2

Рисунок 9 – Способ противопожарной защиты резервуаров для хранения жидких горючих веществ и огнестойкое теплоизолирующее покрытие

Способ снижения потерь нефтепродуктов, хранящихся в резервуарах вертикальных стальных

Способ снижения потерь нефтепродуктов, хранящихся в резервуарах вертикальных стальных, заключающийся в том, что наружную поверхность резервуаров вертикальных стальных окрашивают в белый цвет, отличающийся тем, что дополнительно устанавливают электрическую, автоматическую систему управления, понижающую до уровня средней ночной и регулирующую температуру хладагента, проложенного по кольцевой схеме по внутренней поверхности резервуаров вертикальных

стальных, где она понижает и стабилизирует температуру нефтепродукта в заданных пределах, например $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$.

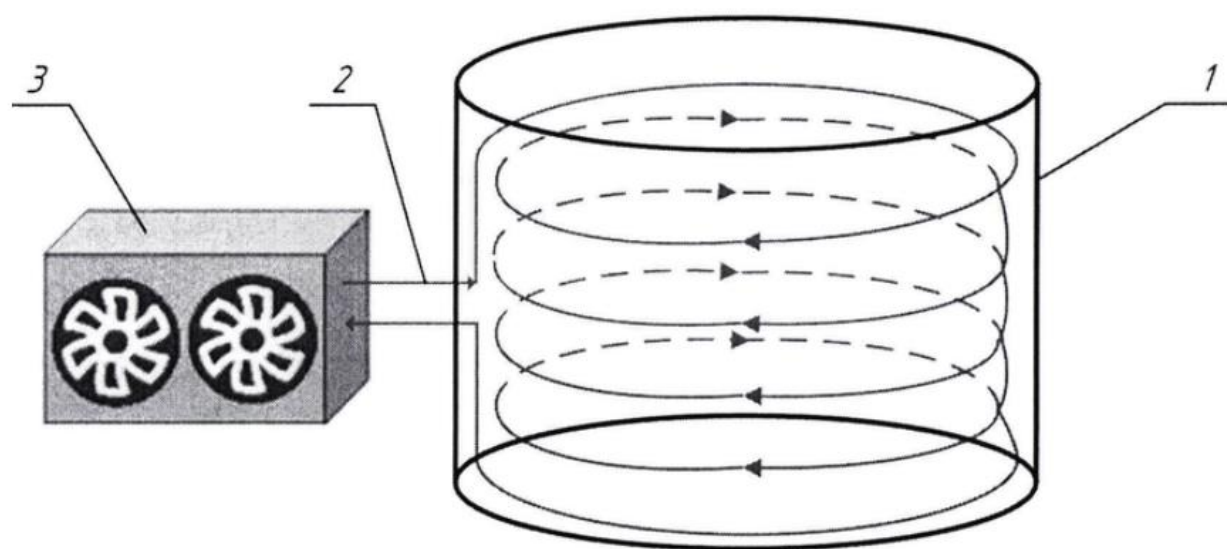
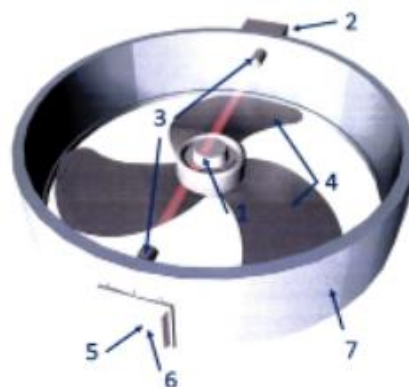


Рисунок 10 – Способ снижения потерь нефтепродуктов, хранящихся в резервуарах вертикальных стальных

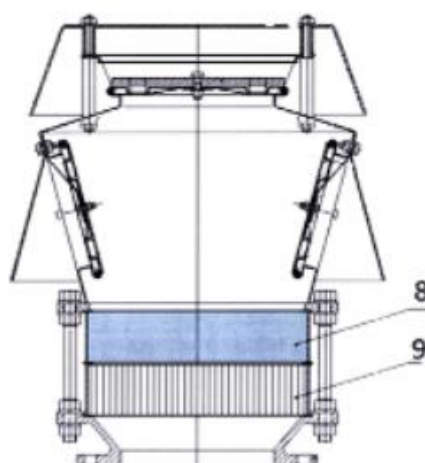
На рисунке 10 представлена принципиальная схема РВС с системой охлаждения и стабилизации нефтепродукта, где показаны: резервуар вертикальный стальной с боковой стенкой 1, автоматическая система управления, включающая проложенный по внутренней боковой поверхности резервуара по кольцевой схеме хладагент 2, а также конденсатор воздушного охлаждения 3 [17].

Блок учета и контроля испарений нефти

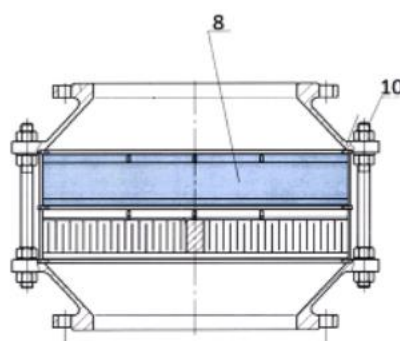
Изобретение относится к области измерения расхода и концентрации потока паров нефти или нефтепродуктов из резервуаров через дыхательный патрубок и может быть использовано в нефтяной, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности для определения количества и концентрации выбросов нефтепродуктов из резервуаров, с целью определения потерь нефтепродуктов от «дыханий» резервуаров и утечки взрывоопасной смеси, а также оценки экологии окружающей среды.



Фиг. 1



Фиг. 2



Фиг. 3

Рисунок 11 – Блок учета и контроля испарений нефти

Блок учета и контроля испарений нефти включает в себя (рисунок 11): корпус (7), генератор постоянного тока (1) во взрывозащищенном исполнении, соединенный с лопастями из пластика, расположенные на внешней стороне корпуса (7), аккумуляторную батарею (2) с

					Технологические решения, направленные на повышение надежности и безопасности резервуарного парка	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

искробезопасной электрической цепью, блок радиопередачи (5) (например, Wi-fi модуль) и управляющий модуль (6), на внутренней стороне корпуса (7) расположен инфракрасный датчик - приемник (3) во взрывозащищенном исполнении.

Принцип работы блока учета и контроля испарений нефти заключается в следующем.

Блок учета и контроля испарений нефти (8) устанавливается на крепежный фланец (10) дыхательного патрубка над кассетой огнепреградителя (9). При дыхании резервуара среда, проходя через дыхательный патрубок, приводит в движение лопасти (4), заряжают генератор постоянного тока (1). При этом данные о количестве оборотов лопастей (4) поступают на управляющий модуль (6). По количеству оборотов лопастей (4) определяется объем вышедшей и вошедшей среды [18].

Устройство диагностирования утечек из днища наземного вертикального резервуара с использованием пластин из разных металлов

Устройство содержит пластины из разных металлов, расположенных группами перпендикулярно днищу и параллельно друг другу. Каждая группа состоит из трех пластин, две пластины из меди и одна из алюминия или никеля, при этом указанные группы пластин установлены по диаметру резервуара так, что каждой из них соответствует определенный участок днища резервуара. Устройство также содержит линии связи, электронный коммутатор и компьютер. Все три пластины, входящие в одну группу, через линии связи соединены с клеммами электронного коммутатора. К электронному коммутатору подключен мультиметр для измерения сопротивлений грунта между пластинами из меди и напряжений грунта между пластинами из меди и алюминия (никеля), при этом мультиметр связан с компьютером.

Изобретение работает следующим образом. Через приемный трубопровод нефтепродукт поступает в резервуар. С целью диагностирования днища резервуара с установленной периодичностью,

					Технологические решения, направленные на повышение надежности и безопасности резервуарного парка	Лист 54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

которая зависит от сроков эксплуатации резервуара с помощью линий связи электронного коммутатора и мультиметра производятся поочередные замеры сопротивлений грунта между пластинами из меди, которые выводятся на компьютер. В случае отклонения значений сопротивлений от экспериментально полученных значений при начальном измерении грунта, оператор проводит дополнительные измерения. Определяются напряжения грунта между пластинами из меди и алюминия (никеля).

По измерениям сопротивления и напряжения грунта между пластинами определяется не только утечка нефтепродукта из днища резервуара, но и ее конкретное место с целью эффективного ремонта резервуара. Отклонение значений от экспериментально полученных при начальном измерении сопротивлений и напряжений грунта, свидетельствует о наличии утечки из резервуара. Значения с высоким сопротивлением и низким напряжением относятся к скоплению нефтепродуктов.

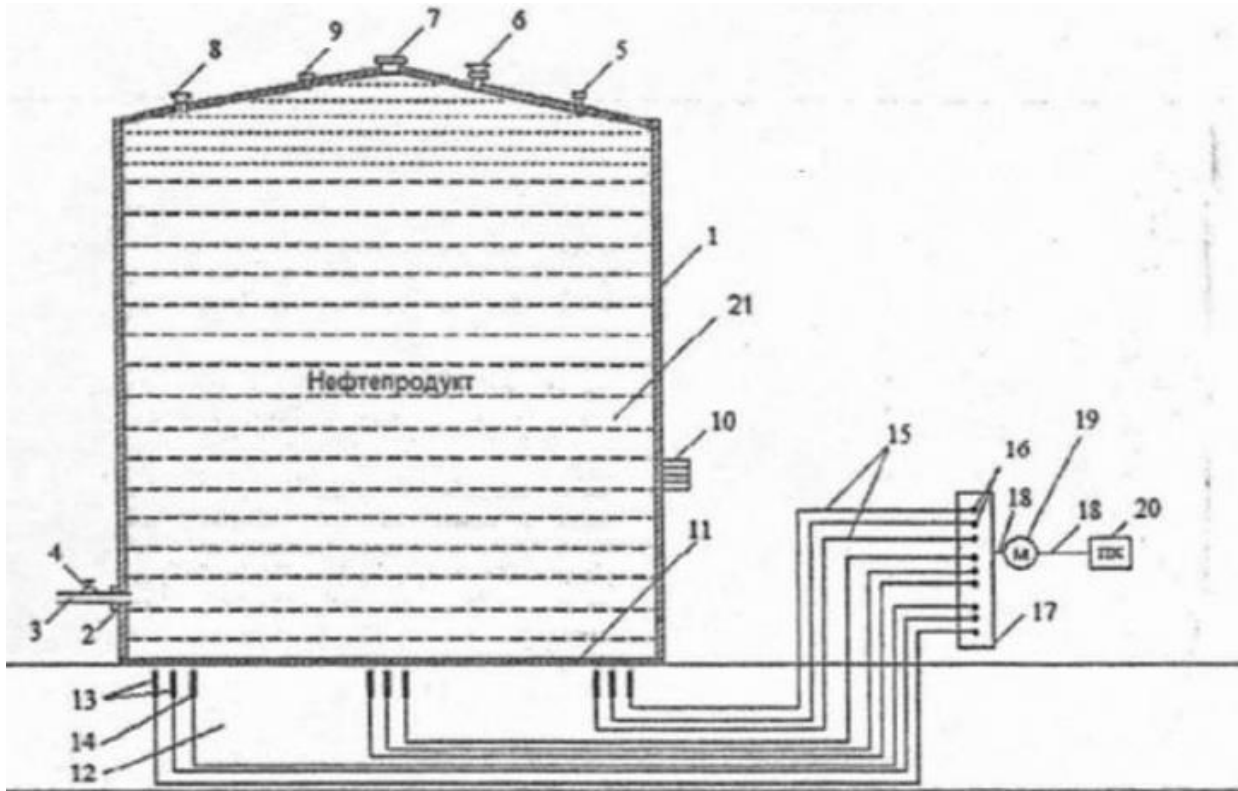


Рисунок 12 – Разрез резервуара с устройством диагностирования утечек: 1 – резервуар; 2 – ПРП; 3 – трубопровод для приема и выдачи нефти; 4 – задвижка; 5,6 – световой и замерный люки; 7 – вентиляционный люк; 8,9 –

вентиляционные патрубки; 10 – люк-лаз; 11 – днище; 12 – грунт; 13 – пластины из меди; 14 – пластина из алюминия (никеля); 15 – линии связи; 16 – клеммы; 17 – коммутатор; 18 – линия связи; 19 – мультиметр; 20 – компьютер

Оборудование устанавливается на резервуар стационарно и работает в автоматическом режиме (не требует дополнительных расчетов для выявления утечки).

Большим преимуществом предлагаемого изобретения является то, что оно имеет сразу 3 пластины в одной группе. Следовательно, при выходе из строя одной из пластин, оборудование может продолжать работать с прежней эффективностью.

За счет использования этого устройства увеличивается эффективность определения утечек нефтепродуктов из днища резервуара без его освобождения, повышается надежность РВСП, сокращается время определения утечки, а также возрастает точность определения конкретного места утечки из днища резервуара (за счет мониторинга всей площади днища [19])

					Технологические решения, направленные на повышение надежности и безопасности резервуарного парка	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

3 Расчетная часть

3.1 Расчет потери нефти при большом дыхании

Рассчитаем потери бензина при большом дыхании резервуара.

Масса паров нефти за одно большое дыхание определяется по формуле:

$$G = \left[V_B - V_{\Gamma} \cdot \left(\frac{P_2 - P_1}{P_2 - P_s} \right) \right] \cdot \frac{P_s \cdot M_B}{T \cdot R}, \quad (1)$$

где V_B – объем нефти в резервуаре, м^3 ;

V_{Γ} – объем газового пространства в резервуаре, м^3 ;

P_1, P_2 – абсолютные в газовом пространстве в конечный и начальный момент времени закачки бензина, Па;

P_s – давление насыщенных паров нефти при температуре поверхности резервуара 30°C – 37500 Па;

M_B – молекулярный вес паров нефти, кг/моль;

T – температура в газовом пространстве, К;

R – универсальная газовая постоянная, Дж/моль*К.

$$P_1 = P_A + P_B, \quad (2)$$

где P_A – атмосферное давление, принимаем 100000 Па;

P_B – вакуум, при котором срабатывает дыхательный клапан, Па.

$$P_1 = 100000 + 250 = 100250 \text{ Па},$$

$$P_2 = P_A + P_{\text{и}}, \quad (3)$$

где P_A – атмосферное давление, принимаем 100000 Па;

$P_{\text{и}}$ – избыточное давление, при котором срабатывает дыхательный клапан, Па.

$$P_2 = 100000 + 2000 = 102000 \text{ Па},$$

$$M_B = 60 + 0,3 \cdot t_{\text{н.к.}} + 0,001 \cdot t_{\text{н.к.}}^2 \quad (4)$$

					Организационно-техническое обеспечение надежности и безопасности работы систем и оборудования резервуарного парка			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Шевцова А.А.			Расчетная часть		Лит.	Лист
Руковод.		Шадрина А.В.						57
Консульт.								Листов
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						142
							Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01	

где $t_{н.к}$ – температура начала кипения нефти, °С.

$$M_B = 60 + 0,3 \cdot 50 + 0,001 \cdot 50^2 = 77,5 \frac{\text{кг}}{\text{моль}},$$

Тогда масса нефти при большом выдохе составит:

$$G = \left[10000 - 6000 \cdot \left(\frac{102000 - 100250}{102000 - 37500} \right) \right] \cdot \frac{37500 \cdot 77,5}{295,5 \cdot 8314,3} = 11636 \text{ кг}$$

3.2 Оценка эффективности применения понтонов для резервуаров

Снижение потерь, осуществляемое за счет установки понтона, может быть оценено по формуле [20]:

$$S_n = b_{0s} \cdot b_{ls} \cdot n^{b_{2s}} \quad (5)$$

где n – количество резервуаров, b_{0s} , b_{ls} , b_{2s} – постоянные числовые коэффициенты, зависящие от номинальной вместимости резервуара и коэффициента оборачиваемости резервуара (таблица 1).

Таблица 1 – Величины числовых коэффициентов для оценки эффективности понтонов

Номинальная вместимость резервуаров, м ³	N ≤ 10 1/год			10 < n ≤ 40 1/год		
	10 ² · b _{1s} , %	10 ² · b _{1s} , %/год ^{b_{2s}}	b _{2s}	10 ² · b _{0s} , %	10 ² · b _{1s} , %/1/год ^{b_{2s}}	b _{2s}
400	—	1,65	0,845	—	2,35	0,688
700	—	3,21	0,736	—	3,56	0,697
1000	—	4,01	0,703	3	3,85	0,683
2000	—	18,00	0,410	26	5,95	0,545
3000	—	27,10	0,275	32	6,27	0,519
5000	10	20,30	0,347	40	4,46	0,563
10000	26	16,94	0,384	52	4,52	0,529
20000	40	11,90	0,439	67	0,90	0,834
50000	63	13,30	0,284	82	0,59	0,915

Если годовая оборачиваемость месторождения меньше 10 и резервуарный парк состоит из 6 резервуаров объемом 2000 м³, то эффективность применения понтонов составит:

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

$$S_n = 1 \cdot 18 \cdot 6^{0,410} = 0,375$$

Эффективность применения понтонов составила 38% от их общего числа потерь. Устройство понтонов дает незначительный результат по снижению потерь углеводородов.

3.3 Оценка применения УУЛФ

Таблица 2 – Исходные данные

Конструкция резервуара	Наземный, вертикальный	
Температура начала закипания нефти, °С		50
Объем резервуара, м ³	V	2000
Количество резервуаров, шт	N _p	6
Фактическая приемка нефти, м ³ /год	B	1 375 000
Производительность закачки, м ³ /час	V _ч	130
Давление насыщенных паров, мм.рт.ст	P ₃₈	330
Молекулярная масса паров жидкости	m	73,8
Опытный коэффициент для V=2000м ³	K _p ^{max}	0,8
Опытный коэффициент для P _t =540,0	K _B	1
Опытный коэффициент для t =+30	K _t ^{max}	0,74
Опытный коэффициент для t =+10	K _t ^{min}	0,417
Опытный коэффициент для V=2000м ³	K _p ^{cp}	0,56
Опытный коэффициент оборачиваемости	K _{об}	1,35
Плотность жидкости т/м ³	ρ _ж	0,8

Проведем расчет валового выброса по формуле:

$$G = \frac{P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_p^{cp} \cdot K_{об} \cdot B \cdot 0,294}{10^7 \cdot \rho_{ж}}, \quad (6)$$

$$G = 861,14 \text{ т/год}$$

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

Согласно данным исследования НИИ ЭМ МГТУ им. Н.Э. Баумана [21], эффективность системы УЛФ составляет 98%.

Следовательно, установкой улавливания фракций удалось снизить потери нефти на $864,14 \cdot 0,98 = 843,92$ т/год.



3.4 Применение поверхностно активных веществ (ПАВ) при транспортировке и хранении нефти

Проблема сокращения потерь нефти остается актуальной. В России потери из-за испарения могут составлять 5-6 миллионов тонн в год. Более 75 % потерь нефти приходится на ее испарение. Потери могут возникать при хранении, сливе, наполнении, транспортировке и т.д. Основные потери нефти в результате ее испарения осуществляются в резервуарах. Такие испарения являются не только экономической проблемой, но и наносят ущерб природе. Поэтому сокращение потерь нефти очень важно при ее хранении в резервуаре.

Применение ПАВ позволяет уменьшить потери УВ от испарения без каких-либо затрат на реконструкцию, снизить загрязнение окружающей среды, сохранить количество и качество нефти. Способ является недорогостоящим, высоко эффективным, легким в использовании, нетоксичным и не вредным для людей.

В таблице 3 представлены результаты того, как соли калия СЖК влияют на давление насыщенных паров (ДНП) при различной концентрации. Самое низкое значение ДНП при концентрации ПАВ 20 мг/кг. Далее при

увеличении концентрации солей калия СЖК происходит увеличение давления насыщенных паров. Увеличение концентрации приводит к ассоциации молекул ПАВ, следовательно, расширяется поверхность испарения.

Таблица 3 – Зависимость давления насыщенных паров нефти от концентрации $C_nH_{2n+1}COOK$

Концентрация $C_nH_{2n+1}COOK$, мг/кг	Давление насыщенных паров, кПа
0	29,32
10	25,79
20	19,32
30	26,58
40	27,85

Было выявлено, что испаряемость снизилась до 55%.

Зависимость массы испаренной нефти от давления насыщенных паров, представлена на формуле 7.

$$W = S \cdot A \cdot (P_s - P_d), \text{ г/час} \quad (7)$$

где W – масса испаренной нефти, г/час;

S – коэффициент испарения, г/ (мар·м²·час);

P_s , - парциальное давление, Па;

P_d – давление насыщенных паров, Па.

Подача ПАВ может осуществляться: на устье скважины, на путевых трубопроводах и непосредственно на установке по подготовке нефти (УПН) до сброса подтоварной воды периодическим или постоянным методом через дозировочный насос непосредственно из емкостей.

Эффект от использования технологии для ПАО РОСНЕФТЬ составляет 2,65 миллиарда долларов с 2015 по 2018 гг.

3.5 Определение остаточного ресурса резервуара

Основные данные по стальным вертикальным цилиндрическим резервуарам для нефти и нефтепродуктов приведены в таблице 4

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

Таблица 4- Исходные данные

Номинальный объём, м³	Диаметр, м	Высота, м	Высота кровли, м		Резервуар без понтона		Резервуар со стальным понтоном	
			Конической	Сферической	Геометрическая вместимость м³	Масса, т	Геометрическая вместимость м³	Масса, т
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2000	15,18	11,92	0,38	3,0	2157	44,25	1910	51,44

3.5.1 Определение геометрических параметров резервуара

Выбор размеров стального прокатного листа для изготовления стенки

Размеры листа. В соответствии с рекомендациями ПБ 03-605-03 для изготовления стенки выбираем стальной лист с размерами в поставке 1600×6400 мм. С учетом обработки кромок листа с целью получения правильной прямоугольной формы при дальнейших расчетах принимаются следующие его размеры 1680×6720 мм.

Сначала выбираем высоту резервуара. Для этого используем рекомендации ПБ 03-605-03 (Приложение А). В соответствии с этими рекомендациями предпочтительная высота резервуара от 6 до 22 м.

Высота резервуара. Для резервуара объемом $V = 2000 \text{ м}^3$ принимаем номинальную высоту резервуара $H_n = 12$ м. Соответственно, количество поясов в резервуаре будет равно $N_n = 7$. Точная высота резервуара:

$$H = 1680 \cdot 7 = 11760 \text{ мм.} \quad (8)$$

Предварительный радиус резервуара. Радиус резервуара определяется из формулы для объема цилиндра:

$$V = \pi \cdot R^2 \cdot H, \quad (9)$$

Отсюда выводим R:

$$R = \sqrt{\frac{V}{\pi H}} = \sqrt{\frac{2000 \cdot 10^3}{3,14 \cdot 11760}} = 7358 \text{ мм.}$$

Периметр резервуара L_n и число листов в поясе N_n :

$$L_n = 2 \cdot \pi \cdot R = 2 \cdot 3,14 \cdot 7358 = 46206$$

$$N_n = \frac{L_n}{L} = \frac{46206}{6720} = 6,9.$$

Предпочтительней округлять число листов (рис. 13.) в поясе до целого или выбирать последний лист равным половине длины листа.

Принимаем число листов в поясе $N_n = 7$. Тогда периметр резервуара:

$$L_n = 7 \cdot 6720 = 47040 \text{ мм,}$$

а окончательный радиус:

$$R = \frac{L_n}{2 \cdot \pi} = \frac{26880}{2 \cdot 3,14} = 7490 \text{ мм.}$$

Уточненный объем резервуара.

$$V = \pi \cdot R^2 \cdot H = 3,14 \cdot 4,280^2 \cdot 6,720 = 2072 \text{ м}^3.$$

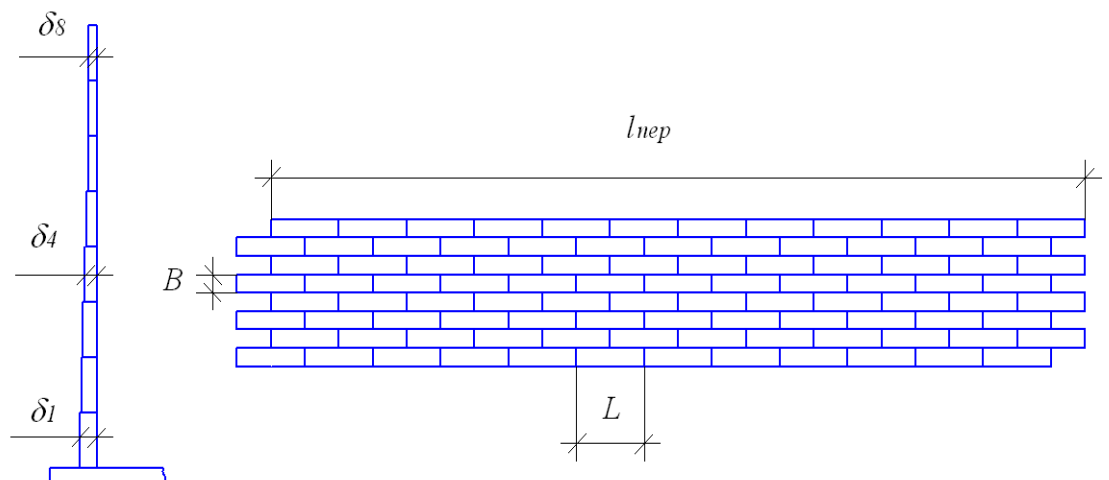


Рисунок 13 – Развертка и сечение стенки вертикального резервуара.

3.5.2 Определение толщины стенки резервуара

Определение методики и параметров, необходимых для расчета

Минимальная толщина листов стенки резервуара РВС для условий эксплуатации рассчитывается по формуле

$$\delta_i = \frac{[n_1 \cdot \rho_H \cdot g \cdot (H_{\max} - x_i) + n_2 \cdot p_{\text{изб}}] \cdot R}{\gamma_c \cdot R_y}, \quad (10)$$

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

где $n_1 = 1,05$ – коэффициент надежности по нагрузке гидростатического давления;

$n_2 = 1,2$ – коэффициент надежности по нагрузке от избыточного давления и вакуума;

ρ_n – плотность нефти, 850 кг/м^3 ;

R – радиус стенки резервуара, м ;

$H_{\max}$ – максимальный уровень разлива нефти в резервуаре, м ;

x_i – расстояние от дна до расчетного уровня, м ;

$p_{\text{изб}} = 2,0 \text{ кПа}$ – нормативная величина избыточного давления;

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

R_y – расчетное сопротивление материала пояса стенки по пределу текучести, Па .

Расчетное сопротивление материала стенки резервуаров по пределу текучести определяется по формуле:

$$R_y = \frac{R_y^H}{\gamma_m \cdot \gamma_n}, \quad (11)$$

где R_y^H – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла стенки, равное минимальному значению предела текучести, принимаемому по государственным стандартам и техническим условиям на листовой прокат;

$\gamma_m = 1,025$ – коэффициент надежности по материалу;

$\gamma_n = 1,1$; так как объем резервуара менее $10\,000 \text{ м}^3$. (300 м^3)

Стенка резервуара относится к основным конструкциям подгруппы «А», для которых должна применяться сталь класса С345 (09Г2С-12) с нормативным расчетным сопротивлением $R_y^H = 345 \text{ МПа}$.

Вычисляем расчетное сопротивление:

$$R_y = \frac{345}{1,025 \cdot 1,1} \approx 306 \text{ МПа}.$$

Вычисление предварительной толщины стенки для каждого пояса резервуара

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

Для вычисления используем формулу, в которой, начиная со второго пояса, единственным изменяемым параметром при переходе от нижнего пояса к верхнему является координата нижней точки каждого пояса:

$$x_i = B(i - 1), \quad (12)$$

где i – номер пояса снизу вверх;

B – ширина листа.

Основные геометрические размеры резервуара при проведении прочностных расчетов округляем в большую сторону до номинальных размеров так, чтобы погрешность шла в запас прочности: $H = 7,5$ м; $B = 1,6875$ м; $R = 12$ м.

Толщина первого пояса определяется при $\gamma_c = 0,7$; $H_{\max} = H$; $x_1 = 0$:

$$\delta_1 = \frac{[n_1 \cdot \rho_n \cdot g \cdot (H_{\max} - x_1) + n_2 \cdot p_{\text{изб}}] \cdot R}{\gamma_c \cdot R_y} =$$

$$= \frac{[1,05 \cdot 850 \cdot 9,81 \cdot (7,5 - 0) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 4,28}{0,7 \cdot 306 \cdot 10^6} \approx 0,00369 \approx 3,7 \text{ мм}$$

Для второго пояса при $\gamma_c = 0,8$; $x_2 = 1,6875$:

$$\delta_2 = \frac{[1,05 \cdot 850 \cdot 9,81 \cdot (7,5 - 1,6875) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 4,28}{0,8 \cdot 293 \cdot 10^6} \approx 0,0028 \approx 2,8 \text{ мм}$$

Для остальных поясов резервуара полученные значения для толщины стенки приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Толщина стенки поясов резервуара

Номер пояса	Толщина стенки, мм	Номер пояса	Толщина стенки, мм
1	3,7	5	1,4
2	2,8	6	1,01
3	2,3	7	0,6
4	1,9		

Выбор номинального (окончательного) размера толщины стенки.

Значение минимальной толщины стенки для условий эксплуатации увеличивается на величину минусового допуска на прокат и округляется до ближайшего значения из сортаментного ряда листового проката. Полученное значение сравнивается с минимальной конструктивной толщиной стенки $\delta_{\text{кс}}$.

В качестве номинальной толщины $\delta_{\text{ном}}$ каждого пояса стенки выбирается значение большей из двух величин, округленное до ближайшего значения из сортаментного ряда листового проката:

$$\delta_{\text{ном}} \geq \max(\delta_i + C_i + \Delta; \delta_{\text{кс}}), \quad (13)$$

где C_i – припуск на коррозию, мм;

Δ – значение минусового допуска на толщину листа, мм;

$\delta_{\text{кс}}$ – минимальная конструктивная толщина стенки.

Величину минусового допуска определяют по предельным отклонениям на изготовление листа.

Припуск на коррозию элементов резервуара представляется заказчиком (2–3 мм).

В таблице 6 приводятся все данные для выбора номинального размера толщины стенки.

Таблица 6 – Номинальная толщина стенки

Номер пояса	δ_i , мм	C_i , мм	Δ_i , мм	$\delta_i + C_i + \Delta_i$	$\delta_{\text{кс}}$	$\delta_{\text{н}}$
1	3,7	2,0	0,45	6,15	7,0	7,0
2	2,8			5,25		7,0
3	2,3			4,75		7,0
4	1,9			4,35		7,0
5	1,4			3,85		7,0
6	1,01			3,46		7,0
7	0,6			3,05		7,0

Принимаем:

1. Паспортная толщина поясов стенки резервуара – $S_{\text{пасп}} = 9$ мм.

2. Реальное время с момента изготовления резервуара – $t = 15$ лет.

3. Плюсовой допуск на толщину листов стенки при прокатке (ГОСТ 19903-74) – $C = 1,0$ мм.

Определяем скорость равномерной коррозии стенки (см/год) по формуле:

$$a = \frac{(S_{\text{пасп}} + C - S)}{t} = \frac{9 + 1 - 0,6}{15} = 0,2;$$

где S – минимальная действительная толщина стенки в расчетном поясе.

Рассчитаем расчетную толщину стенки резервуара S_p по формуле:

$$S_p = \frac{[n_1 \cdot \rho \cdot (H_{\text{пр}} - x)] \cdot D}{200 \cdot \gamma_c \cdot R_{\text{max}}} = \frac{1,05 \cdot 850 \cdot (12 - 0) \cdot 15,18}{200 \cdot 0,7 \cdot 306} = 3,8 \text{ мм}$$

где n_1 – коэффициент перегрузки для гидростатического давления (1,05);

$H_{\text{пр}}$ – точная высота резервуара (12000 мм);

x – расстояние от днища до расчетного уровня (0 т.к. расчетный уровень – первый лист);

D – диаметр резервуара, м;

γ_c – коэффициент условий работы (для первого листа равен 0,7);

ρ – плотность нефти, 850 кг/м³;

$R_{\text{тек}}$ – расчетное сопротивление стали по пределу текучести, 306 МПа.

Остаточный ресурс резервуара, подвергающегося действию коррозии, определялся по формуле:

$$T_k = \frac{(S - S_p)}{a} = \frac{9 - 3,8}{0,2} = 8,3$$

Вывод: по результатам расчетов принимаем остаточный ресурс резервуара 8 лет.

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

3.5.3 Расчет предельного уровня налива нефтепродуктов в резервуар.

Предельный уровень налива нефтепродуктов определяется по формуле:

$$H_{пред} = \frac{\frac{200 \cdot \gamma_c \cdot R_{тек} \cdot S}{D} - n_2 \cdot P_2}{n_1 \cdot \rho} + x, \quad (14)$$

где n_2 – коэффициент перегрузки для избыточного давления под кровлей; 1,2.

$$H_{пред} = \frac{\frac{200 \cdot 0,7 \cdot 306 \cdot 9}{15,18} - 1,2 \cdot 200}{1,05 \cdot 850} + 0 = 28,19 \text{ м}$$

Вывод: по результатам расчетов дальнейшая эксплуатация резервуара возможна без ограничения предельной высоты налива нефтепродуктов.

Общий вывод по результатам поверочного расчета.

По результатам расчетов дальнейшая эксплуатация резервуара возможна в течении 8 лет, без ограничения предельной высотой налива нефтепродуктов.

3.5.4 Поверочный расчет стенки резервуара на прочность

Допустимое условие прочности стенки резервуара выглядит следующим образом:

$$\sigma < \gamma_c \cdot R_{тек};$$

где σ – напряжение в расчетном поясе резервуара, МПа. Оно определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{[n_1 \cdot \rho \cdot (H_0 - x) + n_2 \cdot P_2] \cdot D}{200 \cdot S}. \quad (15)$$

$$\sigma_1 = \frac{[1,05 \cdot 850 \cdot (11,92 - 0) + 1,2 \cdot 200] \cdot 15,18}{200 \cdot 9} = 91,74$$

Результаты расчетов приведены в таблице 7.

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

Таблица 7 – Результаты расчетов стенки резервуара РВС-3000 на прочность

№ пояса	1	2	3	4	5	6	7
y , МПа	91,74	79,04	66,34	53,64	40,94	28,24	15,53
$\gamma_c \cdot R_{тек}$	214,2	244,8	244,8	244,8	244,8	244,8	244,8

Вывод: условие прочности стенки выполняется для всех поясов.
Ограничивать высоту налива нефтепродукта в резервуар не нужно.

3.5.5 Расчет стенки резервуара на устойчивость

Проверка устойчивости стенки резервуара производится по формуле:

$$\frac{\sigma_{i1}}{\sigma_{i01}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{02}} \leq 1,0,$$

где: σ_{i1} – расчетные осевые напряжения в стенке резервуара, МПа;

σ_2 – расчетные кольцевые напряжения в стенке резервуара, МПа;

σ_{i01} – критические осевые напряжения в стенке резервуара, МПа;

σ_{02} – критические кольцевые напряжения в стенке резервуара, МПа.

Осевые напряжения определяются по минимальной толщине стенки пояса, кольцевые напряжения – по средней толщине стенки.

Расчетные осевые напряжения для резервуаров РВС определяются по формуле:

$$\sigma_{1i} = \frac{n_3 \cdot (G_{кр} + G_{ст,i}) + \psi \cdot (n_{сн} \cdot G_{сн} + n_2 \cdot G_{вак})}{2 \cdot \pi \cdot R \cdot \delta_i}, \quad (16)$$

где: $n_3 = 1,05$ – коэффициент надежности по нагрузке от собственного веса;

$n_{сн} = 1,4$ – коэффициент надежности по снеговой нагрузке;

$G_{кр}$ – вес покрытия резервуара, Н;

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

$G_{сн}$ – полное расчетное значение снеговой нагрузки на горизонтальную проекцию покрытия, Н;

$G_{вак}$ – вес покрытия резервуара, Н;

δ_i – расчетная толщина стенки i-го пояса резервуара, м.

Определение веса крыши

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

Вес покрытия резервуара рассчитывается по нормативному давлению крыши $p_{кр}$

$$G_{кр} = p_{кр} \cdot \pi \cdot R^2. \quad (17)$$

Для резервуара объемом $V = 2000 \text{ м}^3$ давление крыши $p_{кр} = 0,55 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$.

$$G_{кр} = 0,55 \cdot 3,14 \cdot 7,490^2 = 96,89 \text{ кН}.$$

Определение веса стенки резервуара

Вес выпшележащих поясов стенки резервуара определяется из условия, что высота всех поясов одинакова и равна ширине листа B :

$$G_{ст,i} = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot B \cdot \gamma_{ст} \cdot \sum_{k=i}^a \delta_k, \quad (18)$$

где a – номер последнего пояса, если начало отсчета снизу;

$\gamma_{ст} = 78,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$ – удельный вес стали.

Вес стенки при расчете первого пояса

$$G_{ст,1} = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot B \cdot \gamma_{ст} \cdot \sum_{k=1}^7 \delta_k = 2 \cdot 3,14 \cdot 7,490 \cdot 2,0 \cdot 78,5 \cdot (7 \cdot 7) \cdot 10^{-3} \approx 361,86 \text{ кН}.$$

Результаты расчетов веса стенки для всех поясов приведены в таблице 6.

Таблица 6 - Вес стенки резервуара

Номер пояса	Вес стенки $G_{ст}$, кН	Номер пояса	Вес стенки $G_{ст}$, кН
1	361,86	5	155,08
2	310,16	6	103,69
3	258,47	7	51,69
4	206,76		

Определение снеговой нагрузки

Нормативная снеговая нагрузка на горизонтальную проекцию резервуара

$$p_{сн} = \mu \cdot S_g, \quad (19)$$

где μ – коэффициент перехода от веса снегового покрытия горизонтальной поверхности земли к снеговой нагрузке на трубопровод;

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

СХЕМЫ СНЕГОВЫХ НАГРУЗОК И КОЭФФИЦИЕНТЫ μ

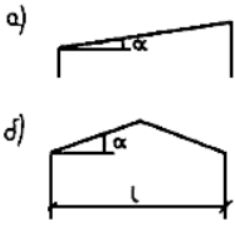
Но- мер схе- мы	Профили покрытий и схемы снеговых нагрузок	Коэффициент μ и область применения схем
1	Здания с односкатными и двускатными покрытиями 	$\mu = 1$ при $\alpha \leq 25^\circ$; $\mu = 0$ " $\alpha \geq 60^\circ$. Варианты 2 и 3 следует учитывать для зданий с двускатными покрытиями (профиль б), при этом вариант 2 - при $20^\circ \leq \alpha \leq 30^\circ$; вариант 3 - при $10^\circ \leq \alpha \leq 30^\circ$ только при наличии ходовых мостиков или аэрационных устройств по коньку покрытия

Рисунок 14– Схемы снеговых нагрузок.

S_g – нормативное значение веса снегового покрова на 1 м^2 горизонтальной поверхности земли, которое выбирается по СнИП 2.01.07-85 для соответствующего снегового района Российской Федерации.

Томская область (МН проходит в основном на территории Томской области) находится в IV снеговом районе, для которого $S_g=2,4 \text{ кН}$. Коэффициент $\mu = 1$ для такого варианта крыши, когда угол наклона поверхности крыши к горизонтальной плоскости $\alpha \leq 25^\circ$.

Вес снегового покрова на всю крышу

$$G_{сн} = p_{сн} \cdot \pi \cdot R^2 = \mu \cdot S_g \cdot \pi \cdot R^2 = 1 \cdot 2,4 \cdot 3,14 \cdot 7,490^2 \approx 422,8 \text{ кН}.$$

Определение нагрузки от вакуума

Нормативная нагрузка от вакуума на покрытие определяется как

$$G_{вак} = \pi \cdot R^2 \cdot p_{вак} = 3,14 \cdot 7,49^2 \cdot 0,25 = 44,11 \text{ кН}.$$

Определение осевых напряжений в каждом поясе стенки резервуара от вертикальной нагрузки

Определение напряжений:

– в первом поясе

$$\begin{aligned} \sigma_{11} &= \frac{n_3 \cdot (G_{кр} + G_{ст,i}) + \psi \cdot (n_{сн} \cdot G_{сн} + n_2 \cdot G_{вак})}{2 \cdot \pi \cdot R \cdot \delta_1} = \\ &= \frac{1,05(18,05+103,6)+0,9(1,4 \cdot 144,4+1,2 \cdot 15,04)}{2 \cdot 3,14 \cdot 7,49 \cdot 7 \cdot 10^{-3}} \approx 0,53 \text{ МПа}; \end{aligned}$$

Значения осевых напряжений в остальных поясах приведены в таблице 7.

Таблица 7 - Напряжения для расчета стенки резервуара на устойчивость

Номер пояса	σ_1 , МПа	σ_{01} , МПа	$\frac{\sigma_1}{\sigma_{01}}$	σ_2 , МПа	σ_{02} , МПа	$\frac{\sigma_2}{\sigma_{02}}$	$\frac{\sigma_1 + \sigma_2}{\sigma_{01} \sigma_{02}}$
1	3,2	15,7	0,2	0,7	2,1	0,33	0,53
2	3,06	15,7	0,19				0,52
3	2,9	15,7	0,18				0,62
4	2,7	15,7	0,18				0,51
5	2,6	15,7	0,17				0,5
6	2,4	15,7	0,15				0,48
7	2,2	15,7	0,14				0,47

Расчет на устойчивость выполняется.

Определение осевых критических напряжений

Осевые критические напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{01} = C \cdot E \cdot \frac{\delta_i}{R}, \quad (20)$$

где $E = 2,1 \cdot 10^5 \text{ МПа}$ – модуль упругости стали;

C – коэффициент, принимаемый.

Для определения коэффициента C необходимо вычислить среднюю толщину стенки

$$\delta_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^{n_n} \delta_i}{n_n} = 7 \text{ мм.}$$

Вычисляем отношение радиуса резервуара к средней толщине стенки:

$$\frac{R}{\delta_{cp}} = \frac{7,49}{7 \cdot 10^{-3}} \approx 1070.$$

Выбираем коэффициент $C=0,08$ по СНиП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия»

Вычисляем осевые критические напряжения:

– для первого пояса

$$\sigma_{01} = C \cdot E \cdot \frac{\delta_i}{R} = 0,08 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{7 \cdot 10^{-3}}{7,49} \approx 15,7 \text{ МПа};$$

– для второго пояса

$$\sigma_{02} = 0,08 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{7 \cdot 10^{-3}}{7,49} \approx 15,7 \text{ МПа.}$$

Остальные значения критической силы приведены в таблице 7.

Определение кольцевых напряжений

Расчетные кольцевые напряжения в стенке при расчете на устойчивость резервуара определяются по формуле:

$$\sigma_2 = \frac{p_e \cdot n_e + p_{\text{вак}} \cdot n_2}{\delta_{\text{ср}}} \cdot R, \quad (21)$$

где p_e – нормативное значение ветровой нагрузки на резервуар, Па;

$n_b = 1,4$ – коэффициент надежности по ветровой нагрузке;

$\delta_{\text{ср}}$ – средняя арифметическая толщина стенки резервуара, м.

Нормативное значение ветровой нагрузки определяется по формуле:

$$p_e = W_0 \cdot k_2 \cdot C_i, \quad (22)$$

где W_0 – нормативное значение ветрового давления, для рассматриваемого района, Па;

k_2 – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте;

C_i – аэродинамический коэффициент.

Томская область относится ко второму району по давлению ветра, по СНиП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия», выбираем $W_0 = 0,3 \text{ кПа}$.

Коэффициент $k_2 = 1,0$.

Аэродинамический коэффициент C_i выбирается по СНиП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия».

Вычисляем отношение

$$\frac{H}{2R} = \frac{11,92}{2 \cdot 7,49} \approx 0,79.$$

Выбираем $C_i = 0,8$ по таблице с использованием метода линейной интерполяции.

Вычисляем ветровую нагрузку (давление):

$$p_e = W_0 \cdot k_2 \cdot C_i = 0,3 \cdot 1,0 \cdot 0,8 \approx 0,24 \text{ кПа.}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

Вычисляем кольцевые напряжения:

$$\sigma_2 = \frac{p_6 \cdot n_6 + p_{\text{вак}} \cdot n_2}{\delta_{\text{ср}}} \cdot R = \frac{0,24 \cdot 1,4 + 0,25 \cdot 1,2}{7 \cdot 10^{-3}} \cdot 7,49 \approx 0,7 \text{ МПа.}$$

Критические кольцевые напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{02} = 0,55 \cdot E \cdot \frac{R}{H} \cdot \left(\frac{\delta_{\text{ср}}}{R} \right)^{\frac{3}{2}}, \quad (23)$$

где H – геометрическая высота стенки резервуара, м.

$$\sigma_{02} = 0,55 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{7,49}{11,76} \cdot \left(\frac{7 \cdot 10^{-3}}{7,49} \right)^{\frac{3}{2}} \approx 2,1 \text{ МПа.}$$

Если по результатам расчета условие устойчивости не выполняется, то значения номинальной толщины стенки для соответствующих поясов стенки резервуара должны быть увеличены.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Сегодня очень важно уделять внимания ресурсо- и энергосбережению в процессе транспортировки и хранения нефти, так как это приносит материальный и экологический ущерб. В магистерской диссертации рассматриваются различные системы и оборудование по повышению надежности и безопасности резервуарного парка. Одной из важных проблем трубопроводного транспорта нефти является проблема потерь нефти при хранении ее в резервуаре, улетучивание углеводородов в процессе «дыханий» резервуара.

Сокращение потерь нефти при эксплуатации резервуаров является актуальной проблемой при хранении нефти в товарных резервуарах, поэтому вопросы, связанные с сокращением потерь нефти, решаются уже на стадии проектирования, сооружения и эксплуатации резервуаров. Различные методы, направленные на сокращение потерь нефти из резервуаров, имеют свои особенности в разработке проекта и эксплуатации нефтепродуктопроводов.

4.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Продукт: оборудование для снижения потерь нефти/нефтепродуктов в резервуаре

Целевой рынок: нефтяные компании.

Таблица 8 – Карта сегментирования рынка услуг

		Оборудование		
		УУЛФ	ГО без газосборника	Понтон
Размер	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

					Организационно-техническое обеспечение надежности и безопасности работы систем и оборудования резервуарного парка			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Шевцова А.А.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					75	142
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

Как видно из карты сегментирования, наибольший интерес представляют крупные и средние компании.

4.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты.

Таблица 9 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Повышение производительности	0,2	5	3	2	1	0,6	0,4
Удобство в эксплуатации	0,08	4	4	3	0,32	0,32	0,24
Энергоэкономичность	0,07	3	4	5	0,21	0,28	0,35
Надежность	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
Уровень шума	0,03	3	4	5	0,09	0,12	0,15
Безопасность	0,08	5	5	4	0,4	0,4	0,32
Простота эксплуатации	0,05	4	4	5	0,2	0,2	0,25
Экономические критерии оценки эффективности							

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
Конкурентоспособность продукта	0,07	5	3	3	0,35	0,21	0,21
Уровень проникновения на рынок	0,04	4	4	4	0,16	0,16	0,16
Цена	0,11	2	4	5	0,22	0,44	0,55
Предполагаемый срок эксплуатации	0,17	5	3	3	0,85	0,51	0,51
Итого	1	45	42	43	4,3	3,64	3,54

где Б_ф – Установка улавливая легких фракций;

Б_{к1} – Газовая обвязка без конденсатосборника;

Б_{к2} – Понтон.

По таблице 9 видно, что наиболее эффективно использовать установку улавливания легких фракций, так же она является наиболее конкурентоспособным к другому виду, так как обладает рядом преимуществ, например, удобство в эксплуатации и наиболее надежной установкой.

$$K_1 = \frac{45}{42} = 1,07, \quad (8)$$

4.3 Планирование научно-исследовательских работ

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках проводимого исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения исследований и разработки проектной документации.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться.

По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей. В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 10.

Таблица 10 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителей
Выбор темы исследования	1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, исполнитель
	2	Выбор алгоритма исследования	Руководитель
	3	Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель
Разработка тех. задания	4	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель
	6	Проведение экспериментов	Исполнитель
Обобщение результатов расчета	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, исполнитель
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, исполнитель

4.3.1 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования. Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{min i} + 2t_{max i}}{5}, \quad (9)$$

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

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

$t_{\min i}$ – 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 T_p , 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%.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожи}}{Ч_i}, \quad (10)$$

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

$t_{ожи}$ – 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 – проектирование модели и проведение экспериментов:

$$t_{ожи} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5} = \frac{3 \cdot 2 + 2 \cdot 7}{5} = 4 \text{ чел. – дн}; \quad (11)$$

$$T_{pi} = \frac{t_{ожи}}{Ч_i} = \frac{4}{1} = 4 \text{ дн} \quad (12)$$

Таблица 11 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнители	Т _к кал. дн	Продолжительность выполнения работ										
			февр			март			апрель			май	
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
Составление и утверждение тех. задания	Р	3											
Подбор и изучение материалов по теме	И	18											
Согласование материалов по теме	Р	9											
Календарное планирование работ по теме	Р, И	3											
Проведение теоретических расчетов и обоснование	И	15											
Проектирование 3D модели резервуара	И	10											
Оценка результатов исследования	Р, И	3,8											
Составление пояснительной записки	Р, И	9											

4.4 Бюджет научно-технического исследования

Планирование бюджета позволяет оценить затраты на проведение исследования до его фактического начала и позволяет судить об экономической эффективности работы. В данном разделе подсчитываются следующие статьи расходов:

- материальные затраты;
- заработная плата исполнителей;
- амортизационные отчисления;

- отчисления во внебюджетные фонды;
- накладные расходы.

Материальные затраты включают затраты на изготовление опытного образца. Все необходимое спецоборудование и затраты на его приобретение представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Смета затрат на реализацию проекта

Оборудование	Ед. изм.	Количество			Цена за ед., т.руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Опытный образец РВС	шт	1	1	1	850	1250	1200
Люк лаз ЛЛ-600 (или люк лаз овальный ЛЛ 600х900) в первом поясе стенки	шт.	1	1	1	16,3	16,3	16,3
Люк световой ЛС-500	шт	1	1	1	83,7	83,7	83,7
Итого		Исп. 1: 950		Исп. 2: 1350		Исп. 3: 1300	

Для проведения научного исследования нам необходим компьютер с установленным специальным программным обеспечением.

Затраты на покупку компьютера:

$$З = d_k + d_{no} = 25000 + 3000 = 28000, \quad (13)$$

где d_k – стоимость компьютера, руб.;

d_{no} – стоимость программного обеспечения, руб.

Установка специальных программ для исследования и моделирования объекта производится бесплатно.

4.4.1 Основная заработная плата

В данную статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, а также рабочих опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется на основе трудоемкости выполняемых работ и действующей системы тарифных ставок и окладов. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада (таблица 13).

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

Таблица 13 – Расчет основной заработной платы

Наименование работ	Исполнители	Трудоемкость, чел.- дн.			ЗП 1, чел.-дн.	Всего ЗП по тарифу		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3		Исп.1	Исп.2	Исп.3
Календарное планирование работ по теме	Р, И	2	3	2	1,16	2,32	3,48	2,32
Выбор алгоритма исследования	Р	7	9	8	0,93	6,51	8,37	7,44
Подбор и изучение литературы по теме	И	2	2	2	0,93	1,86	1,86	1,86
Составление и утверждение тех. задания	Р	12	12	12	0,23	2,76	2,76	2,76
Проведение теоретических расчетов и обоснование	И	8	9	9	0,23	1,84	2,07	2,07
Проведение экспериментов	И	6	9	8	0,23	1,38	2,07	1,84
Оценка результатов исследования	Р, И	4	5	6	1,16	4,64	5,8	6,96
Составление пояснительной записки	Р, И	5	5	5	1,16	5,8	5,8	5,8
Итого:						27,1	32,21	31,05

Р – руководитель, И – исполнитель.

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

$$C_{ЗП} = З_{осн} \cdot З_{доп}, \quad (14)$$

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:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot Т_{раб}, \quad (15)$$

Где $З_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

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

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

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

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = \frac{51413 \cdot 10,1}{185} = 2661, \quad (16)$$

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

где Z_m – 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_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно – технического персонала, раб.дн. (таблица 14).

Таблица 14 – 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	62	72
– невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	185	175

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p = 23264 \cdot (1 + 0,3 + 0,4) \cdot 1,3 = 51413 \quad (17)$$

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

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

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2-0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от $Z_{тс}$);

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

Тарифная заработная плата $Z_{тс}$ находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда $T_{ci} = 600$ руб. на тарифный коэффициент k_t и учитывается по единой для бюджетной организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии.

За основу оклада берется ставка работника ТПУ, согласно занимаемой должности. Из таблицы окладов для доцента (степень – кандидат наук) – 23264 руб., для ассистента (степень отсутствует) – 14584 руб. (таблица 15, 16).

Таблица 15 – Расчет основной заработной платы для исполнения 1

Исполнители	$Z_{тс}$, тыс. руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , тыс. руб.	$Z_{дн}$, тыс. руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осп}$, тыс. руб.
Руководитель	23264	0,3	0,4	1,3	51413	2,674	20	53,48
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959	1,126	37	41,66
Итого								95,14

Таблица 16 – Расчет основной заработной платы для исполнения 2

Исполнители	$Z_{тс}$, тыс. руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , тыс. руб.	$Z_{дн}$, тыс. руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осп}$, тыс. руб.
Руководитель	23264	0,3	0,4	1,3	51413	2,674	24	64,18
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959	1,126	43	48,41
Итого								112,59

Таблица 17 – Расчет основной заработной платы для исполнения 3

Исполнители	З _{те} , тыс. руб.	к _{пр}	к _д	к _р	З _м , тыс. руб.	З _{дн} , тыс. руб.	Т _р , раб. дн.	З _{осн} , тыс. руб.
Руководитель	23264	0,3	0,4	1,3	51413	2,674	28	74,87
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959	1,126	49	55,17
Итого								130,04

4.4.2 Дополнительная заработная плата исполнителей тем

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 53480 = 6952 \quad (18)$$

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 41660 = 5416 \quad (19)$$

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

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

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

Для исполнения 2 расчет дополнительной заработной платы составит:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 64180 = 8343 \quad (20)$$

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 48410 = 6293 \quad (21)$$

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

Для исполнения 3 расчет дополнительной заработной платы составит:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 74870 = 9733 \quad (22)$$

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 55170 = 7172 \quad (23)$$

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

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

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) = 0,30 \cdot (53480 + 6952) = 16377 \quad (24)$$

где $k_{\text{внеб}} = 30\%$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд – 22%, фонд обязательного медицинского – 5,1% и социального – 2,9 % страхования), в соответствии со статьей 425 НК РФ.

Отчисления во внебюджетные фонды рекомендуется представлять в табличной форме (таблица 18).

Таблица 18 – Отчисления на социальные нужды

Исполнитель	Основная ЗП, тыс. руб.			Дополнительная ЗП, тыс. руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Руководитель	53,480	61,180	74,870	6,952	8,343	9,733
Исполнитель проекта	41,660	48,410	55,170	5,416	6,293	7,172
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	0,3					
Итого						
Исполнение 1	Исполнение 2			Исполнение 3		

Исполнитель	Основная ЗП, тыс. руб.			Дополнительная ЗП, тыс. руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
29,134	34,478			39,822		

4.4.3 Прочие расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, пишущие принадлежности, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д.

4.4.4 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции (таблица 19).

Таблица 19 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Материальные затраты НТИ	950000	1350000	1300000
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	95140	112590	130040
Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	12368	14636	16905
Отчисления во внебюджетные фонды	29134	34478	39822
Затраты на покупку компьютера	28000	28000	28000
Накладные расходы	24000	24000	24000
Бюджет затрат НТИ	1138642	1563704	1538767

4.5 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:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат двух вариантов исполнения научного исследования.

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

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\Phi}^{\rho} = \frac{\Phi_{\rho i}}{\Phi_{\max}}, \quad (25)$$

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. аналогии)

Для первого варианта исполнения имеем:

$$I_{\Phi}^{\rho} = \frac{\Phi_{\rho i}}{\Phi_{\max}} = \frac{1138642}{1563704} = 0,728 \quad (26)$$

Для второго варианта исполнения имеем:

$$I_{\Phi}^{\rho} = \frac{\Phi_{\rho i}}{\Phi_{\max}} = \frac{1563704}{1563704} = 1 \quad (27)$$

Для третьего варианта исполнения имеем:

$$I_{\Phi}^{\rho} = \frac{\Phi_{\rho i}}{\Phi_{\max}} = \frac{1538767}{1563704} = 0,984 \quad (28)$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

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

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i^a \quad (29)$$

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.

$$I_1^A = 5 \times 0,1 + 4 \times 0,15 + 5 \times 0,15 + 5 \times 0,2 + 4 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 4,6 \quad (30)$$

$$I_2^A = 4 \times 0,1 + 3 \times 0,15 + 3 \times 0,15 + 3 \times 0,2 + 4 \times 0,25 + 4 \times 0,15 = 3,05 \quad (31)$$

$$I_3^A = 4 \times 0,1 + 4 \times 0,15 + 3 \times 0,15 + 5 \times 0,2 + 4 \times 0,25 + 3 \times 0,15 = 3,9 \quad (32)$$

Таблица 20 – Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Безопасность	0,1	5	4	4
Удобство эксплуатации	0,15	4	3	4
Срок службы	0,15	5	3	3
Ремонтопригодность	0,20	5	3	5
Надежность	0,25	4	4	4
Материалоемкость	0,15	5	4	3
Итого	1	4,6	3,05	3,9

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:

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_m^p}{I_{\phi}^p} = \frac{4,6}{0,728} = 6,32, \quad (33)$$

$$I_{\text{финр}}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_{\phi}^{a1}} = \frac{3,05}{1} = 3,05, \quad (34)$$

$$I_{\text{финр}}^{a2} = \frac{I_m^{a2}}{I_{\phi}^{a2}} = \frac{3,9}{0,984} = 3,96, \quad (35)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта.

Сравнительная эффективность проекта (таблица 21):

$$\mathcal{E}_{\text{ср1}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^{a1}} = \frac{6,32}{4,6} = 1,37, \quad (36)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср2}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^{a2}} = \frac{3,05}{3,05} = 1 \quad (37)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср3}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^{a2}} = \frac{5,38}{3,96} = 1,3, \quad (38)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ – сравнительная эффективность проекта;

$I_{\text{тэ}}^p$ – интегральный показатель разработки;

$I_{\text{тэ}}^a$ – интегральный технико–экономический показатель аналога.

Таблица 21 – Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Интегральный финансовый показатель разработки	0,728	1	0,984
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,6	3,05	3,9
Интегральный показатель эффективности	6,32	3,05	3,96
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,37	1	1,36

4.6 Техническое диагностирование

Для проведения исследования будет проводиться техническая диагностика резервуара вертикального стального, конструкция которого является наиболее выгодной для применения в НИР. Кроме того, данный расчет необходим для того, чтобы определить и обосновать в дальнейшем на каком этапе возможно сокращение затрат на проведение технического диагностирования.

Проведение технического диагностирования является неотъемлемой частью экспертизы промышленной безопасности, которая позволяет

определить техническое состояние резервуара, а также оценить возможности, условия и сроки для продолжения его эксплуатации. Так как строительство новых резервуарных парков является длительным и финансово затратным процессом, то возможность продления срока эксплуатации сооружения (резервуара) является альтернативным решением данной проблемы.

Для определения оптимальных экономических затрат на проведение технического диагностирования, проведем анализ всех видов работ с учетом норм времени и себестоимости на их выполнение, а также произведем расчет стоимости всего комплекса работ.

Расчет норм времени на выполнение работ при техническом диагностировании оборудования, сооружений и трубопроводов.

Норму времени на выполнение работы при техническом диагностировании оборудования, сооружений и трубопроводов в наиболее распространенных условиях (Н), чел.-ч, определяют по формуле [22]:

$$H = T_{\text{оп}}(1 + K_{\text{п.з.}} + K_{\text{от.}}), \quad 39)$$

где $T_{\text{оп}}$ – оперативное время, чел.-ч;

$K_{\text{п.з.}}$ – коэффициент, учитывающий время на подготовительно-заключительные работы и обслуживание рабочего места (принимается по фотохронометражным наблюдениям), $K_{\text{п.з.}} = 0,07$;

$K_{\text{от.}}$ – коэффициент, учитывающий время на отдых и личные надобности в соответствии с методическими рекомендациями «Определение нормативов на отдых и личные надобности», $K_{\text{от.}} = 0,1$.

Норму времени на выполнение работы при диагностировании в особых условиях ($H_{\text{ос.ус.}}$), чел.-ч, определяют по формуле:

$$H_{\text{ос.ус.}} = H \cdot K_{\text{ус.}} \cdot K_{\text{тр.}}, \quad 40)$$

где $K_{\text{ус.}}$ – поправочный коэффициент, учитывающий особые условия работы. Величины $K_{\text{ус.}}$ приведены в таблице 18.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

$K_{тр.}$ – поправочный коэффициент, учитывающий транспортные затраты.
Величины $K_{тр.}$ приведены в таблице 23.

Таблица 22 – Значение поправочного коэффициента $K_{ус}$

Условия выполнения работ	Величина поправочного коэффициента
1. Выполнение работ с применением монтажного пояса	1,25
2. Выполнение работ в закрытых сосудах, аппаратах, резервуарах	2,00
3. Выполнение работ на действующих производствах с вредными условиями труда	1,25
4. Выполнение работ в зимнее время на открытом воздухе. Температура воздуха на рабочем месте отрицательная, °С :	
от 0 до минус 10	1,10
от минус 10 до минус 20	1,15
от минус 20 до минус 30	1,20
от минус 30 до минус 40	1,25
ниже минус 40	1,30
5. Выполнение работ в стесненном положении (на высоте, в углублениях)	1,10
6. Техническое диагностирование оборудования, имеющего налет (повышенную коррозию, грязь) свыше 3 мм	1,20
7. Выполнение работ в специальной одежде, с вентиляцией или применением химических реагентов, в шланговом противогазе	1,30
8. Выполнение работ на грузоподъемных машинах с пролетом более 25 м, за каждые 5 м	1,05
9. Выполнение работ на стреле башенного крана с решетчатой конструкцией	1,10

Таблица 23 – Значение поправочного коэффициента $K_{тр}$

Удаленность объектов от центральных баз производственного обслуживания, км	Величина поправочного
0-50	1,10
50-100	1,15
100-150	1,20
150-200 и более	1,40

Расчет стоимости работ при техническом диагностировании оборудования, сооружений и трубопроводов

Комплекс работ при полном техническом диагностировании

включает:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Анализ документации;
2. Визуальный и измерительный контроль;
3. Контроль неразрушающими методами;
4. Контроль толщины стенок основных элементов неразрушающим методом (ультразвуковая толщинометрия);
5. Измерение твердости основных элементов;
6. Расчет на прочность;
7. Гидравлические испытания на прочность и герметичность;
8. Расчет остаточного ресурса;
9. Анализ результатов контроля и расчетов;
10. Составление технического заключения о возможности дальнейшей эксплуатации резервуара.

Стоимость работы при техническом диагностировании оборудования, сооружений и трубопроводов Ц, руб., определяют по формуле:

$$Ц = С \cdot K_{ус} \cdot K_{тр} \cdot K_{рк} + П ,$$

где С – себестоимость работы при техническом диагностировании оборудования, сооружений и трубопроводов;

$K_{р.к.}$ – поправочный коэффициент, зависящий от районного коэффициента к заработной плате. Величины $K_{р.к.}$ приведены в таблице 24.

П – плановая прибыль, руб.

Таблица 24 – Значение поправочного коэффициента $K_{р.к.}$

Районный коэффициент к заработной плате	Величина поправочного коэффициента
1,1	1,07
1,12	1,09
1,15	1,10
1,2	1,15
1,3	1,20
1,4	1,30
1,5	1,35
1,6	1,40
1,7	1,50
1,8	1,55
2,0	1,70

Себестоимость работы при техническом диагностировании оборудования, сооружений и трубопроводов включает:

- стоимость основных и вспомогательных материалов;
- основную (без учета районного коэффициента) и дополнительную заработную плату специалистов, проводящих диагностирование, в том числе выплаты из фонда материального стимулирования (кроме выплат, осуществляемых из прибыли);
- отчисления из фонда заработной платы;
- стоимость топлива и энергии;
- накладные расходы (на содержание и эксплуатацию оборудования, цеховые расходы, общезаводские расходы и т.д.) без учета транспортных затрат;
- прочие расходы.

При расчете стоимости основных и вспомогательных материалов, топлива, энергии закладывается их обоснованная потребность на выполнение работы при техническом диагностировании и действующие цены на приобретение.

Фонд заработной платы рассчитывают по нормативам времени, установленными в Единых нормах времени в зависимости от перечня планируемых для выполнения работ и часовой тарифной ставки специалистов по техническому диагностированию.

Долю накладных расходов устанавливают относительно затрат на соответствующий вид работ при диагностировании, без учета стоимости расходуемых материалов.

Стоимость комплекса работ при техническом диагностировании оборудования, трубопроводов и сооружений определяют по формуле:

Постоянными величинами при определении стоимости работ по техническому диагностированию оборудования, сооружений и трубопроводов являются нормы времени на выполнение конкретных видов

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

работ, представленных в настоящих Единых нормах времени на 2014 год, которые служат основанием для установления договорной цены [23].

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

Расчет технического диагностирования резервуара

Исходные данные:

Резервуар емкостью 20000 м³ имеет цилиндрическую конструкцию с эллиптическими днищами и предназначен для хранения нефтепродуктов, установлен на фундаментных опорах в открытом резервуарном парке (расчетное давление 0,02 МПа);

- внутренний диаметр обечайки - 39900 мм;
- длина обечайки - 125350 мм;
- толщина стенки обечайки – 22 мм;
- диаметр горловины люка - 700 мм;
- диаметр патрубков – 150; 500 мм;
- количество поясов обечайки – n = 12 шт.;
- количество патрубков – m = 6 шт.;
- общая длина продольных сварных швов L = 1500 м;
- площадь наружной поверхности резервуара F = 2256 м²;
- плановая прибыль (П) - 25% от себестоимости работ;
- районный коэффициент к заработной плате – 1,3.

Техническое освидетельствование резервуара производится на расстоянии 30 км от центральной базы производственного обслуживания в летнее время.

1. Анализ документации:

- Ознакомление и анализ проектной документации $C_1^{a.d.}=1707,13$ руб.;
- Ознакомление и анализ исполнительной документации $C_2^{a.d.}=1138,09$ руб.;
- Анализ нормативной документации и установление норм оценки технического состояния $C_3^{a.d.}=260,91$ руб.;
- Анализ условий эксплуатации и технологических режимов работы $C_4^{a.d.}=521,86$ руб.;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Анализ ранее проведенных диагностических работ и установление характерных участков $C_5^{a.d.}=227,6$ руб.;

- Анализ планово-профилактических мероприятий и ремонтных работ $C_6^{a.d.}=326,14$ руб.;

- Анализ аварий и отказов $C_7^{a.d.}=512,15$ руб.

Себестоимость работ при анализе документации:

$$C^{a.d.} = \sum C_n^{a.d.} = 1707,13 + 1138,09 + 260,91 + 521,86 + 227,6 + 326,1 + 512,15 = 4693,88 \text{ руб.}$$

2. Визуальный и измерительный контроль:

- визуальный осмотр сварных швов снаружи (100 % осмотр) и измерение размеров выявленных дефектов, себестоимость:

$$C_1^{в.и.} = C_1^A \cdot L = 12,90 \cdot 1500 = 19350 \text{ руб.}$$

где C_1^A – себестоимость 1 м шва;

- визуальный осмотр сварных швов изнутри (100 % осмотр) и измерение выявленных дефектов, себестоимость:

$$C_2^{в.и.} = C_1^A \cdot L \cdot K_{yc.} = 12,90 \cdot 1500 \cdot 2 = 38700 \text{ руб.};$$

- визуальный осмотр основного металла снаружи и измерение выявленных дефектов, себестоимость:

$$C_3^{в.и.} = C_2^A \cdot F = 12,90 \cdot 2256 = 29102,4 \text{ руб.}$$

где C_2^A – себестоимость осмотра 1 м² основного металла резервуара;

- визуальный осмотр основного металла изнутри и измерение выявленных дефектов, себестоимость:

$$C_4^{в.и.} = C_2^A \cdot F \cdot K_{yc.} = 12,90 \cdot 2256 \cdot 2 = 58204,8 \text{ руб.}$$

Себестоимость работ при визуальном и измерительном контроле сварных швов и основного металла:

$$C^{в.и.} = \sum C_n^{в.и.} = 19350 + 38700 + 29102,4 + 58204,8 = 145357,2 \text{ руб.};$$

3. Контроль неразрушающими методами.

Акустико-эмиссионный контроль (типа «Эксперт – 2010»)

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

$$C_1^{н.м.} = C_1^{а.э.} \cdot n = 56341 \text{ руб.}$$

где $C_1^{а.э.}$ – себестоимость работ при акустико-эмиссионном контроле (сосуда, работающего под давлением $V \leq 20000 \text{ м}^3$); n – количество сосудов

Контроль сплошности сварных соединений и зон основного материала элементов производится методом ультразвуковой и магнитопорошковой дефектоскопии [24].

Контролю подвергаются продольные сварные швы и зоны пересечения кольцевых швов с поперечными швами. Ультразвуковой дефектоскопии подвергаются сварные швы длиной 50 % от общей длины сварных швов, $L = 750 \text{ м}$.

В состав работ входит:

- зачистка поверхности под контроль до шероховатости $Rz 40$ зоны шириной 50 мм, себестоимость:

$$C_2^{н.м.} = C_1^3 \cdot L = 234,38 \cdot 750 = 175785 \text{ руб.}$$

где C_1^3 – себестоимость 1 м зачистки поверхности;

- ультразвуковая дефектоскопия продольных сварных швов, себестоимость:

$$C_3^{н.м.} = C_1^{у.д.} \cdot L = 257,79 \cdot 750 = 193342,5 \text{ руб.}$$

где $C_1^{у.д.}$ – себестоимость 1 м контроля сварных соединений;

Контроль методом ультразвуковой дефектоскопии выбран по экономическим соображениям, так как себестоимость работ при рентгенографическом контроле (альтернативном) за 1 м контроля сварного соединения составляет $C^{р.к.} = 950,36 \text{ руб.}$

- магнитопорошковая дефектоскопия пересечения кольцевых и продольных сварных швов (по 250 мм в каждую сторону):

$$C_4^{н.м.} = C_1^{м.д.} \cdot F = 402,09 \cdot 2256 = 907115 \text{ руб.}$$

где $C_1^{м.д.}$ – себестоимость 1 м^2 работ;

F – площадь для выполнения работ (57 пересечений сварных швов).

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Контроль методом магнитопорошковой дефектоскопии выбран по экономическим соображениям, так как себестоимость работ при контроле методом цветной дефектоскопии за 1 м² контроля сварного соединения составляет $C^{ц.д.} = 1031,03$ руб.

Себестоимость при контроле неразрушающими методами:

$$C^{н.м.} = \sum C_n^{н.м.} = 56341 + 175785 + 193342,5 + 907115 = 1332583,5 \text{ руб.}$$

4. Контроль толщины стенок основных элементов неразрушающим методом (ультразвуковая толщинометрия). В состав работ входит:

- зачистка поверхности под контроль до шероховатости Rz40 зоны 50 мм х 50 мм (20 зон на одно сечение обечайки, по 20 зон на переднем и заднем днище, 9 зон на крышке люка, по 9 зон на патрубках штуцеров), себестоимость:

$$C_1^{y.t.} = C^{b.p.} \cdot N_{зон.} = 16,73 \cdot (20 \cdot 30 + 20 \cdot 2 + 9 + 6 \cdot 9) = 11761,18 \text{ руб.}$$

где: $C^{b.p.}$ – себестоимость зачистки 1 зоны поверхности;

$N_{зон.}$ – количество зон.

- ультразвуковая толщинометрия (традиционным методом с помощью прибора типа УТ-93П), себестоимость:

$$C_2^{y.t.} = C^{т.т.} \cdot N_3 = 51,56 \cdot 703 = 36246,68 \text{ руб.}$$

где: $C^{т.т.}$ – себестоимость 1 замера традиционным методом (ультразвуковой толщинометрии);

N_3 – количество замеров.

Себестоимость работ при контроле толщины стенок основных элементов:

$$C^{y.t.} = \sum C_n^{y.t.} = 11761,18 + 36246,68 = 48007,86 \text{ руб.}$$

5. Измерение твердости основных элементов (при необходимости):

$$C^{т.м.} = C^П \cdot N_9 = 77,18 \cdot (80 + 40 + 5) = 9647,9 \text{ руб.}$$

где: $C^П$ – себестоимость определения твердости по прибору «Польди»;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

N_3 – количество проведенных исследований (20 обечаек по 4 зоны для исследования; переднее и заднее днище по 20 зон на каждое; крышка люка 5 зона).

6. Себестоимость расчета на прочность: $C^{p.п.} = 590,49$ руб.

7. Гидравлические испытания на прочность и герметичность, производятся собственными силами организации (в присутствии членов комиссии), поскольку имеется достаточное техническое оснащение и квалификация рабочего персонала.

8. Себестоимость расчета остаточного ресурса $C^{p.o.} = 1338,94$ руб.

9. Себестоимость работ при анализе результатов контроля и расчетов:

$$C^{a.p.} = 7674,19 \text{ руб.}$$

10. Себестоимость работ при составлении технического заключения о возможности дальнейшей эксплуатации резервуара:

$$C^{т.з.} = 3069,69 \text{ руб.}$$

Стоимость комплекса работ при техническом диагностировании резервуара для хранения СУГ:

$$\begin{aligned} Ц &= (4693,88 + 145357,2 + 1332583,5 + 48007,86 + 9647,9 + 590,49 \\ &\quad + 1338,94 + 7674,19 + 3069,69) \cdot 1,1 \cdot 1,2 \cdot \left(1 + \frac{25}{100}\right) \\ &= 2869876,8 \text{ руб} \end{aligned}$$

Проведенные расчеты показали перспективность исследования методов по снижению потерь нефти и нефтепродуктов, а именно УУЛФ: согласно интегральным показателям: финансовый показатель разработки 0,728, показатель ресурсоэффективности разработки 4,6 и показатель эффективности 6,32.

Расчет стоимости технического диагностирования (2869 тыс. руб.), показал возможность продления срока эксплуатации резервуара на 8 лет [25].

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

5 Социальная ответственность

Стабильное функционирование и безопасностью работы магистральных и промысловых нефтепроводов и их объектов входит в ряд первоочередных задач при строительстве и эксплуатации трубопроводов для перекачки углеводородов. В связи с этим необходима разработка мероприятий по оздоровлению и улучшению условий труда, главной целью которых должно быть создание благоприятных условий, необходимых для высокопроизводительного труда

В этой главе рассматривается определенное рабочее место товарного оператора, находясь на котором он производит необходимые операции для обслуживания резервуара удаленно с помощью компьютеризированной системы. Площадь помещения 40 м² (5*8). Помещение оснащено компьютером, принтером, сканером, копировальным аппаратом, кондиционером, двумя рабочими столами, эргономическим стулом. Есть электроцит. Используется естественное и искусственное освещение, в помещении имеются окна.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства

Режим работы оператора регламентируется Трудовым кодексом Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022). Организацию рабочей зоны регламентирует ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ.

					Организационно-техническое обеспечение надежности и безопасности работы систем и оборудования резервуарного парка			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Шевцова А.А.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					102	142
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

Режим рабочего времени должен предусматривать продолжительность рабочей недели (пятидневная с двумя выходными днями, шестидневная с одним выходным днем, рабочая неделя с предоставлением выходных дней по скользящему графику, неполная рабочая неделя), работу с ненормированным рабочим днем для отдельных категорий работников, продолжительность ежедневной работы (смены), в том числе неполного рабочего дня (смены), время начала и окончания работы, время перерывов в работе, число смен в сутки, чередование рабочих и нерабочих дней, которые устанавливаются правилами внутреннего трудового распорядка в соответствии с трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права, коллективным договором, соглашениями, а для работников, режим рабочего времени которых отличается от общих правил, установленных у данного работодателя, - трудовым договором.

Выплата заработной платы производится в денежной форме в валюте Российской Федерации (в рублях). В случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации о валютном регулировании и валютном контроле, выплата заработной платы может производиться в иностранной валюте.

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

5.1.2 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны

«Рабочее место при выполнении работ сидя». Общие эргономические. Расстояние между оборудованием должно быть достаточным для свободного прохода, провода компьютерной техники – аккуратно размещены, рабочие столы – удобны для работы, рабочее кресло – регулируемо.

Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда регламентирует "Трудовой кодекс Российской Федерации" от

					Социальная ответственность	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.05.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда.

Работодатель обязан обеспечить: безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и материалов; создание и функционирование системы управления охраной труда; режим труда и отдыха работников в соответствии с трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права; обучение безопасным методам и приемам выполнения работ и оказанию первой помощи пострадавшим на производстве, проведение инструктажа по охране труда, стажировки на рабочем месте и проверки знания требований охраны труда; организацию контроля за состоянием условий труда на рабочих местах, а также за правильностью применения работниками средств индивидуальной и коллективной защиты и т.д.

Оплата труда устанавливается в соответствии с тарифными ставками. Премирования прописаны в Трудовом договоре.

5.2 Производственная безопасность

Вредные производственные факторы по воздействию на организм работающего человека подразделяют:

- на факторы, приводящие к хроническим заболеваниям, в том числе усугубляющие уже имеющиеся заболевания, за счет длительного относительно низкоинтенсивного воздействия;
- факторы, приводящие к острым заболеваниям (отравлениям, поражениям) или травмам за счет кратковременного (одиночного и/или практически мгновенного) относительно высокоинтенсивного воздействия.

Опасные производственные факторы по воздействию на организм работающего человека подразделяют:

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

– на факторы, приводящие к смертельным травмам (летальному исходу, смерти);

– факторы, приводящие к несмертельным травмам.

Согласно «ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». ВПФ – это производственный фактор, под воздействием которого у работника возможно появление профессиональных заболеваний из-за воздействия на него определенных условий, в которых происходит выполнение трудовых функций работником. В таблице 25 представлены возможные опасные и вредные факторы, при выполнении работ на персональном компьютере (ПК) согласно «ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Опасный производственный фактор (ОПФ) – это фактор на производстве, который своим воздействием на работника при определенных условиях приводит к отрицательным изменениям здоровья человека, может нанести травму человеку, выполняющему свои трудовые обязанности.

В деятельности товарного оператора имеются такие ОПФ как: повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека, воздействие движущихся, разлетающихся, вращающихся предметов и деталей.

Таблица 25 – Возможные опасные и вредные факторы на рабочем месте в операторной

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
1. Отклонение показателей микроклимата в закрытом помещении	СанПиН 1.2.3685–21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания [...]

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

2. Недостаточная освещенность	СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение».
3. Нервно-психические перегрузки, монотонность трудового процесса	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) [...].
4. Превышение уровня шума	ГОСТ 23337-2014 Шум. Методы измерения шума на селитебной территории и в помещениях жилых и общественных зданий.
5. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

5.2.1 Зрительное напряжение

Работа оператора товарного на ПК сопровождается постоянным и значительным напряжением функций зрительного анализатора. Одной из основных особенностей является иной принцип чтения информации, чем при обычном чтении. Чтобы снизить зрительное напряжение нужно соблюдать визуальные параметры экрана, представленные в таблице 26.

Таблица 26 – Допустимые визуальные параметры устройств отображения информации

Параметры	Допустимые значения
Яркость белого поля	Не менее 35 кд/кв.м
Неравномерность яркости рабочего стола	Не более $\pm 20\%$
Контрастность (для монохромного режима)	3:1
Пространственная нестабильность изображения (непреднамеренное)	Не более $2 \cdot 10L - 4L$, где L – расстояние наблюдения

Чтобы снизить зрительное напряжение нужно соблюдать визуальные параметры экрана, которые представлены в таблице 26.

5.2.2 Отклонения в показателях микроклимата

Микроклимат в различных рабочих помещениях в РФ регламентирует СанПиН 1.2.3685–21.

Так, согласно указанному СанПиНу, микроклимат, включает в себя: температуру воздуха, относительную влажность воздуха, скорость движения воздуха, температуру всех поверхностей, интенсивность тепловых облучений, – и в совокупности всех этих показателей должен обеспечивать поддержание и сохранение оптимально-допустимого теплового баланса между окружающей средой и человеческим организмом с целью обеспечения сохранения теплового состояния человеческого организма [26].

В таблице 27 мы отобразим параметры микроклимата в соответствии с СанПиНом 1.2.3685–21.

Таблица 27 – Оптимальные нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений

Период года	Категория выполняемых работ	Температурные ограничения воздуха	Показатели влажности воздуха	Скорость движения воздуха
Холодный	1А	22-24	40-60	0.1 м/с
	1Б	16-18	40-60	0.1 м/с
Теплый	1А	23-25	40-60	0.1 м/с
	1Б	18-20	40-60	0.2 м/с

К средствам нормализации воздушной среды производственных помещений и рабочих мест относятся устройства для: поддержания нормируемой величины барометрического давления; вентиляции и очистки

воздуха; локализации вредных факторов; отопления; автоматического контроля и сигнализации; дезодорации воздуха [27].

Согласно указанному СанПиНу, микроклимат, включает в себя: температуру воздуха, относительную влажность воздуха, скорость движения воздуха, температуру всех поверхностей, интенсивность тепловых облучений, – и в совокупности всех этих показателей должен обеспечивать поддержание и сохранение оптимально-допустимого теплового баланса между окружающей средой и человеческим организмом с целью обеспечения сохранения теплового состояния человеческого организма. Необходимо поддерживать все эти показатели.

5.2.3 Недостаточная освещенность

Освещенность в различных рабочих помещениях в РФ регламентирует СП 52.13330.2016 и СНиП 23-05-95.

Для общего и местного освещения операторной используется естественное и искусственное освещение.

Источниками искусственного освещения преимущественно устанавливаются осветительные приборы с цветовой корреляцией температур от 2400°K до 6800 °K. Светодиодные лампы наиболее предпочтительны в современных условиях. При необходимости корректировки локального освещения, при недостаточности общего, могут быть использованы дополнительные индивидуальные приборы освещения. Оконные проемы обеспечивают естественное освещение рабочего помещения оператора товарного. Направление естественного света от окна к рабочему месту должно быть слева на право. Используется естественное освещение на протяжении светового рабочего дня. При его недостаточности включается искусственное освещение. Продолжительность и интенсивность искусственного освещения связана с климатическими условиями, сезонными условиями и продолжительностью светового дня.

Во время работы с экраном и с документами одновременно общая освещенность рабочего места оператора товарного должна составлять 500 лк.

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

Для обеспечения норм использования естественного освещения определяется график регулярного мытья окон в операторной. И, при необходимости, обрезка веток, загораживающих прохождение солнечных лучей в оконные проемы. КЕО в зонах устойчивого снежного покрова должно составлять 1,2%, на других территориях 1,5%.

5.2.4 Нервно-психические перегрузки, монотонность трудового процесса

Состояние утомления (усталость) характеризуется определенными объективными показателями и субъективными ощущениями.

Нервно-психические перегрузки подразделяются на следующие:

- умственное перенапряжение;
- перенапряжение анализаторов;
- монотонность труда;
- эмоциональные перегрузки.

При первых симптомах психического перенапряжения необходимо:

- дать нервной системе расслабиться;
- рационально чередовать периоды отдыха и работы;
- начать заниматься спортом;
- ложиться спать в одно и то же время;
- в тяжелых случаях обратиться к врачу.

Полностью исключить провоцирующие факторы из жизни вряд ли получится, но можно уменьшить их негативное воздействие, давать своей нервной системе отдохнуть.

5.2.5 Повышенный уровень шума

Допустимый уровень шума в служебных помещениях разных категорий рабочих в РФ регламентируется следующим нормативным документом: ГОСТ 12.1.003.

					Социальная ответственность	Лист
						109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На рассматриваемом рабочем месте товарного оператора шум создается как вычислительными машинами, так системами кондиционирования и вентиляции воздуха.

При создании условий соответствующих и допустимых по ГОСТу необходимо применять средства и методы коллективной защиты, соблюдать строительно-акустические мероприятия. Применять средства, снижающие шум непосредственно в источнике его возникновения. Использовать технологии снижения шума при его движении и распространении от источника его появления до защищаемого объекта.

Если коллективных мер снижения шума недостаточно, следует прибегнуть к индивидуальным способам защиты с целью достижения и обеспечения норм шумоизоляции. Работник должен быть обеспечен наушниками, специальными костюмами, берушами и т.д [28].

В таблице 28 мы отобразим допустимые уровни шума согласно ГОСТ 12.1.003-83.

Таблица 28 – Уровни шума для различных видов трудовой деятельности с учетом степени напряженности труда

Вид трудовой деятельности	Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБ
Работа по выработке концепций, новых программ; творчество; преподавание	40
Труд высших производственных руководителей, связанных с контролем группы людей, выполняющих преимущественно умственную работу	50
Высококвалифицированная умственная работа, требующая сосредоточенности; труд, связанный исключительно с разговорами по средствам связи	55
Умственная работа, выполняемая с часто получаемыми указаниями и акустическими сигналами; работа, требующая постоянного слухового контроля; высокоточная категория зрительных работ	60

Умственная работа по точному графику с инструкцией (операторская), точная категория зрительных работ	65
Физическая работа, связанная с точностью, сосредоточенностью или периодическим слуховым контролем	80

5.2.6 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

Чтобы предупредить возможность случайного проникновения тока и прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки.

Работа товарного оператора предусматривает использование электрооборудования, которое является источником возможного поражения работка электрическим током: персональный компьютер, офисная техника, электроинструменты, офисная техника.

Опасность поражения током возрастает при несоблюдении следующих параметров:

- Повышенная сырость (влажность воздуха превышает 75%)
- Наличие токопроводящей пыли
- Металлические, железобетонные и иные токопроводящие полы
- Температура воздуха выше 32 °С.

Электробезопасность на рабочих местах в различных условиях в РФ регламентирует ГОСТ 12.1.019-2017. Для снижения рисков электротравматизма в операторной запрещено:

- Перегрузка электросетей
- Загромождение проходов вблизи оргтехники
- Работа на неисправных, непроверенных электроприборах.

Для обеспечения электробезопасности в помещении должно быть заземление, хорошая электропроводка, необходимые ограждения и иные

					Социальная ответственность	Лист
						111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

технические и организационные мероприятия со средствами защиты предусмотренные по ГОСТу.

Снижение вероятности поражения электрическим током достигается с помощью следующих мероприятий: – проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок», «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

5.2.7 Расчет системы общего равномерного искусственного освещения

Дано помещение с размерами: длина $A = 8$ м, ширина $B = 5$ м, высота $H = 4,5$ м. Высота рабочей поверхности $h_{rp} = 0,8$ м. Требуется создать освещенность $E = 500$ лк. Коэффициент отражения стен $R_c = 30\%$, потолка $R_n = 50\%$. Коэффициент запаса $k = 1,5$, коэффициент неравномерности $Z = 1,1$. Рассчитываем систему общего люминесцентного освещения.

Тип выбранного светильника – плафон потолочный для общего освещения закрытых сухих помещений Л71Б03, мощность ламп 10х30 Вт (таблица 29). $\lambda = 1,2$.

Таблица 29 – Характеристики плафона потолочного Л71Б03 с люминесцентными лампами [29].

Количество и мощность лампы	Область применения	Длина, мм	Ширина, мм	Высота, мм	КПД, %
10х30	Освещение производственных помещений с нормальными условиями среды	1096	1096	187	45

Для борьбы со слепящим действием источников света на рабочем месте введены требования ограничения наименьшей высоты светильников над полом.

На рисунке 15 изображены основные расчетные параметры для размещения светильников.

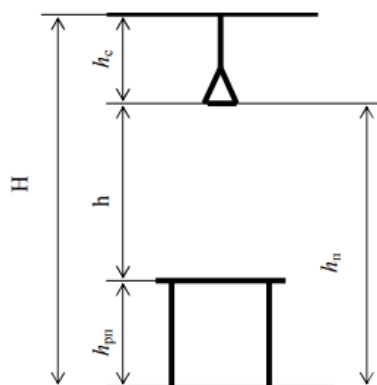


Рисунок 15 – Основные расчетные параметры [29]

Наилучшими вариантами равномерного размещения светильников являются шахматное размещение и по сторонам квадрата (расстояния между светильниками в ряду и между рядами светильников равны) (рисунок 16).

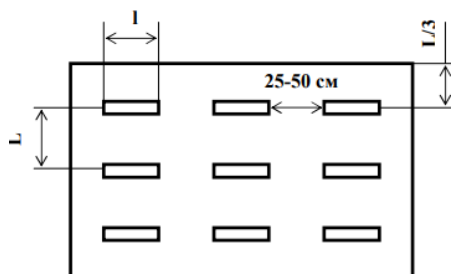


Рисунок 16 – Схема размещения светильников в помещении для люминесцентных ламп

Приняв $h_c = 0,2$ м, определяем расчетную высоту:

$$h = H - h_c - h_{pn} = 4,5 - 0,2 - 0,8 = 3,5 \text{ м.}$$

Расстояние между светильниками:

$$L = 1,2 \cdot 3,5 = 4,2 \text{ м.}$$

Расстояние от крайнего ряда светильников до стены:

$$\frac{L}{3} = 1,4 \text{ м.}$$

Определяем количество рядов светильников и количество светильников в ряду:

$$n_{\text{ряд}} = \frac{(5 - \frac{2}{3} \cdot 4,2)}{4,2} + 1 \approx 2$$

$$n_{\text{св}} = \frac{(8 - \frac{2}{3} \cdot 4,2)}{1,096 + 0,5} \approx 4$$

Размещаем светильники в два ряда. В каждом ряду можно установить 4 плафона Л71Б03 с мощностью 30 Вт (с длиной 1,096 м), при этом разрывы между светильниками в ряду составят 27 см. Изображаем в масштабе план помещения и размещения на нем светильников (рисунок 17). Учитывая, что в каждом светильнике установлено 10 ламп, общее число ламп в помещении $N = 80$.

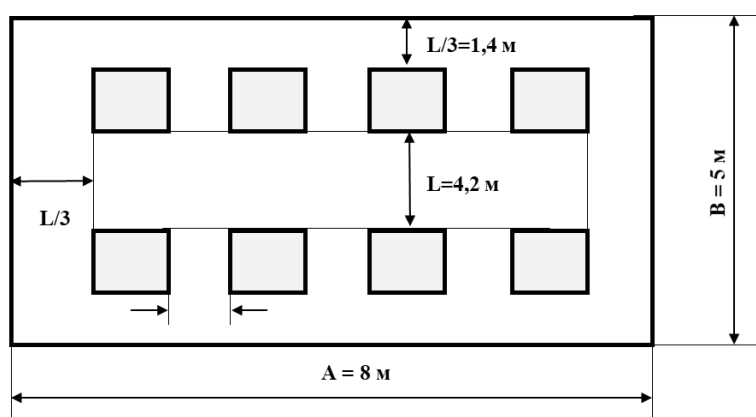


Рисунок 17 – План помещения и размещения светильников с люминесцентными лампами

Находим индекс помещения:

$$i = \frac{S}{h(A + B)} = \frac{40}{3,5 \cdot (8 + 5)} = 0,88$$

Определяем коэффициент использования светового потока: $\eta = 0,27$ [5].

Расчёт общего равномерного искусственного освещения горизонтальной рабочей поверхности выполняется методом коэффициента светового потока, учитывающим световой поток, отражённый от потолка и стен. Световой поток лампы Φ определяется по формуле 1:

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot K_z \cdot Z}{N_l \cdot \eta} \quad (42)$$

где E_n – нормативная освещённость по СП 52.13330.2016, лк;

S – площадь освещаемого помещения, м²;

K_z – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника (источника света, светотехнической арматуры, стен и пр., т. е. отражающих поверхностей), наличие в атмосфере цеха дыма, пыли;

Z – коэффициент неравномерности освещения;

N_l – число ламп в помещении;

η – коэффициент использования светового потока.

Определяем потребный световой поток ламп в каждом из рядов. Световой поток Φ составил 1528.

Выбираем ближайшую стандартную лампу – ЛД 30 Вт с потоком 1650 лм. Делаем проверку выполнения условия (формула 2):

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{л.станд}} - \Phi_{\text{л.расч}}}{\Phi_{\text{л.станд}}} \cdot 100\% \leq +20\% \quad (43)$$

Получаем: $-10\% \leq 7,39\% \leq +20\%$.

Определяем электрическую мощность осветительной установки:

$$P = 80 \cdot 30 = 2400 \text{ Вт.}$$

Таким образом, для создания благоприятных зрительных условий на рабочем месте были произведены расчеты общего равномерного искусственного освещения горизонтальной рабочей поверхности. В результате произведенного расчета был выбран плафон потолочный для общего освещения закрытых сухих помещений Л71Б03, мощность ламп 10х30 Вт. Для помещения размером 40 м² (5*8 м) необходимо установить 8 таких плафонов (в 2 ряда по 4 плафона). Согласно заданным условиям необходимой освещенности помещения, был произведен выбор в пользу люминесцентной лампы с излучением дневного цвета ЛД 30 Вт с потоком 1650 лм. Для 8 плафонов необходимо использовать 80 ламп.

					Социальная ответственность	Лист
						115
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расчет светового потока показал, что подобранная осветительная установка отвечает необходимым требованиям (СП 52.13330.2016 [30]). Электрическая мощность осветительной установки составила 2400 Вт.

5.3 Экологическая безопасность

Объектом исследования в данной работе является рабочее место оператора товарного находящегося в помещении операторной.

На данном рабочем месте выявлен предполагаемый источник загрязнения окружающей среды, а именно воздействие на литосферу в результате образования отходов при поломке предметов вычислительной техники и оргтехники.

Производственные здания и помещения должны удовлетворять требованиям СНиП 31-03-2001 «Производственные здания» и СП 44.13330.2011 «Административные и бытовые здания». Помещения для ПК не разрешается размещать в подвалах. Здания и помещения, деятельность в которых связана с широким использованием дисплеев, следует размещать с учетом розы ветров по отношению к соседним предприятиям (на территории предприятия по отношению к зданиям цехов) и другим объектам с технологическими процессами, которые являются источниками выделения вредных факторов, коррозионно - активных, неприятно пахнущих веществ или пыли. Помещения, предназначенные для размещения рабочих мест, оснащенных дисплеями, следует располагать в северной или северо-восточной части здания. В случаях, если на действующих объектах такие помещения ориентированы преимущественно на юг, должны быть предусмотрены солнцезащитные устройства (жалюзи, шторы и пр.). Вышедшее из строя ПК и сопутствующая оргтехника относится к IV классу опасности и подлежит специальной утилизации. Для оказания наименьшего влияния на окружающую среду, необходимо проводить специальную процедуру утилизации ПК и оргтехники, при которой более 90% отправится на вторичную переработку и менее 10% будут отправлены на свалки. При этом она должна соответствовать процедуре утилизации ГОСТ Р 53692-2009

					Социальная ответственность	Лист
						116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Этапы технологического цикла отходов.

В ходе работы организация также создает бытовой мусор, например, батарейки, которые должны быть утилизированы должным образом, чтобы не оказать негативное влияние на состояние литосферы.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Безопасность в чрезвычайных ситуациях – состояние защищенности населения, объектов экономики и окружающей среды от опасностей в чрезвычайных ситуациях согласно ГОСТ Р 22.0.02 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

На непосредственном месте работы товарного оператора – в операторной – вероятность возникновения чрезвычайной ситуации достаточно мала при соблюдении всех норм и требований к организации рабочего места.

Возможные чрезвычайные ситуации: обрушение помещения, в котором находится рабочая зона; поломка оборудования из-за удара молнии; сбой электроснабжением, влекущий сбой электрооборудования; пожар. Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией рассматривается возникновение пожара, связанного с возгоранием электропроводки. В связи с этим, согласно ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования» необходимо соблюдать следующие нормы пожарной безопасности, а также в случае возникновения пожара в здании автоматически срабатывают датчики пожаротушения, и звуковая система оповещает всех сотрудников о немедленной эвакуации из здания и направляются на выход в соответствии с планом эвакуации при пожарах и других ЧС.

Превентивные меры:

- своевременно проводить технический осмотр и плановопредупредительный ремонт электроустановок согласно

					Социальная ответственность	Лист
						117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

утвержденного графика и технических средств противопожарной защиты и пожаротушения;

- пользоваться только исправным электрооборудованием;
- строго соблюдать требования приказа о противопожарном режиме;
- проверять исправность и соответствие устройств защиты техническим требованиям.

- отключать все потребители электроэнергии при неиспользовании их;
- сдавать помещение сменщику под охранно-пожарную сигнализацию под роспись, покидая рабочее место.

Порядок действия при пожаре:

- Немедленно сообщить о возникновении пожара в пожарную охрану округа или города;

- Доложить о возникновении пожара непосредственному начальнику;

Отключить подачу на объект электроэнергии;

- Эвакуировать людей (постоянный, переменный состав, посетителей) из прилегающих к месту пожара помещений;

- Отключить вентиляционные системы, кондиционеры, закрыть окна и двери в районе возникновения пожара для предотвращения его распространения;

- Организовать локализацию и тушение пожара имеющимися силами и средствами;

- Организовать тщательную проверку всех задымленных и горящих помещений с целью выявления пострадавших или потерявших сознание сотрудников, обеспечить пострадавших первой медицинской помощью и отправить их в медицинское учреждение;

- Организовать встречу пожарной команды, сообщить старшему пожарной команды сведения об очаге пожара, принятых мерах и специфических особенностях объекта, которые могут повлиять на развитие и ликвидацию пожара;

					Социальная ответственность	Лист
						118
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Начать вынос документации и имущества из прилегающих к месту пожара помещений;
- Организовать охрану вынесенного имущества;
- Доложить о сложившейся на объекте ситуации, количестве пострадавших и принятых мерах по ликвидации пожара в Управление по делам ГО и ЧС округа, окружную комиссию по ЧС.

В данном разделе, рассмотрено определенное рабочее место оператора товарного, находясь на котором он производит необходимые операции для обслуживания резервуара удаленно с помощью компьютеризированной системы. Рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, в которых рассмотрены обязанности работодателя перед работником, согласно ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. «Рабочее место при выполнении работ сидя».

Так же, рассмотрели производственную безопасность, согласно «ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

Работа товарного оператора предусматривает использование электрооборудования, которое является источником возможного поражения работка электрическим током: персональный компьютер, офисная техника, электроинструменты, офисная техника. Электробезопасность на рабочих местах в различных условиях в РФ регламентирует ГОСТ Р 12.1.019-2009.

В разделе экологическая безопасность, на рабочем месте оператора товарного, выявлен предполагаемый источник загрязнения окружающей среды, а именно воздействие на литосферу в результате образования отходов при поломке предметов вычислительной техники и оргтехники.

Были рассмотрены возможные чрезвычайные ситуации, а также меры по их предотвращению согласно ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования» [31].

Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы:

1. Проведен обзор литературы по теме ВКР, связанный с системами и оборудованием резервуарного парка. Установлена актуальность повышения надежности и безопасности резервуарного парка.
2. Проведен патентный анализ, направленный на обзор современных направлений, позволяющих увеличить надежность и безопасность резервуаров.
3. Проведен расчет потерь от «большого» дыхания резервуара
4. Выбран наиболее эффективный метод борьбы с испарениями нефти в резервуаре. Согласно произведенным расчетам эффективность понтонов для месторождений очень низкая и составляет не более 40%, в связи с чем, предложено использование УУЛФ.
5. Проведен анализ технической диагностики резервуара, Расчет стоимости технического диагностирования (2869 тыс. руб.), показал возможность продления срока эксплуатации резервуара на 8 лет.
6. Рассмотрены вопросы, касающиеся правовых и организационных вопросов обеспечения безопасности, производственной безопасности, экологической безопасности и мерах безопасности при возникновении чрезвычайных ситуаций

					Организационно-техническое обеспечение надежности и безопасности работы систем и оборудования резервуарного парка			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Шевцова А.А.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					120	142
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

Список использованных источников

1. СП 155.13130.2014. Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности. 2014. – 26 с.
2. ГОСТ 31385-2016. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов, 2016. - 95 с.
3. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов: Учебно-практическое пособие/Под общей редакцией Ю.Д. Земенкова - М.: Инфра-инженерия, 2006. - 928 с.
4. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Справочное пособие: в 2т./ под общ. ред. Ю.В. Лисина. – М.: ООО «Издательство Недра», 2017. – Т. 2. –519 с.
5. Оборудование для безопасной эксплуатации резервуаров – Газовик–Нефть; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://gazovik-neft.ru/directory/info/rule/08.html> (дата обращения 20.03.2022г.)
6. Дыхательная арматура резервуаров для нефти и нефтепродуктов; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://snmash.ru/articles/205-dykhatel-naya-armatura.html> (дата обращения 20.03.2022г.)
7. Потери нефтепродуктов в резервуарах: причины ,виды и способы сокращения; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://snmash.ru/articles/185-sokrashcheniye-poter-nefteproduktov-v-rezervuarakh.html> (дата обращения 20.03.2022г.)
8. Методы сокращения потерь нефти на ТХНГ; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://vuzlit.com/425704/metody_sokrascheniya_poter_nefti_obektah_thng (дата обращения 20.03.2022г.)

					Организационно-техническое обеспечение надежности и безопасности работы систем и оборудования резервуарного парка			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Шевцова А.А.			Список использованных источников	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Шадрина А.В.					121	142
Консульт.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		
Рук-ль ООП		Шадрина А.В.						

9. Приборы контроля и сигнализации; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ros-pipe.ru/clauses/pribory-kontrolya-i-signalizatsii/> (дата обращения 20.03.2022г.)

10. Защита от статического электричества на резервуарных парках; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://gazovik-proekt.ru/cat/articles2/pravila_teh_exp_reservuarov/4_4_zaschita_ot_elektrichestva/ (дата обращения 20.03.2022г.)

11. Системы компенсации нагрузок от приемо-раздаточных патрубков на стенку резервуара; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.nmdcomp.ru/produktsiya/?SECTION_ID=5&ELEMENT_ID=63 (дата обращения 20.03.2022г.)

12. Противопожарное оборудование; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ros-pipe.ru/clauses/protivopozharnoe-oborudovanie/> (дата обращения 20.03.2022г.)

13. ГОСТ 5862-2019. Оборудование резервуарное. Устройство приемо-раздаточные для резервуаров, 2019. – 3 с.

14. Размывочные головки; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://studopedia.ru/1_89900_razmivochnie-golovki.html (дата обращения 20.03.2022г.)

15. Патент РФ № 2635303 С2, МПК В 65 D 88/00. Резервуар для технологических операций с нефтью или нефтепродуктами с самотушением возгораний в резервуаре / Андреев А.А., Зарецкий С.И.; патентообладатели Андреев А.А., Зарецкий С.И.; заявл. 09.03.2016; опубл. 09.11.2017.

16. Патент РФ № 2691723 С1, МПК А 62 С 3/06. Способ противопожарной защиты резервуаров для хранения жидких горючих веществ и огнестойкое теплоизолирующее покрытие / Забегаев В.И., Копылов Н.П.; патентообладатели ФГБУ ВНИИПО МЧС России; заявл. 20.07.2018; опубл. 17.06.2019;

17. Патент РФ № 2768093 С1, МПК В 65 D 88/74. Способ снижения потерь нефтепродуктов, хранящихся в резервуарах вертикальных стальных /

					Список использованных источников	Лист
						122
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Мастобаев Б.Н., Аскарров Р.М.; патентообладатели ФГБОУ ВО «Ульяновский государственный университет»; заявл. 30.09.2021; опубл. 24.03.2022;

18. Патент РФ № 27680690 С1, МПК G 01 F 1/00. Блок учета и контроля испарений нефти / Захаренко А.В., Криулин В.В.; патентообладатели ПАО "Транснефть", ООО "НИИ Транснефть; заявл. 10.09.2021; опубл. 23.03.2022;

19. Патент РФ № 149649 U1, МПК В 65 D 90/50. Устройство диагностирования утечек из днища наземного вертикального резервуара с использованием пластин из разных металлов / Матвеев Ю.А., Марцева Т.Ю., Тарасов О.В., Маслеников А.Н.; патентообладатель ФГБОУ ВО «Ульяновский государственный университет»; заявл. 10.11.17; опубл. 09.12.19.

20. Коршак А.А. Современные средства сокращения потерь бензинов от испарения. – М.: Дизайн Полиграф Сервис, 2001. - 144 с.

21. Зарипов А.Г. Комплексная подготовка продукции нефтегазодобывающих скважин. Том 2 – М.: Издательство МГГУ, 1996. - 311 с.

22. РД 153-112-017-97 Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров

23. СО 02-04-АКТНП-007-206 «Стандарт организации правил технической эксплуатации, диагностирования и ремонта стальных вертикальных резервуаров ОАО «АК «Транснефтепродукт»»;

24. РД 153-39.4-078-01 «Правила технической эксплуатации резервуаров, магистральных нефтепроводов и нефтебаз»;

25. «Единые нормы времени и расценки на техническое диагностирование оборудования, сооружений и трубопроводов» (ЕНиР), ООО «СПКТБ НЕФТЕГАЗМАШ»

26. СанПиН 1.2.3685–21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов

					Список использованных источников	Лист
						123
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

среды обитания; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/573500115> / (дата обращения 29.04.2022г.);

27. ГОСТ 12 .4.011-89 Средства защиты работающих. Общие требования и классификация; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://stud.lms.tpu.ru/pluginfile.php/1654969/mod_resource/content/1/1200000277.pdf (дата обращения 29.04.2022);

28. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 29.04.2022г.);

29. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022); [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_law_34683/ (дата обращения 29.04.2022);

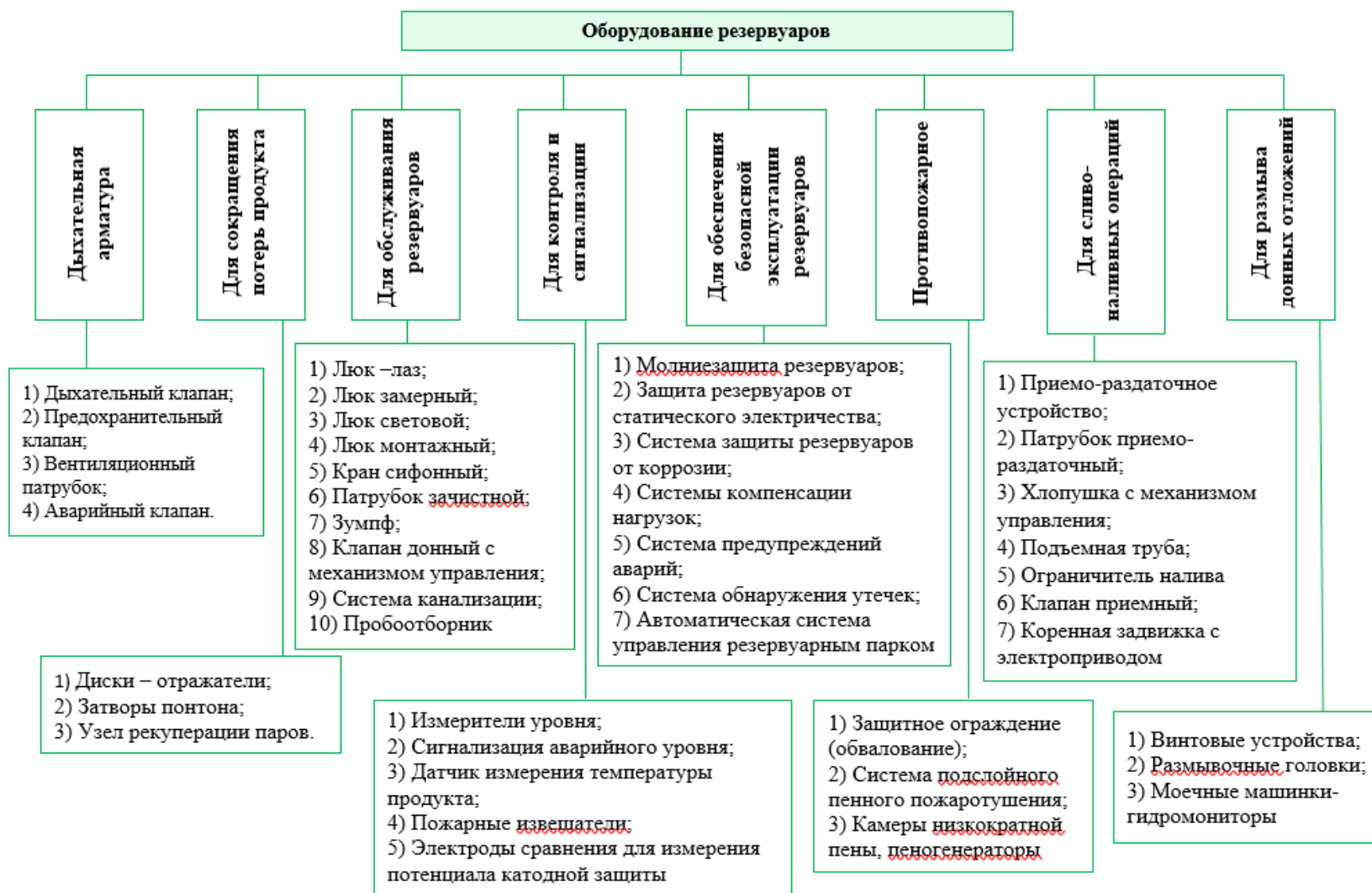
30. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/456054197> (дата обращения 5.05.22);

31. Безопасность жизнедеятельности: практикум / Ю.В. Бородин, М.В. Василевский, А.Г. Дашковский, О.Б. Назаренко, Ю.Ф. Свиридов, Н.А. Чулков, Ю.М. Федорчук. — Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. — 101 с.

					Список использованных источников	Лист
						124
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение (А)

(Справочное)



Приложение ()
(справочное)

Literature Review

**Organizational and technical support of reliability and safety
of systems and equipment in a tank farm**

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Шевцова Анастасия Алексеевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Айкина Татьяна Юрьевна	К.филолог.н.		

There are no reliable statistics on fires in tank farms. If a foam fire extinguishing installation quickly extinguishes a fire in a tank, the media do not get information about it. The public interest is attracted by isolated cases when a tank catches fire and the system fails immediately. In this case, fire equipment is involved, and fighting the fire turns into dangerous work.

On production projects, compliance with regulations and industrial safety standards is strictly controlled. Employees of the facility are required to undergo regular professional development, and contractors are required to undergo mandatory training. Nevertheless, fires still happen.

The main cause of fires in a tank is non-compliance with safety regulations. For example, improper operation of vehicles, the use of open fire sources near dangerous objects (welding, firework, and smoking).

Other possible causes of the fire in an oil tank farm are:

- Violation of the tightness of structural elements: flanges, valves;
- Oil product overflow in case of failure of the level control system;
- Impregnation of thermal insulation on pipelines with hot and flammable liquid;
- Static or atmospheric electricity (lightning, static discharge spark).

The article “Advanced dynamic modeling study of fire and smoke of crude oil storage tanks” by Elhelw M. and El-Shobaky A. deals with designing the safety and extinguishing of current oil reserves. The authors conducted experiments to simulate a fire in large-capacity oil tanks using various models using Navier-Stokes equations; the set of the conversation equations for mass, momentum and energy solved by FDS (Fig.1).

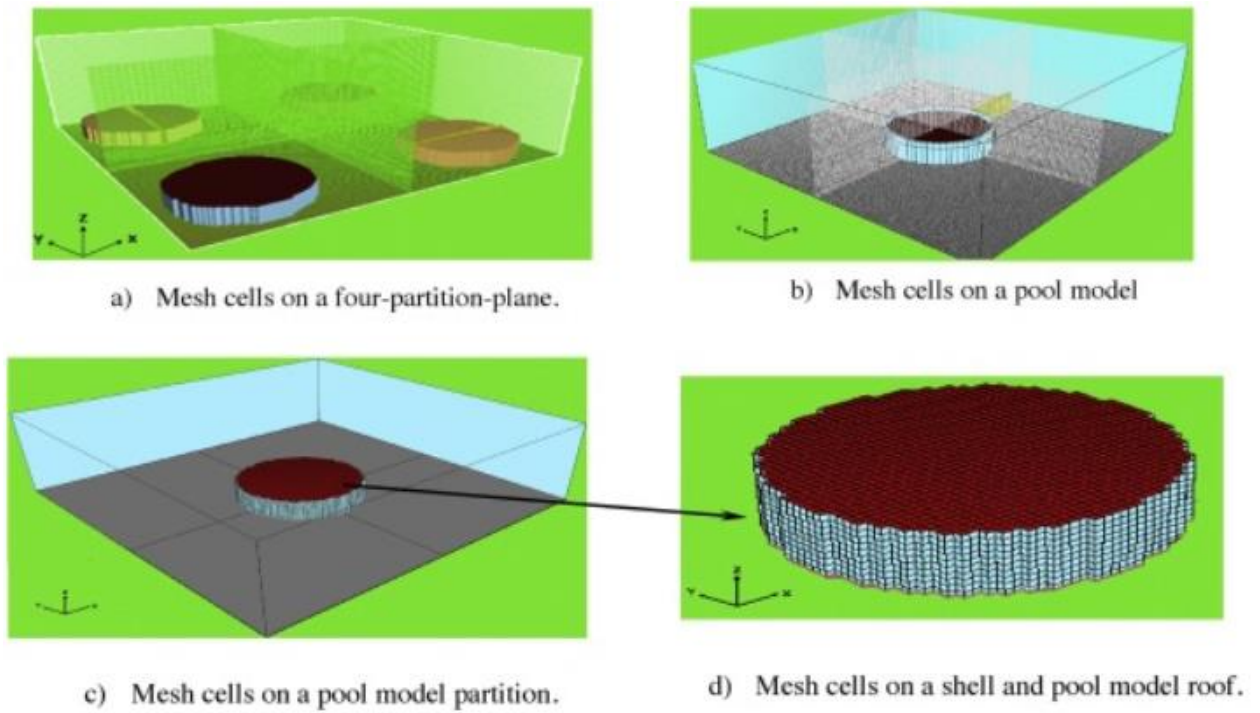


Figure 2– FDS meshed models

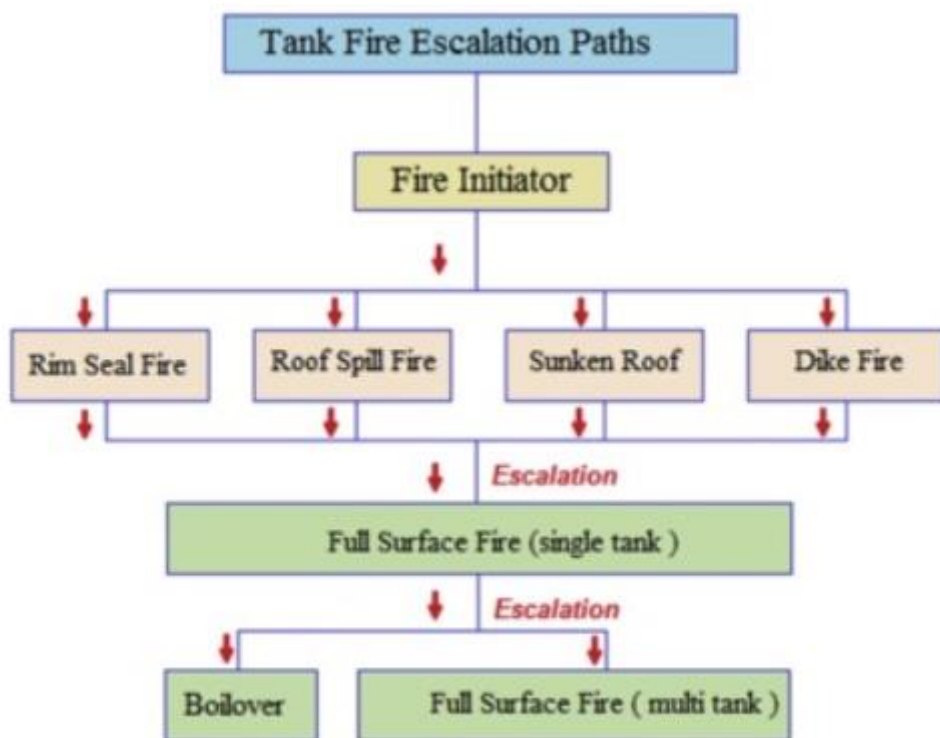


Figure 3 – Fire scenarios that might occur in an open-top, floating-roof tank

Figure 2 shows a sequence of possible fire scenarios that might occur in a large atmospheric open-top, floating-roof tank used for crude oil storage. The

dynamic computational fluid model and the engineering model are the two main types of mathematical models for evaluating pool fires.

The following analysis was carried out in the article:

1. Temperature distribution of smoke/flame layers at different wind speeds;
2. Radiation heat flux distribution at different distances and wind speed;
3. Comparing flame/smoke temperature intensity at different wind speed;
4. Comparing radiant heat flux at different wind speed.

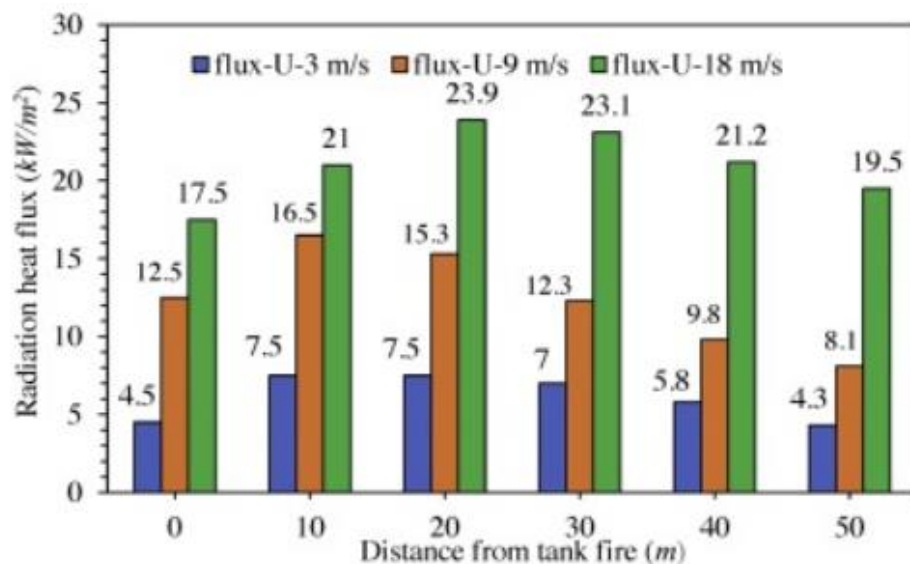


Figure 4 – Radiant heat flux intensity at 19 m from the ground

Figure 3 depicts radiant heat flux intensity at 19 m from tank firebase and wind speed (3, 9 and 18 m/s). As we can see, the highest radiation value is (23.9 kW/m²) 20 m away from the side wall of the tank fire when the wind speed is 18 m/s.

The following conclusions were made based on the conducted analyses:

- FDS model predicts flame temperature;
- Temperature distribution on different points at the tank fire edge rises sharply with wind speed increase;

- The highest radiant heat flux intensity is not limited to the burning tank, it gradually moves toward the adjacent area because of the wind;
- Fire Dynamics Simulator (FDS) is adopted to simulate pool fires in a tank farm. It does not only investigate/analyze heat radiation flux, but also temperature difference rise and flame/smoke temperature contours behavior [1].

Zhang Z. and Zong B. in their article “Experimental study on flame height of two oil tank fires under different lip heights and distances” present the experiments to investigate the evolution of the visible flame height of two oil tank fires under different diameters, lip heights and distances.

The authors reviewed a series of experiments conducted to study the effects of the lip height, tank spacing and tank diameter on the flame height of the two oil tank fires. Two identical circular tanks were used as fire sources while diesel was used as fuel. The lip height, tank diameter and spacing were varied. Based on the thermal radiation model, a characteristic length taking into account the lip height, tank diameter and tank spacing was developed. By taking into account the characteristic length and dimensionless heat release rate, a new dimensionless model was proposed to predict the flame height of the two oil tank fires. The researchers carried out an experimental study on flame height of two oil tank fires under different lip heights and distances using experimental procedures, creating models.

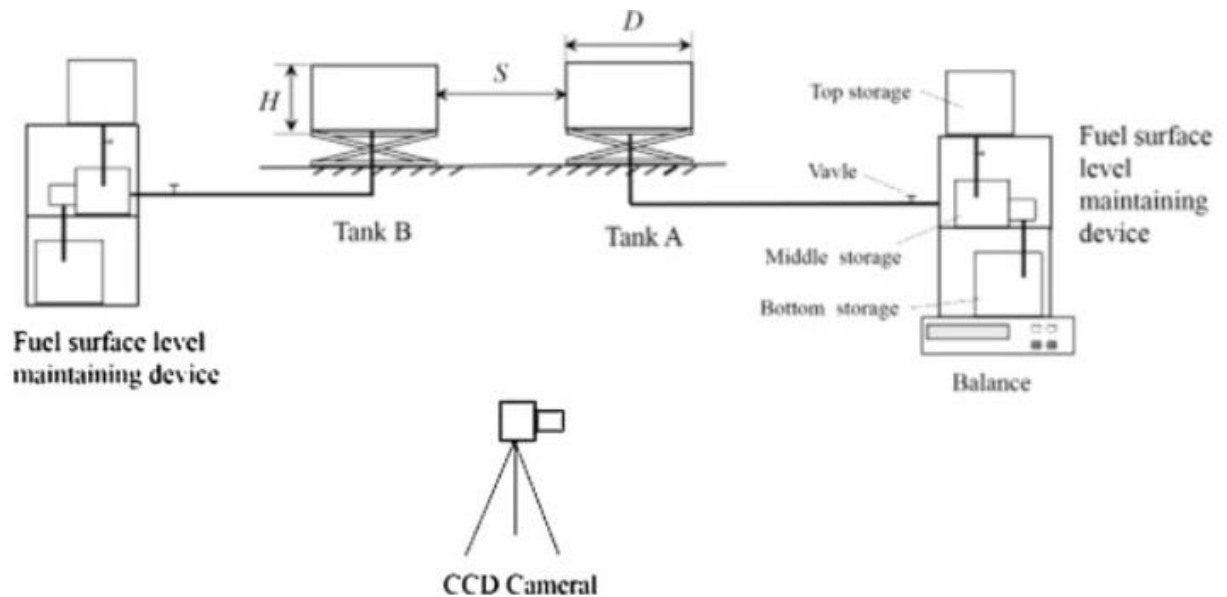


Figure 5– Experimental setup

As shown in figure 4, two identical oil tanks A and B were placed on the experimental platform. In order to study the effect of the lip height, small-scale oil tanks with a lip height h of 2, 5, 10, 15, and 30 cm were used. The location of oil tank A was fixed, and the tank spacing was variable by changing the position of oil tank B. The tank spacing S was set to 0.2, 0.4, 0.6, 1.0, and 2.0 D , respectively. The oil tank diameter D was 30, 40 and 50 cm, respectively.

Research has been done on the variation of flame height of two oil tank fires. The model of flame height of two oil tank fires was built.

It was concluded that the tank spacing is small enough ($S/D \leq 0.4$), the vortex structure plays an important role in the flame behavior. The flame height increases with increasing lip height and reaches a local maximum value [2].

The authors of the article “The evolution of flame length for the oil tank fire with different top cover widths and lip heights” He P. et al. present a quantitative analysis and interpretation of the variation in oil tank fire flame lengths for different oil tank sizes, top cover widths, and horizontal airflow velocities.

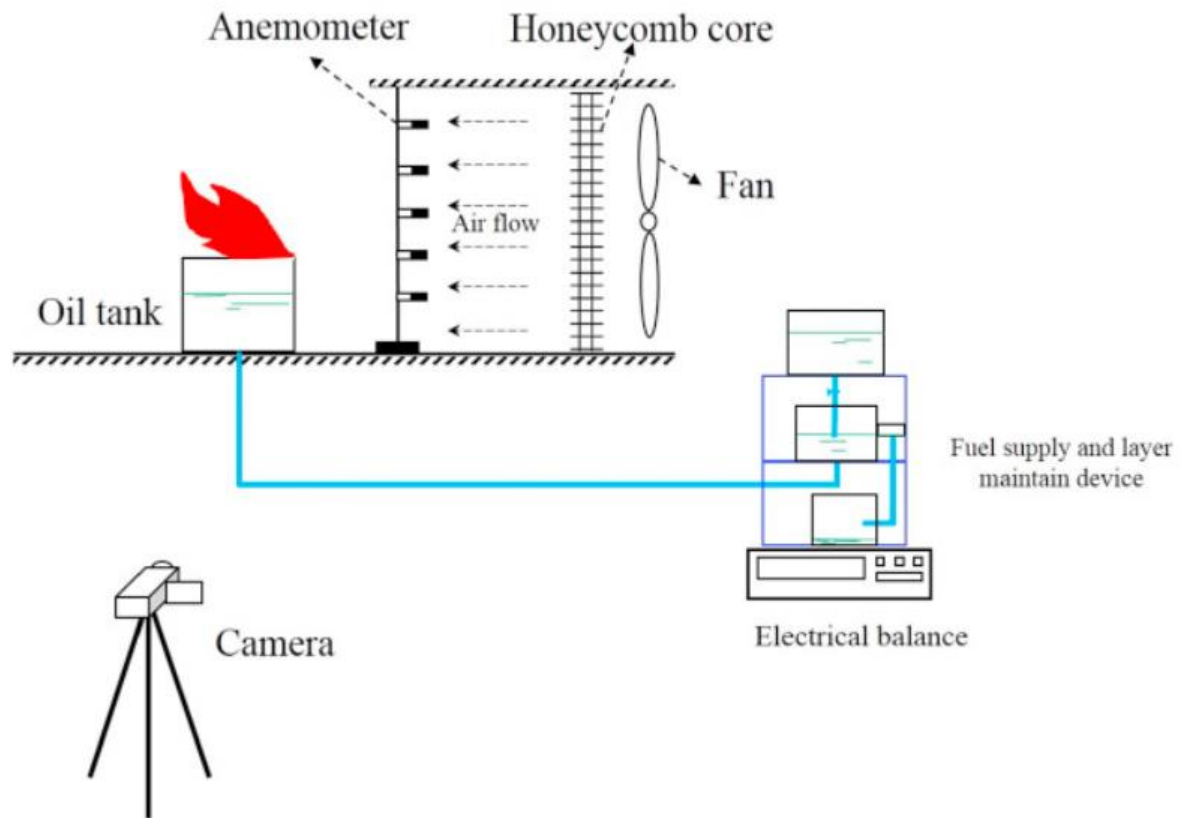


Figure 6 – Schematic diagram of the experimental setup

As shown in figure 5, the schematic of the experimental setup consists of an oil tank model, charged-coupled device (CCD) camera, anemometers, and a wind wall. Fuel supply and a layer maintain device are used to keep the lip heights unchanged in the oil tank. Mass loss rates are recorded with an electronic balance during the steady combustion stage. It is assumed that the fuel is completely burned.

In the research under discussion, the evolution of flame length of the oil tank fire with different lip height and cover width has been studied. The main conclusions include:

- The flame length decreases slightly with an increase in airflow speed at first, and then the flame length decreases sharply with a further increase. The main reason for this is that the flame length is proportional to the heat release rate, which is also proportional to the mass loss rate. For the pool fire, the mass loss rate decreases with an increase in the flame tilt angle.

- The air enters into the oil tank with more difficulty as the cover width increases. The mass loss rate decreases with an increase in cover width because the mass loss rate is proportional to the air entrainment rate. The flame length is inversely proportional to the cover width for the same lip height. The researchers consider that the thermostable capability of an oil tank cover should be improved to obstruct its damage, as it can assist in the development of an oil tank fire.

- Considering lip height, oil tank diameter, and heat release rate, a new correlation is developed to predict flame height, and it fits well with the dimensionless heat release rate [3].

The authors of the article “Hot-zone boilover suppression using floating objects in crude oil tank fires” Tseng T.-Y. and Tsai K.-C. used floating perlites (0, 1 and 2 layers) on large-scale pool fires to examine the mechanism by performing three series of experiments. The first series applied perlites to 1m-diameter crude oil fires to evaluate the effect of perlites on the hot-zone formation; the second investigated the effect of perlites on heat release rate (HRR) and combustion efficiency, and the third studied the blockage effect of perlites on radiation heat feedback.

The study under consideration proposes a novel method, i.e. floating perlites, to prevent the occurrence of hot-zone boilover. Three series of experiments were conducted to investigate the effect of floating perlites on hot-zone formation and the occurrence of hot-zone boilover, and to clarify its mechanism, because one or two experiments could not provide sufficient information. Three experiments were conducted in each series, and each experiment was performed three times.

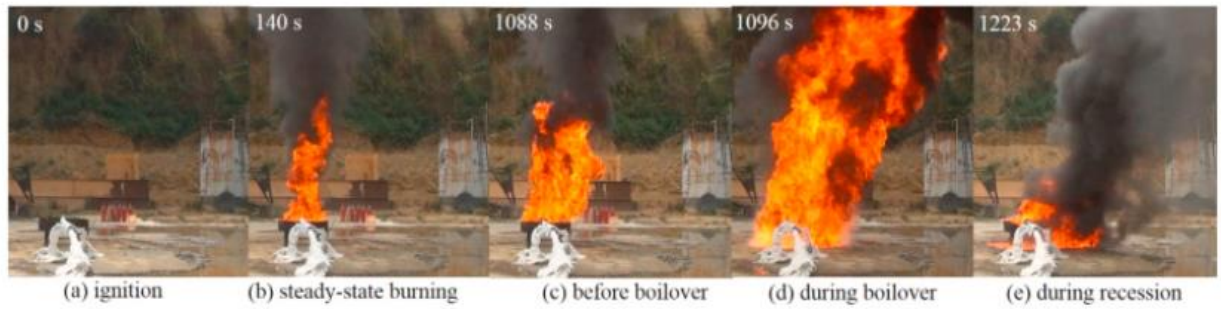


Figure 7 – Each stages of burning process without perlites

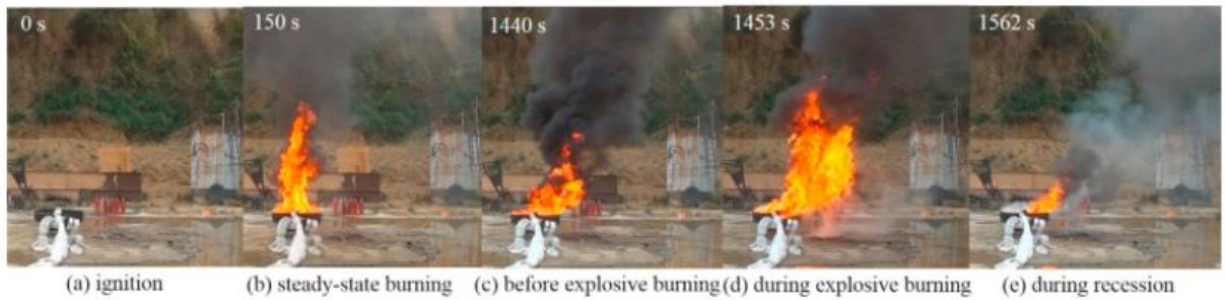


Figure 8 – Each stages of burning process with two layers of perlites

Figures 6 (a)–(e) and 7 (a)–(e) display the flame behavior for each stage of burning without and with two layers of perlites, respectively, comprising ignition, steady-state burning, immediately before boilover, during boilover and during recession. The first two stages of the experiments without and with 2 layers of perlites showed similar burning behavior. The explosive burning occurred later and at a smaller scale with the two layers of perlites than without perlites. The explosive burning in the experiment without perlites was regarded as “hot zone boilover” because a hot zone was formed. However, hot zone boilover did not occur with two layers of perlites. Furthermore, the fire decreased gradually in size, and was finally eliminated at the final stage of burning.

The study presents a hypothesis to explain the mechanism of suppressing boilover by floating objects. The perlites form a heat blockage layer decreasing the radiation feedback, and act as a nucleation site, leading to local vigorous boiling. The enhanced local nucleation increases the fuel vapor generation, and further enhances the blockage effect [4].

The paper “Thermal post-buckling behavior of oil storage tanks under a nearby fire” by Jaca R. C. et al. [5] reports on the thermal buckling and post-

buckling of vertical steel tanks under heat induced by a nearby burning tank. A two-layer solid flame model is adopted and a heat transfer analysis is carried out to compute temperatures in the target tank. The temperatures are used as input in the structural analysis based on a geometrically nonlinear analysis and temperature-dependent properties of steel. The structural problem is solved by a finite element analysis to trace the pre- and post-critical equilibrium path.

The lower critical temperature is detected and subsequent instabilities are identified until the temperature reaches the maximum value that can be transferred for the specific fuel burning. The post-buckling response is investigated to account for wind effects, separation between tanks, and fluid stored in the target tank. The ratio between first critical temperature and the final temperature, at which the process reaches a thermal steady state, is computed in each case.

Results of the study are as follows:

1. The post-buckling behavior of vertical steel tanks is investigated under thermal loads;
2. The post-buckling path shows mode jumping and large displacements;
3. Wind does not significantly change the buckling temperature but increases displacements;
4. Flame to target tank separation affects shell buckling and post-buckling;
5. Fuel stored in the tank raises the critical temperature so that buckling may not occur.

The thermal field in the target tank was computed using a heat transfer analysis performed by assuming gasoline as the burning fuel causing the flame. This is a novelty of the work under discussion, because most previous publications in this field were based on an assumed temperature distribution, which was scaled up to a bifurcation point.

The paper “The Feasibility Study of Extinguishing Oil Tank Fire by using compressed air foam system” provides guide ideas of oil tank fire by discussing the feasibility and applicability of suppressing oil tank fire by using compressed air

foam system (CAFS) with different fire extinction agents and analyzing the effectiveness of different agents.

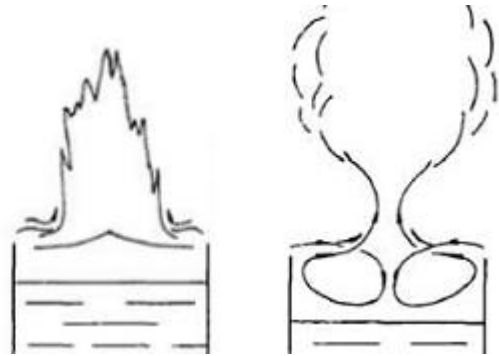


Figure 9 – The torch-like flame (a) and ball-like flame (b) in theory
Analysis of difficulty in suppressing oil tank fire

(1) The strong airflow will occur in oil tank fire. The characteristics of the flame are closely related to diameter of the tank, the nature of the liquid and liquid level. When the liquid level is high, the flame is torch-like shape and cold air enters combustion area from sides (as shown in Fig 8). With the combustion, the cold air will rise as well as mix with vapor through the centre of liquid surface when the liquid level decreases to 80%. By this time, the rising airflow blows part of lightweight foam and it causes the foam is hard to adhere to the surface.

In addition to the airflow, the bad wind weather could also form resistance to jet foam and will blows the foam adhered to surface, which causes loss of effective foam. In order to solve the above problems, heavyweight and high-injection pressure foam is needed. At the same time, producing more foam can have effect under certain provided condition.

(2) In oil tank fire, there are high temperature and long suppressing time. The flame temperature is above 1000 °C in continuous oil tank fire. When the foam does not completely cover the oil surface, the gas inside foam will break the foam because of thermal expand. The high temperature will reduce viscosity of liquid, which distribute between foam films and promote the liquid withdrawal rate. When the foam does not completely cover the oil surface, the oil tank is still in state of high temperature, which could promote the evaporation. A channel will be formed when vapor rises through foam layer. It will break the airtightness of foam layer

and induce the oil rekindle. These problems both can weaken the performance of foam. Based on the above analysis, the efficiency of suppressing fire can be increased by using the foam, which has good burn resistance and long drainage time. In addition, if the foam covering the surface is thick, this problem also can be relieved.

According to the combustion characteristics of oil tank fire, the relevant experimental study shows that CAFS has better performance than traditional foam system and it is more applicable to put out oil tank fire [6].

According to the study “The time-to-failure assessment of large crude oil storage tank exposed to pool fire”, fire is the most frequent event triggering domino effect in crude oil tank farm. Buncefield, UK (2005), Sitapura, India (2009), and Puerto Rico, USA (2009) are typical examples of domino accidents caused by major pool fires. For pool fire scenarios, the intense heat loads are imposed on adjacent tanks to gradually weaken the shell material and cause damage of the target tanks. There is a time lapse between the start of the target tank being heated and the failure of the tank. This time lapse can be minutes or hours in duration and is generally named “time to failure” (TTF). The resistance of the target tank needs to be specifically evaluated based on the characteristics of the fire scenario and the actual exposure of the target tank to the fire. The TTF can be used to calculate escalation probability of the target tank under fire conditions. The calculation of escalation probability is a critical step in the Quantitative Risk Assessment (QRA) to analyze the risk of tank farm. Therefore, a reliable tool is required to predict the TTF to determine the escalation probability of pool fire accidents.

The results obtained in the study are:

1. The failure criterion of the 100,000m³ tank under fire attack is obtained by the thermal fluid-solid coupling simulation. The TTF equation of the tank with respect to heat radiation intensity and filling level was obtained based on multiple groups of simulation results. When a full surface pool fire occurs, the

adjacent target tank is more likely to fail within 10 min according to the *TTF* equation. The escalation probability can be declined when the time of fire control is reduced. It is important for crude oil reserve enterprise to conduct regular fire drills and improve fire equipment, so that the fire emergency response time can be reduced.

2. The quantitative assessment of safety protection is carried out according to simulation results of FDS and FEA software. The heat radiation intensity received by the shell of target tank is greatly reduced when considering safety protections, and the heat flux mitigation factor ranges between 0.2 and 0.3. The stress failure of the tank exposed to fires is greatly delayed due to the fireproofing insulation, and the increase of the tank *TTF* ranges between 5 and 20 min. For the built crude oil tank farms, it's a good way to reduce the fire risk by coating fireproofing insulation on the outer shell of the tank and checking it regularly.

3. A relevant risk increment is obtained in the QRA when domino effects are considered. The diameter of risk contours considering domino effect is larger than the scenario without domino effect in case study, the difference is over 40 m. When the safety protection is considered, the diameter of individual risk contours is just slightly larger than the scenario without considering the domino effect. The risk contours are obviously reduced due to the preventive and mitigation action. On the one hand, it is vital to focus on the domino effect in tank farm risk assessment and the improvement of safety protection systems. On the other hand, the risk analysis can provide guidance for the standard revision of shell-to-shell spacing of large petroleum storage tanks [7].

The authors of the article “Consequence analysis of large-scale pool fire in oil storage terminal based on computational fluid dynamic (CFD)” Ahmadi O. and Bagher M. use the Fire Dynamics Simulator (FDS) to simulate tank and dike pool fires in a tank farm. These simulations are performed in order to evaluate the

potential for secondary fire events in nearby storage tanks based on the resulting incident radiative heat flux.

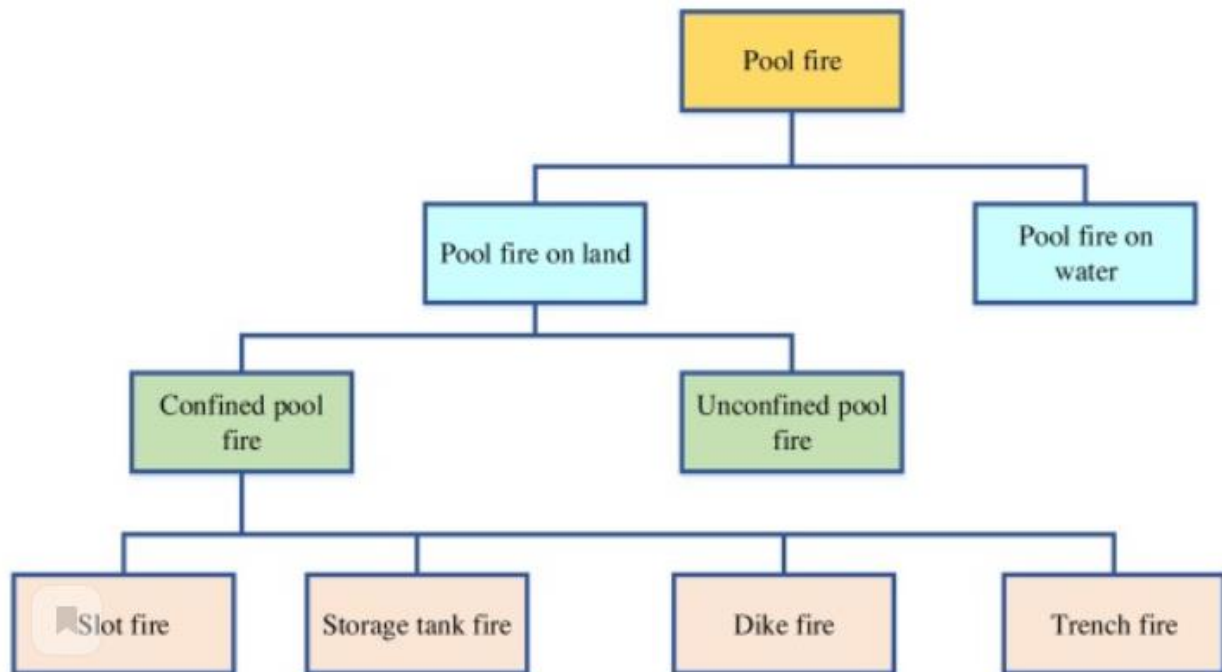


Figure 10 – Classification of pool fires

Pool fire, as classified in Fig. 9, depends on forming situations, such as the presence or absence of confinement, the type of location, and the medium on which the pool exists.

Two pool fire scenarios in crude oil tank farm were studied. In the tank farm, there were eight crude oil tanks. In the first scenario, a dike pool fire accident was simulated. It is supposed that the tank was overfilled and a pool of crude oil was formed in the dike. In the second scenario, fire is started in tank after a lightning strike.

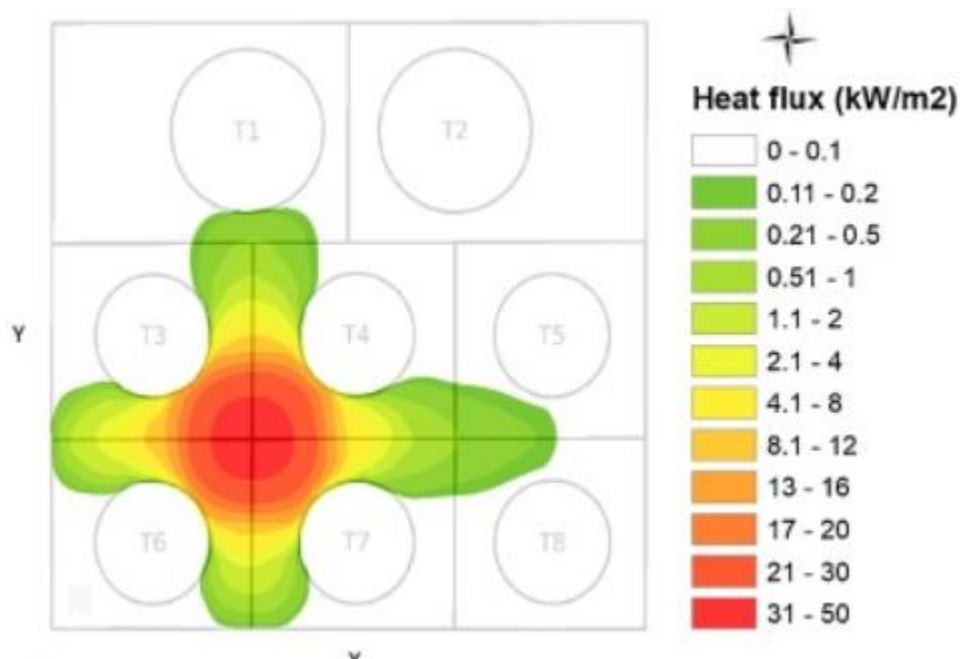


Figure 11 – Distribution of radiation heat flux in dike pool fire at the height of 17 m above the ground at wind velocity of 0 m/s

Figure 10 presents the distribution of dike pool fire radiation heat flux using a geographical information systems (GIS) plot at wind velocity of 0 m/s. The time-averaged value of the radiation heat flux on the surrounding environment and wall of adjacent tanks were measured by putting radiative heat flux gas devises in specified horizontal distances from pool fire.

Consequence modeling were performed on two large-scale pool fire scenarios in the tank farm. In the first scenario, a dike pool fire accident occurred in tank farm because of tank overfilling. In the second scenario, fire is started in one of the tanks in tank farm after a lightning strike. The received radiation heat fluxes on the neighbor crude oil tanks were analyzed and found that the studied dike pool fire have the potential of triggering domino effects in the tank farm at wind velocities of 0 m/s and 6 m/s. Tank fire at wind velocities of 0 and 6 m/s did not have the potential of triggering domino effects. FDS results present useful information from the accident command perspective to adopt appropriate fire suppression and cooling strategies and tactics in responding to tank fire. Moreover, quantitative results obtained by CFD modeling can be applied in quantitative risk

assessment of tank farm and determination of safe inter-tank separation distances [8].

Emergency response is an important measure to reduce the loss of any major fire and prevent its escalation. There may be many fire trucks participating in the firefighting at the same time, and the scheduling of them will affect the firefighting efficiency and thus, capacity. The work “Simulation analysis of fire truck scheduling strategies for fighting oil fires” focuses on the cycle process of fighting fire and refilling water of fire trucks, and analyzes and compares the scheduling strategies of the fire trucks. The simulation tool eM-plant is utilized to model the fire-fighting process.

The work studies the emergency response process of fire trucks to tank fire, focusing on the process of fire-fighting that after the arrival of fire trucks, they are put into fire-fighting and driven to water supply points to replenish water, and then driven back to the fire site to fight fire. The process is shown in figure 11. The analysis and comparison of the fire extinguishing efficiency of fire trucks in different scheduling strategies are carried out.

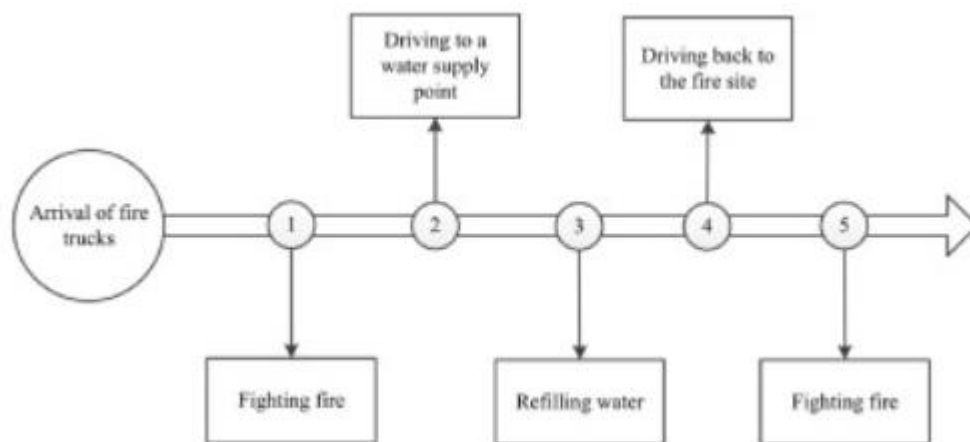


Figure 12 – Fire-fighting process of fire trucks

In order to avoid confusion on the fire site and to make better use of fire hydrants to replenish water for fire trucks, five strategies of fire truck scheduling are discussed.

Strategy 1: Fire trucks are averagely assigned to hydrants, and fire trucks are fixed to hydrants. When it is determined that the fire trucks are assigned to a certain hydrant, the subsequent circular process of fire-fighting and water replenishing will keep these specific fire trucks going to the designated hydrant to replenish water until completion of the emergency response.

Strategy 2: The closer the fire hydrant is to the fire point, the more fire trucks are allocated to replenish the water. Based on Strategy 1, more fire trucks are assigned to the nearer hydrants. Similar to Strategy 1, if a fire truck is assigned to a hydrant, the fire truck will be fixed to the hydrant to replenish water.

Strategy 3: Each hydrant receives the average number of fire trucks, but it does not fix the fire trucks. When a fire truck needs water again, it goes to the nearest hydrant to replenish water, but the total number of fire trucks received by a fire hydrant does not exceed the average number.

Strategy 4: Hydrants closer to the fire point are allocated more fire trucks. Fire trucks are not fixed to hydrants, and they go to the nearest fire hydrant first. But the number of fire trucks received by each hydrant cannot exceed a pre-determined fixed value.

Strategy 5: This strategy reflects the random allocation. When a fire truck runs out of water, it will go to any fire hydrant at random to replenish water.

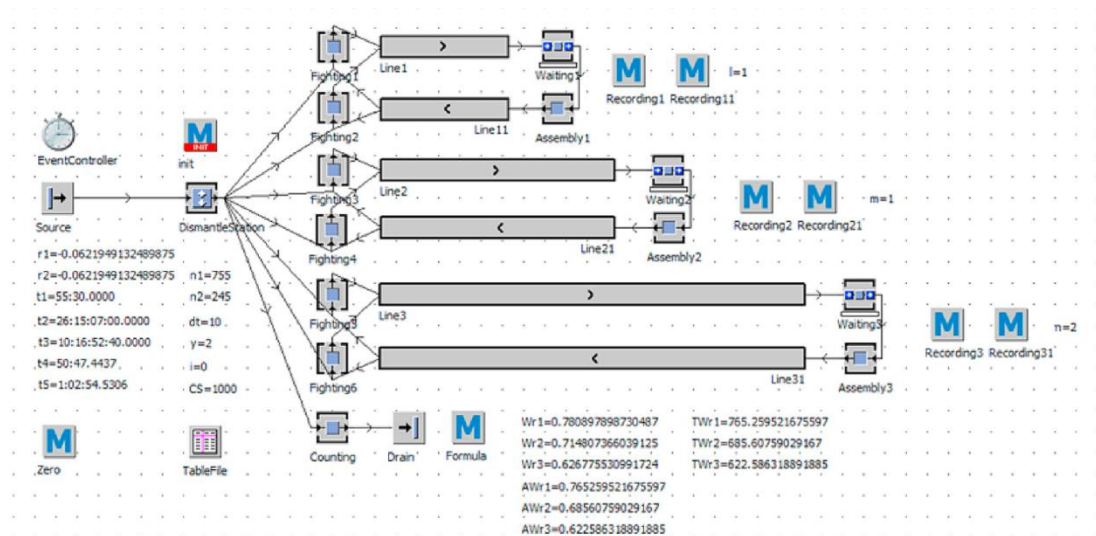


Figure 13 – Fire truck scheduling model of Strategy 1

The strategies for fire truck scheduling are modeled using eM-Plant. Figure 12 shows the model of Strategy 1; the modeling of other strategies is similar.

In view of the situation that fire trucks may be in a chaotic state in the fire emergency response scene and the random mode of scheduling fire trucks to replenish water possibly leading to a very poor emergency response effect, four strategies in addition to the random dispatch are discussed. The tool eM-Plant is adopted to model these strategies and simulations are carried out. The results show that three of the four scheduling strategies have a higher probability of emergency response success than the random scheduling of fire trucks, among which the scheduling strategy of evenly distributing fire trucks to hydrants and fixing fire trucks to corresponding hydrants (Strategy 1) displays very good emergency response performance.

Strategy 1 is further adjusted to find out a more optimal strategy. Several ways of improvement are considered: (1) cyclic dispatch of fire engines to fire hydrants; (2) cyclic dispatch only at the first replenishment of fire engines; and (3) balance the utilization of fire hydrants. In addition, the situation that fire trucks cannot be divided equally by hydrants is also analyzed. Results show that if the number of fire hydrants near the fire site is small, which may cause a long waiting time, it is better that after the average allocation, the extra fire trucks are allocated from the farthest hydrant to the nearest hydrant, and vice versa [9].