

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 18.03.01. Химическая технология
 Отделение школы Отделение химической инженерии

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Проектирование системы сокращения потерь нефти от испарений при ее хранении
УДК 622.692.284-047.74

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д7Г	Базрова Анастасия Юрьевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Попок Евгений Владимирович	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н. доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ООД ШБИП	Мезенцева Ирина Леонидовна	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Кузьменко Елена Анатольевна	к.т.н., доцент		

Планируемые результаты освоения ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способность применять естественнонаучные и общеинженерные знания, методы математического анализа и моделирования в инженерной деятельности, связанной с проектированием и конструированием, технологиями производства оптоэлектроники, оптических и оптико-электронных приборов и комплексов
ОПК(У)-2	Способность осуществлять профессиональную деятельность с учетом экономических, экологических, интеллектуально-правовых, социальных и других ограничений на всех этапах жизненного цикла технических объектов и процессов
ОПК(У)-3	Готовность использовать знания о строении вещества, природе химической связи в различных классах химических соединений для понимания свойств материалов и механизма химических процессов, протекающих в окружающем мире
ОПК(У)-4	Владение пониманием сущности и значения информации в развитии современного информационного общества, осознания опасности и угрозы, возникающих в этом процессе, способность соблюдать основные требования информационной безопасности, в том числе защиты государственной тайны
ОПК(У)-5	Владение основными методами, способами и средствами получения, хранения, переработки информации, навыками работы с компьютером как средством управления информацией

ОПК(У)-6	Владение основными методами защиты производственного персонала и населения от возможных последствий аварий, катастроф, стихийных бедствий
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способность и готовность осуществлять технологический процесс в соответствии с регламентом и использовать технические средства для измерения основных параметров технологического процесса, свойств сырья и продукции
ПК(У)-2	Готовность применять аналитические и численные методы решения поставленных задач, использовать современные информационные технологии, проводить обработку информации с использованием прикладных программных средств сферы профессиональной деятельности, использовать сетевые компьютерные технологии и базы данных в своей профессиональной области, пакеты прикладных программ для расчета технологических параметров оборудования
ПК(У)-3	Готовность использовать нормативные документы по качеству, стандартизации и сертификации продуктов и изделий, элементы экономического анализа в практической деятельности
ПК(У)-4	Способность принимать конкретные технические решения при разработке технологических процессов, выбирать технические средства и технологии с учетом экологических последствий их применения
ПК(У)-5	Способность использовать правила техники безопасности, производственной санитарии, пожарной безопасности и нормы охраны труда, измерять и оценивать параметры производственного микроклимата, уровня запыленности и загазованности, шума, и вибрации, освещенности рабочих мест
ПК(У)-6	Способность налаживать, настраивать и осуществлять проверку оборудования и программных средств
ПК(У)-7	Способность проверять техническое состояние, организовывать профилактические осмотры и текущий ремонт оборудования, готовить оборудование к ремонту и принимать оборудование из ремонта
ПК(У)-8	Готовность к освоению и эксплуатации вновь вводимого оборудования
ПК(У)-9	Способность анализировать техническую документацию, подбирать оборудование, готовить заявки на приобретение и ремонт оборудования
ПК(У)-10	Способность проводить анализ сырья, материалов и готовой продукции, осуществлять оценку результатов анализа
ПК(У)-11	Способность выявлять и устранять отклонения от режимов работы технологического оборудования и параметров технологического процесса

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) 18.03.01 «Химическая технология»
 Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы (бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)
--

Студенту:

Группа	ФИО
3 - 2Д7Г	Базрова Анастасия Юрьевна

Тема работы:

Проектирование системы сокращения потерь нефти от испарений при ее хранении	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 28.01.2022 №28-91/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10 июня 2022 г
--	----------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Свойства товарной нефти, направляемой на хранение в резервуары типа РВС. Режим работы РВС - постоянный, динамический согласно ГОСТ.</p> <p>Требования к проекту: Расчет потерь нефти на большое дыхание Расчет потерь нефти на малое дыхание Определение оптимального метода уменьшения потерь нефти при хранении. Расчет системы уменьшения потерь нефти при хранении, определение ее эффективности.</p>
---	---

<p>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></p>	<p>Аналитический обзор по основным проблемам при хранении нефти. Обзор методов уменьшения потерь нефти при хранении.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Устройство системы уменьшения потерь нефти при хранении в резервуарах типа РВС.</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p><i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i></p>	<p>Кащук Ирина Вадимовна, к.т.н., доцент ОСГН ШБИП</p>
<p><i>Социальная ответственность</i></p>	<p>Мезенцева Ирина Леонидовна, ст. преподаватель ООД ШБИП</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>28.01.2022</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Доцент ОХИ ИШПР</p>	<p>Попок Евгений Владимирович</p>	<p>к.т.н.</p>		<p>28.01.2020</p>

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>3-2Д7Г</p>	<p>Базрова Анастасия Юрьевна</p>		<p>28.01.2020</p>

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Д7Г	Базрова Анастасия Юрьевна

Школа	ИШПР	Отделение Школа	ОХИ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	18.03.01 Химическая технология
		ь	

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления во внебюджетные фонды 30 %</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Анализ конкурентных технических решений (НИ)</i>	<i>Расчет конкурентоспособности SWOT-анализ</i>
<i>2. Формирование плана и графика разработки и внедрения (НИ)</i>	<i>Структура работ. Определение трудоемкости. Разработка графика проведения исследования.</i>
<i>3. Составление бюджета инженерного проекта (НИ)</i>	<i>Расчет бюджетной стоимости НИ</i>
<i>4. Оценка ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности (НИ)</i>	<i>Интегральный финансовый показатель. Интегральный показатель ресурсоэффективности. Интегральный показатель эффективности.</i>

Перечень графического материала

1. Оценка конкурентоспособности ИР
2. Матрица SWOT
3. Диаграмма Ганта
4. Бюджет НИ
5. Основные показатели эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	28.02.2022
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н доцент		28.02.22

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д7Г	Базрова Анастасия Юрьевна		28.02.22 2

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Д7Г		Базрова Анастасия Юрьевна	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение химической инженерии
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	18.03.01 Химическая технология

Тема ВКР:

Проектирование системы сокращения потерь нефти от испарений при ее хранении

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) <u>при эксплуатации</u> 	<p><i>Объект исследования:</i> резервуар типа РВС для хранения нефти. <i>Область применения:</i> нефтяная промышленность. <i>Рабочая зона:</i> помещение операторной. <i>Размеры помещения:</i> 20*30 м. <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> пробоотборник жидкостный; насос перекачки нефти внутрирезервуарный, комплекс оборудования для отгрузки нефти в автоцистерны; рулетка для измерения уровня в резервуаре; газоанализаторы; светильники с напряжением не выше 12 Вольт. <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> технологический процесс включает: прием, хранение, отпуск и перекачку нефти, что является пожаро - взрывоопасным производством, где присутствуют вещества, оказывающие вредное воздействие на организм человека. Контроль и управление параметрами осуществляется дистанционно из операторной. Также на объекте осуществляются ручные рабочие операции, которые включают в себя: замер уровня; работы с обслуживанием, ремонтом и плановым осмотром технологического оборудования; отбор проб газовой среды.</p>
<p>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</p>	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности <u>при эксплуатации:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Федеральный закон от 28.12.2013 N 426-ФЗ (ред. от 30.12.2020) "О специальной оценке условий труда" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2021)</p> <p>Приказ Ростехнадзора № 528 от 15.12.2020. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ"</p> <p>Приказ Минтруда России № 988н/1420н от 31.12.2020. "Об утверждении перечня вредных и (или) опасных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся обязательные предварительные медицинские осмотры при поступлении на работу и периодические медицинские осмотры".</p>

<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов 	<p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Опасность и вредность воздействия газовых компонентов (включая пары), загрязняющих чистый природный воздух примесей, на организм работающего зависят от их содержания (концентрации) и токсичности, то есть химических свойств данных газов и паров; 2. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий; 3. Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты. 4. Образование взрывоопасной среды. <p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; 2. Повышенный уровень шума; 3. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения. <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: защита органов зрения - очки; защита органов дыхания - индивидуальный фильтрующий противогаз; защита органов слуха - наушники; защита рук - перчатки, рукавицы; защита лица и головы - защитная каска, маски, щитки; спецодежда (с термостойкими составами, от общих производственных загрязнений и механических воздействий, для защиты от нефти и нефтепродуктов); спецобувь (прорезиненные сапоги, полуботинки); дерматологические средства (пасты, крема, спреи). Изоляция источников энергии, оградительные устройства.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</p>	<p>Воздействие на литосферу: жидкие бытовые отходы. Воздействие на гидросферу: жидкие бытовые отходы. Воздействие на атмосферу: тепловое воздействие оборудования.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС:</p> <p>Техногенные аварии: воспламенение жидкости или взрыв паров в связи с разгерметизацией оборудования, коррозия оборудования, отказ приборов контроля и сигнализации систем управления.</p> <p>Природные катастрофы: грозовые разряды; смерчи и ураганы; весенние паводки и ливневые дожди; снежные заносы и понижения температуры воздуха.</p> <p>Геологические воздействия: обвалы, землетрясения.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: воспламенение жидкости или взрыв паров в связи с разгерметизацией оборудования</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику 28.01.2022</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д7Г	Базрова Анастасия Юрьевна		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 115 страниц, 19 рисунков, 30 таблиц, 33 использованных источников.

Ключевые слова: резервуар вертикальный стальной, нефть, методы сокращения потерь нефти, "Малые дыхания", "Большие дыхания".

Объектами исследования являлся резервуар типа РВС для хранения нефти.

Цель работы: исследование процесса улавливания легких фракций углеводородов при подготовке нефтей.

Метод проведения работы: результаты потерь нефти при хранении в резервуарах, проектирование систем установки легких фракций.

Полученные результаты: выполнен расчет установки легких фракций на «большие» и «малые» дыхания; газоуравнивающей камеры; геометрических параметров; вливов РВС; расчет эффективности системы.

Область применения: нефтяная промышленность, нефтебазы, установки промысловой подготовки нефти.

Степень внедрения: проведенное проектирование является перспективным и потенциально может использоваться на производстве.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе приведены следующие термины с соответствующими определениями:

газонефтяной сепаратор: устройство, в котором нефть отделяется от попутного газа.

попутный нефтяной газ: смесь различных газообразных углеводородов, растворенных в нефти.

степень сепарации: отделение газа от нефти при определённом давлении и температуре.

предохранительные клапаны: это вид трубопроводной арматуры, осуществляющий автоматический выпуск избыточной среды при повышении давления в системе.

газоуравнительная система: системы рекуперации паров углеводородов и системы улова лёгких фракций жидкости из газового потока с целью уменьшения потерь лёгких углеводородов.

газовая обвязка: это система газопроводов, соединяющих между собой газовые пространства резервуаров, в которых хранятся нефтепродукты одного сорта.

газосборник: техническое сооружение для сбора и хранения газа.

эжектор: устройство, передающее кинетическую энергию среды с большей скоростью к среде с меньшей при их соединении.

дыхательный клапан: это предохранительное устройство, защищающее резервуар от скачков давления.

адсорбент: нерастворимый материал, удерживающий жидкость на своей поверхности.

десорбция: удаление из жидкостей или твердых тел веществ, поглощенных при адсорбции или абсорбции.

абсорбент: материал, впитывающий и удерживающий жидкость путем распределения ее внутри собственной молекулярной структуры.

«большие дыхания»: понимается вытеснение паров наружу или подсос воздуха внутрь аппарата при изменении в нем уровня жидкости (при наполнении и опорожнении).

«малые дыхания»: понимается вытеснение паров наружу или подсос воздуха внутрь аппарата при изменении температуры в его газовом пространстве под влиянием изменения температуры среды (при неизменном уровне жидкости).

В ВКР приведены следующие обозначения и сокращения:

УВ - углеводородные соединения;

ПНГ - попутный нефтяной газ;

КПД - коэффициент полезного действия;

НГС - нефтегазовый сепаратор;

УКПН - установка комплексной подготовки нефти;

ГПЗ - газоперерабатывающий завод;

ШФЛУ - широкая фракция легких углеводородов;

РВС - резервуар вертикальный стальной;

УЛФ - улавливание легких фракций;

ЖГЭ - жидкостно - газовые эжекторы;

ГГЭ - газ - газовые эжекторы;

ГП - газовое пространство;

ПВС - паровоздушная смесь;

УК - Узел крепления.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	15
1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР	16
1.1 Состав и свойства нефти	16
1.2 Требования к товарной нефти.....	18
1.3 Способы стабилизации нефти.....	20
1.3.1 Стабилизация нефти перед транспортировкой и первичной переработкой 20	
1.3.2 Стабилизация нефти сепарацией.....	21
1.3.3 Стабилизации нефти ректификацией.....	25
1.3.4 Способы уменьшения потерь от испарений при хранении нефти	26
2 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	39
2.1 Описание предлагаемой конструкции	39
2.2 Расчет потерь нефти.....	42
2.2.1 Расчет потерь нефти от «большого дыхания»	42
2.2.2 Расчет потерь нефти от «малого дыхания»	50
2.3 Расчет геометрических параметров управляемой камеры.....	61
2.2.3 Расчет уровней разлива нефти.....	66
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	70
3.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.	70
3.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования	70
3.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	71
3.1.3 SWOT - анализ	73
3.1.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации.....	77
3.1.5 Методы коммерциализации результатов научно - технического исследования	79
3.1.6 Инициация проекта.....	79
3.2. Планирование научно - исследовательских работ.....	80
3.2.1 Структура работ в рамках научного исследования	80
Планирование комплекса научно - исследовательских работ осуществляется в порядке:.....	81

3.2.2	Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения	82
3.2.3	Структура работ в рамках научного исследования	85
3.3	Бюджет научного исследования	86
3.3.1	Расчет материальных затрат НТИ.....	86
3.3.2	Расчет амортизации специального оборудования.....	86
3.3.3	Основная заработная плата исполнителей темы	87
3.3.4	Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	89
3.3.5	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	90
3.3.6	Накладные расходы	90
3.3.7	Бюджет затрат научно - исследовательского проекта.....	90
3.4	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	92
4	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	96
4.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	96
4.2	Производственная безопасность.....	99
4.2.1	Анализ выявленных вредных и опасных факторов.....	101
	Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны	101
	Отклонение показателей микроклимата.....	106
4.3	Экологическая безопасность.....	107
4.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	109
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	112
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	113

Введение

Высокая испаряемость нефти приводит к значительным потерям при хранении в резервуарах. Эти потери приносят большой убыток экономике предприятия, наносят вред здоровью персонала, приводят к загрязнению окружающей среды и повышению риска возникновения пожаров. Все перечисленное, свидетельствует об актуальности рассматриваемой проблемы повышения эксплуатационной надежности резервуаров и сокращения потерь нефти от испарения.

Ко всем конструкциям резервуаров предъявляются требования по снижению потерь от испарения. Применяют резервуары с понтонами и плавающими крышами, сооружают системы для улавливания легких фракций нефти или нефтепродуктов, применяют резервуары специальных конструкций. Абсорбционные и адсорбционные системы УЛФ сложны и дороги, компрессорные - капиталоемки и пожаровзрывоопасны.

Для сокращения потерь от испарения, наряду с вышеперечисленными системами, используются различные технические средства: диски - отражатели, газовые обвязки, газоуравнительные системы и прочее. Однако эффективность их применения не всегда высока.

В качестве альтернативы традиционным средствам сокращения используются эжекторные системы УЛФ. Они относительно просты, имеют сравнительно невысокую стоимость, взрывобезопасны, но методы расчета таких систем находятся в стадии разработки, не определена область их применения.

1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

1.1 Состав и свойства нефти

Нефть, поступающая из скважин, представляет собой смесь углеводородов, пластовой воды, попутного нефтяного газа, и частиц механических примесей.

В зависимости от месторождения нефть имеет различный качественный и количественный состав. Нефти состоят главным образом из углерода 79,5 - 87,5% и водорода 11,0 - 14,5% от массы нефти. Также присутствуют еще три элемента - сера, кислород и азот. Их общее количество составляет 0,5 - 8%. В малозначительных концентрациях в нефтях встречаются элементы: ванадий, никель, железо, алюминий, медь, магний, барий, стронций, марганец, хром, кобальт, молибден, бор, мышьяк, калий. Их общее содержание не превышает 0,02 - 0,03% от массы нефти. В состав нефти входит около 400 углеводородных соединений.

Основную часть нефти составляют углеводородные соединения (УВ): метановые, нафтеновые и ароматические.

По углеводородному составу все нефти разделяются на:

- Метаново - нафтеновые,
- Нафтеново - метановые,
- Ароматическо - нафтеновые,
- Нафтеново - ароматические,
- Ароматическо - метановые,
- Метаново - ароматические,
- Метаново - ароматическо - нафтеновые.

Метановые УВ (алкановые или же алканы) химически более устойчивы, они относятся к предельным УВ и имеют формулу C_nH_{2n+2} . В случае если количество атомов углерода в молекуле колеблется от 1 до 4 (CH_4 - C_4H_{10}), то УВ представляет собой газ, от 5 до 16 (C_5H_{16} - $C_{16}H_{34}$) то это жидкие УВ, а если оно выше 16 ($C_{17}H_{36}$ и т.д.) - твердые (например, парафин).

Нафтеновые (циклановые или алициклические) УВ (C_nH_{2n}) имеют кольчатое строение, поэтому их иногда называют карбоциклическими соединениями. Все связи углерода с водородом здесь также насыщены, поэтому нафтеновые нефти обладают устойчивыми свойствами.

Ароматические УВ, или же арены (C_nH_n), наиболее бедны водородом. Молекула имеет вид кольца с ненасыщенными связями углерода. Они так и называются - ненасыщенными, или непредельными УВ. Отсюда их неустойчивость в химическом отношении.

Наряду с углеводородами в нефтях присутствуют химические соединения других классов. Обычно все эти классы объединяют в одну группу гетеросоединений. В нефтях также обнаружено более 380 сложных гетеросоединений, в которых к углеводородным ядрам присоединены такие элементы, как сера, азот и кислород. Большинство из указанных соединений относится к классу сернистых соединений - меркаптанов. Это очень слабые кислоты с неприятным запахом. С металлами они образуют солеобразные соединения - меркаптиды. В нефтях меркаптаны представляют собой соединения, в которых к углеводородным радикалам присоединена группа SH.

Меркаптаны разъедают трубы и другое металлическое оборудование буровых установок и промысловых объектов.

В нефтях так же выделяют неуглеводородные соединения: асфальто-смолистую часть, порфирины, серу и зольную часть.

Асфальто - смолистая часть нефтей - это темноокрашенное вещество. Оно частично растворяется в бензине. Растворившаяся часть называется асфальтеном, нерастворившаяся - смолой. В составе смол содержится кислород до 93 % от общего его количества в нефтях.

Порфирины - особые азотистые соединения органического происхождения. Они образованы из хлорофилла растений и гемоглобина животных. При температуре 200 - 250°C порфирины разрушаются.

Сера широко распространена в нефтях и в углеводородном газе и содержится либо в свободном состоянии, либо в виде соединений

(сероводород, меркаптаны). Её количество колеблется от 0,1% до 5%, но бывает и значительно больше.

Зольная часть - остаток, получающийся при сжигании нефти. Это всевозможные минеральные соединения, чаще всего железо, никель, ванадий, иногда соли натрия.

Кислород в нефтях встречается в связанном состоянии также в составе нафтеновых кислот (около 6%) - $C_nH_{2n-1}(COOH)$, фенолов (не более 1%) - C_6H_5OH , а также жирных кислот и их производных - $C_6H_5O_6(P)$. Содержание азота в нефтях не превышает 1%. Основная его масса содержится в смолах. Содержание смол в нефтях может достигать 60% от массы нефти, асфальтенов - 16%.

Асфальтены представляют собой черное твердое вещество. По составу сходны со смолами, но характеризуются иными соотношениями элементов. Отличаются большим содержанием железа, ванадия, никеля и др. Если смолы растворяются в жидких углеводородах всех групп, то асфальтены нерастворимы в метановых углеводородах, частично растворимы в нафтеновых и лучше растворяются в ароматических. В «белых» нефтях смолы содержатся в малых количествах, а асфальтены вообще отсутствуют.[1]

1.2 Требования к товарной нефти

Товарная нефть - нефть, подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями действующих нормативных и технических документов, принятых в установленном порядке.

Согласно, ГОСТ Р 51858 - 2020 Нефть. Общие технические условия, нефть подразделяют на классы, типы группы, виды по физико - химическим свойствам, степени подготовки, содержанию сероводорода и легких меркаптанов.

В зависимости от массовой доли серы нефть подразделяют на классы (таблица 1.1).

Таблица 1.1 - Классы нефти

Класс нефти	Наименование	Массовая доля серы, %
1	Малосернистая	до 0,60 включительно
2	Сернистая	от 0,61 до 1,80
3	Высокосернистая	от 1,81 до 3,50
4	Особо высокосернистая	свыше 3,50

По плотности нефть подразделяют на пять типов (таблица 1.2):

0 - особо легкая; 1 - легкая; 2 - средняя; 3 - тяжелая; 4 - битуминозная.

Таблица 1.2 - Типы нефти

Наименование параметра	Норма для нефти типа									
	0	1	2	3	4					
Плотность, кг/м ³ , при температуре:	Не более 830,0	Не более 834,5	830,1 – 850,0	834,6 – 854,0	850,1 – 870,0	854,5 – 874,4	870,1 – 895,0	874,5 – 899,3	Более 895,0	Более 899,3
20°C										
15°C										

По степени подготовки нефть подразделяют на группы (таблица 1.3).

Таблица 1.3 - Группы нефти

Наименование показателя	Норма для нефти группы		
	1	2	3
1 Массовая доля воды, %, не более	0,5	0,5	1,0
2 Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм, не более	100	300	900
3 Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05		
4 Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)		
5 Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204 °С, млн (ppm), не более	10	10	10

По массовой доле сероводорода и легких меркаптанов нефть подразделяют на 2 вида, приведенным в таблице 1.4.

Таблица 1.4 - Вид нефти

Наименование показателя	Вид нефти	
	1	2
1Массовая доля сероводорода, млн (ppm), не более	20	100
2Массовая доля метил - и этилмеркаптанов в сумме, млн (ppm), не более	40	100

Условное обозначение нефти состоит из четырех цифр, соответствующих обозначениям класса, типа, группы и вида нефти. При поставке нефти на экспорт к обозначению типа добавляется индекс "э". Структура условного обозначения нефти приведена на рисунке 1.1 [2]

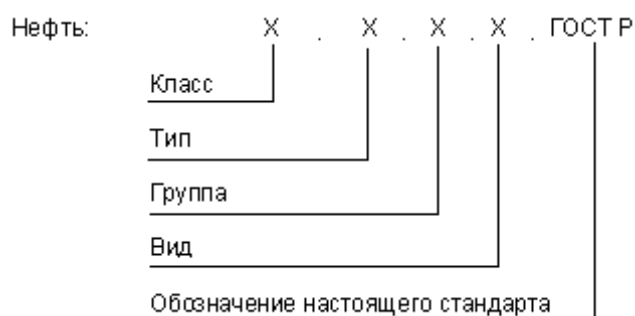


Рисунок 1.1 - Структура условного обозначения нефти

1.3 Способы стабилизации нефти

1.3.1 Стабилизация нефти перед транспортировкой и первичной переработкой

Нефть на промысле проходит первоначальную подготовку, прежде чем попасть на производство. При помощи газонефтяных сепараторов из нее удаляют легкие, газообразные составляющие. Это попутный нефтяной газ (ПНГ), состоящий преимущественно из метана, этана, пропана, бутана и изобутана, то есть из углеводородов, в молекулах которых содержится от одного до четырех атомов углерода (от CH_4 до C_4H_{10}). [3]

Газ необходимо отделять от нефти по следующим причинам:

1. Сокращаются потери, как газообразной части нефти, так и жидкой - легких бензиновых фракций.

2. Затруднения транспорта нефти (в трубопроводе возникает высокое давление, которое может привести к образованию газовой пробки, которое может привести к аварийной остановке насоса).

3. Перегонка нестабильной нефти содержащая большое количество растворенных газов, осуществляется со следующими трудностями: газ является причиной повышения давления в колонне; увеличивается линейная скорость паров в колонне и в результате чего: нарушается оптимальный технологический режим колонны, снижается безопасность работы, ухудшается качество получаемых нефтепродуктов, так как КПД ректификационных тарелок снижается.

Для освобождения нефти от попутного газа применяют следующие способы:

1. Сепарация или дегазация нефти;
2. Ректификация (фракционирование нефти).

1.3.2 Стабилизация нефти сепарацией

В процессе подъёма жидкости - смеси нефти, газа и воды - по скважине и ее транспортировки по трубопроводу до центрального пункта сбора и подготовки нефти, давление постепенно снижается, и из нефти выделяется газ. Объем выделившегося газа по мере снижения давления в системе увеличивается и превышает объем жидкости, поэтому их совместный сбор и хранение при низких давлениях является нецелесообразным. Необходимо осуществлять отдельный сбор и хранение нефти и газа. Отделение газа от нефти начинают с применением сепарации (дегазации) нефти.

Дегазация нефти - удаление из добываемой нефти растворённых в ней низкомолекулярных углеводородов - метана, этана и частично пропана, а также сероводорода, азота и углекислого газа. Осуществляется при конкретном давлении и температуре.

Дегазацию нефти осуществляют в газосепараторах. В сепараторе осуществляется процесс однократного испарения. На рисунке 1.2 представлен

пример одного из сепараторов ряда НГС, которые широко применяются в нефтепромысловой практике.

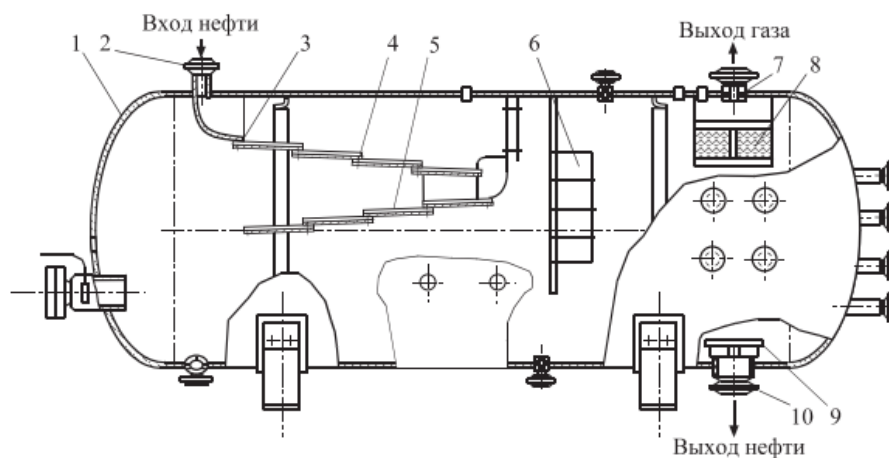


Рисунок 1.2 - Горизонтальный газосепаратор типа НГС

1 - корпус; 2 - патрубок для входа нефти; 3 - распределительные устройства; 4,5 - желоба; 6 - вертикальный сетчатый отбойник; 7 - патрубок для выхода газа; 8 - горизонтальный отбойник; 9 - диск; 10 - патрубок выхода нефти.

Нефтегазовая смесь поступает в сепаратор через входной патрубок 2, где меняет свое направление на 90° . Далее данная смесь с помощью распределительного устройства 3 последовательно направляется по верхним наклонным желобам 4, а затем в нижние желоба 5. Во время движения смеси по наклонным желобам, из нее выделяется газ, который сначала проходит вертикальный каплеотбойник 6, а затем попадает в горизонтальный каплеотбойник 8. С помощью каплеотбойников осуществляется очистка газа от капельной жидкости на 99%. Выделившийся в сепараторе газ через патрубок 7, задвижку и регулирующий клапан отводится в газосборную сеть. Скопившаяся нефть в нижней части сепаратора, через выходной патрубок выводится из сепаратора. Для устранения возможности волокнообразования и попадания газа в выходную линию над патрубком вывода нефти устанавливают диск 9. После сепарации нефть, скопившаяся в нижней части сепаратора, через выходной патрубок 10 направляется на последующую сепарацию.

Нефтегазовые сепараторы имеют три секции: разделительную, осадительную и отбойную.

В разделительной секции происходят отделение от жидкости основной массы свободного газа и выделение из нее растворенного и окклюдированного газа. Это достигается при помощи различных устройств, обеспечивающих или оптимальную скорость вращения газожидкостного потока, или достаточно высокую поверхность раздела фаз, что достигается оптимальным распыливанием жидкости и стеканием ее тонким слоем по стенкам сепаратора или по специальным наклонным полкам и насадкам. Вместе с тем необходимо обеспечить достаточное время пребывания нефти в сепараторе.

В осадительной зоне поднимающийся газ освобождается от крупных частиц жидкости под действием гравитационных сил.

В отбойной зоне происходит окончательная отделение нефтяного газа от мелких частичек жидкости под влиянием сил инерции, проявляющихся при резком изменении направления потока и его прохождении между отбойными пластинами, а также сил адгезии, проявляющихся в прилипании капелек жидкости к поверхности сеточных, насадочных и других отбойников.

Процесс отделения попутного газа и легких углеводородов от нефти осуществляется по причине снижения давления при движении нефти по скважине, в трубе до газосепараторов и резервуарах. Вывод отсепарированного газа осуществляют в ступенях сепарации - газосепараторах и резервуарах. Число ступеней сепарации нефти на практике равно двум или трем. Ступенями сепарации являются газосепараторы и резервуары. На входе в газосепаратор нефть состоит из жидкой и газовой фазы. В газосепараторе происходит отделение свободного газа, составляющего основную массу сопутствующего газа и газа выделившегося в результате перепада давления. Остаточное содержание газа в нефти составляет 3 - 6% масс. [4]

Чаще применяют горизонтальные сепараторы, которые имеют следующие достоинства: повышенная пропускная способность, лучшее

качество сепарации нефти, простота в техническом обслуживании и осмотре в сравнении с вертикальными сепараторами.

В настоящее время выпускают двухфазные и трехфазные горизонтальные сепараторы. Трехфазные применяют для деления газа (одна фаза) от нефти (вторая фаза) и сброса свободной воды (третья фаза).

Как правило, используют многоступенчатую сепарацию (дегазацию), так как большое давление сопровождается большим уносом бензиновых фракций потоком газа.

Нефтегазовую смесь из скважины направляют в водоотделитель, а затем в газосепаратор высокого давления, в котором из нефти выделяется основная масса газа.

Число ступеней сепарации нефти зависит от давления нефти, содержания и состава газа, требуемого давления насыщенных паров стабильной нефти. Нефть из сепаратора высокого давления поступает в сепараторы среднего и низкого давления для окончательного отделения газа. Схема трехступенчатой сепарации представлена на рисунке 1.3.

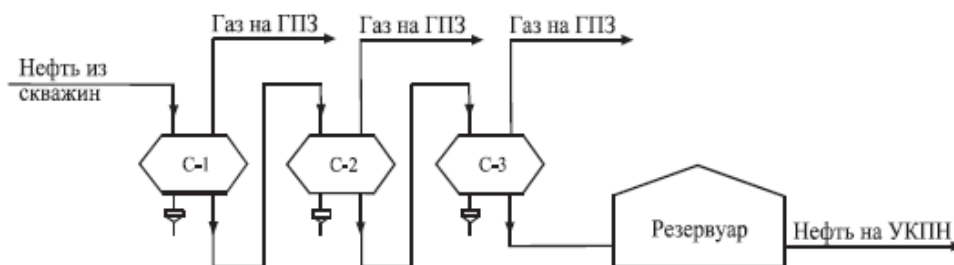


Рисунок 1.3 - Принципиальная технологическая схема промышленной трехступенчатой сепарации нефти

С-1 - газосепаратор первой ступени; С-2 - газосепаратор второй ступени;
С-3 - газосепаратор третьей ступени; Р-1- резервуар сырой нефти УКПН.

Нефть после двухступенчатой сепарации (дегазации) обычно содержит 3 - 6 % об. растворенных газов. Дегазацию нефти в одну ступень обычно не осуществляют, поскольку много газа остается в нефти и теряется много

легкого бензина. Многоступенчатая дегазация нефти позволяет существенно уменьшить потери бензиновых фракций. [5]

1.3.3 Стабилизации нефти ректификацией

Более полное выделение газа из нефти и получение нефти с необходимым давлением насыщенных паров осуществляется в ректификационной колонне (рисунок 1.4).

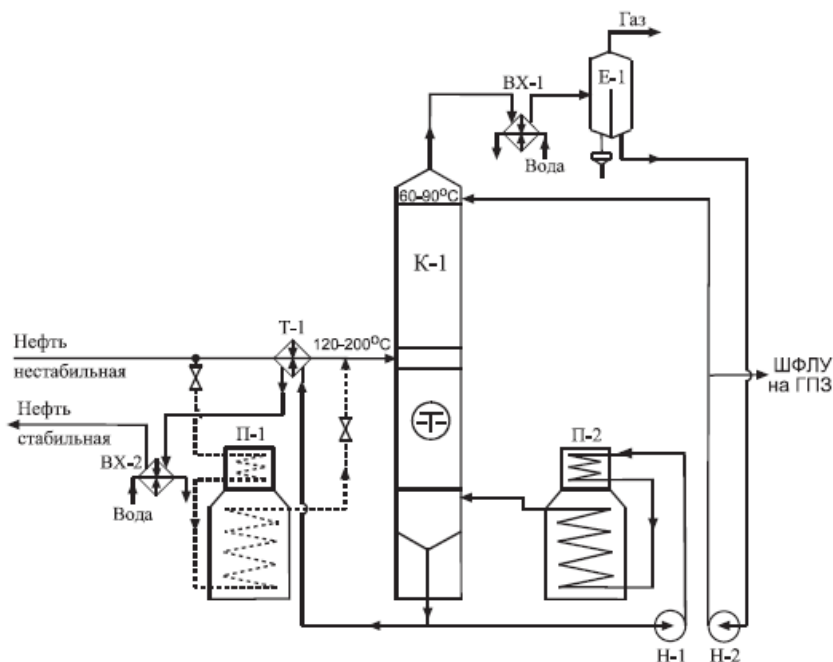


Рисунок 1.4 - Схема установки стабилизации нефти ректификацией в одной колонне

Условия эксплуатации стабилизационной колонны:

- температура нефти на входе составляет 120 - 200° С;
- температура в верхней части колонны 60 - 90° С;
- температура в нижней части колонны 150 - 225° С;
- давление - в пределах 0,6 - 1,2 МПа.

Особенности установки:

1) Повышенное давление в колонне способствует конденсации легких углеводородов - пропана и бутанов - и паров бензиновых фракций в конденсаторах - холодильниках;

2) Емкость орошения колонны стабилизации является одновременно газоводоотделителем, чаще это вертикальный аппарат, который внизу разделен перегородкой. Из одной половины осуществляется дренаж воды с помощью регулятора уровня, из другой половины углеводородный конденсат забирается насосом.

1.3.4 Способы уменьшения потерь от испарений при хранении нефти

С целью снижения потерь нефти осуществляют различные организационно - технические мероприятия и применяются специальные технические способы, направленные на уменьшение потерь от испарения при хранении нефти не позволяют полностью их исключить. Это связано со свойствами хранимого продукта: высокая летучесть нефти, давление насыщенных паров, испаряемость легких фракций, вследствие чего остаточная часть сырья утяжеляется. Также на процесс испарения влияет изменение температуры и давления, из-за смены условий окружающей среды, в которой находится резервуар, а также с частотой операций по его опорожнению и наполнению.

Под технологическими потерями понимаются безвозвратные потери нефти (уменьшение ее массы), являющиеся следствием исходных ее физико-химических свойств, воздействия метеорологических факторов и степени совершенства используемых технологических процессов, технических средств и нефтесберегающих мероприятий при сборе, подготовке, транспортировке и хранении нефти. В технологические потери не входят операции при зачистке резервуара, ремонт, потери при авариях, и внутрипарковых перекачках [6].

В современной промышленности существует и рассматривается несколько основных методов уменьшения потерь нефти. В проведенном обзоре статей и патентов, для сокращения потерь нефти от испарения при их хранении в резервуаре используются разные способы.

1. Окраска наружной поверхности резервуара светоотражающей краской. Окрашивание резервуара является простым и доступным способом борьбы с потерями нефти и нефтепродуктов от испарения, не требующий больших затрат и доступен в любых климатических условиях. Также окраска резервуара защищает его от коррозии. Цвет окраски оказывает значительное влияние на нагрев стенок и крыши резервуаров, соответственно, и на нагрев нефти и нефтепродуктов, и как следствие, на объем потерь нефти и нефтепродуктов.

Эффективность двухсторонней окраски наружной и внутренней поверхностей резервуара может достигать 65%, и предотвращает большое количество потерь нефти. Также для уменьшения выбросов эффективно применять лучеотражающей краски. Наиболее распространенными теплоотражающими красками являются белые и алюминиевые. Белая краска является эффективной, так как она в большей степени отражает тепловые лучи (инфракрасную часть спектра). Срок службы алюминиевой краски около года. Также, при существующей технологии нанесения алюминиевой краски окрашенная поверхность имеет развитую шероховатость. И как следствие, на внешней поверхности резервуара скапливается пыль и грязь, которые зачерняют поверхность, обуславливая интенсивный разогрев солнечными лучами.

Зарубежные нормативы запрещают прямой контакт нефтепродуктов с незащищенной внутренней поверхностью, в отличие от российских правил. Основными критериями необходимости защиты внутренней поверхности резервуаров лакокрасочными покрытиями являются: сохранение чистоты и качества нефтепродуктов, защита металла резервуаров от коррозии и обеспечение экологической чистоты при хранении нефтепродуктов. Практический опыт работы зарубежных предприятий показал, что при зачистке резервуаров, имеющих внутреннее защитное покрытие, количество грязи, извлекаемой из них, оказывается в 2 - 3 раза меньше, чем в незащищенном резервуаре.

Для противокоррозионной защиты резервуаров и эффективного лучеотражения применяются покрасочные материалы как отечественного, так и импортного производства. Такие как: эмали ПФ - 115 и «Эвикор», краски «Серебрянка», «Тиккурила» и «Стилпейнт». Выбор покрасочного материала определяется агрессивностью среды, в которой будет эксплуатироваться защитное покрытие, а также сроком службы покрытия. Лучшими красками являются импортные так как содержат железную слюдку, благодаря которой краска образует очень плотную и износостойкую пленку. За счет такой пленки обеспечивается высокий срок службы краски и возможность ее подновления. Также для повышения эффективности окраски рекомендуется пескоструйная обработка. [7, 8, 9, 10]

2. Для сокращения потерь нефти используются плавающие крыши или понтоны. Понтоном называют жесткую конструкцию в форме диска, которая закрывает не менее 90% поверхности нефтепродукта. Изготавливаются из газонепроницаемого материала, снабжен затвором, уплотняющим зазор между диском и стенкой резервуара. Плавающие устройства на поверхности жидкости, движутся вместе с ней вверх - вниз и создают достаточную изоляцию нефти и нефтепродуктов от внешней воздушной среды. Потери углеводородов при их использовании уменьшаются на 70 - 80%. Их применение встречается в крупных резервуарных парках магистрального транспорта нефти и на базах хранения и поставки нефтепродуктов, и при использовании резервуаров значительных объемов (РВС - 5000 - 20000).

Различают понтоны, изготовленные из металлических и синтетических материалов. Металлические понтоны конструктивно мало отличаются от плавающих крыш. Понтон для вертикального резервуара представлен на рисунке 1.5.

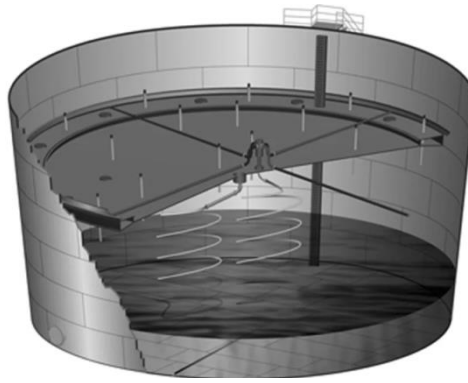


Рисунок 1.5 - Понтон для вертикального резервуара

Синтетический понтон состоит из кольца жесткости с сеткой, опирающегося на поплавки и покрытого ковром из непроницаемой для паров пленки. Синтетические понтоны в отличие от металлических практически непотопляемы, монтируются в действующих резервуарах без демонтажа части кровли или корпуса и без применения огневых работ.

Их можно собирать в действующих резервуарах без демонтажа части кровли или корпуса. У них значительно меньше масса и небольшой расход металла.

При наличии резких температурных изменений в процессе хранения нефти и нефтепродукта, связанных с операциями заполнения и опорожнения, а также при суточных колебаниях температуры в качестве полимерных материалов используют композиционные полимерные материалы, например полиамид, которые имеют многослойную структуру, позволяющую защищать хранимый продукт при больших скачках температур в резервуаре. Для получения более прочной пленки, способной защищать продукт от испарения при резких температурных изменениях в резервуаре, используют разделительную формирующую головку.

Таким образом, использование данного способа позволит существенно понизить степень испарения за счет увеличения надежности герметизации зазора между стенкой резервуара и краем понтона.

Способ предохранения нефти и нефтепродуктов от испарения при хранении в резервуаре, заключающийся в установке в резервуаре понтона,

выполненного в виде полой оболочки, облегающего внутреннюю поверхность резервуара, в которой создается давление и поддерживается постоянным в процессе заполнения и опорожнения резервуара, отличающийся тем, что зазор между краем понтона и стенкой резервуара заполняют эластичным полимерным материалом с помощью экструдера.

- В качестве полимерных материалов используют композиционные полимерные материалы.
- Распределение эластичного полимерного материала осуществляют в несколько слоев.

Кроме сокращения потерь от испарения продуктов хранения, использование понтонов способствует повышению уровня пожарной безопасности и взрывобезопасности при эксплуатации резервуаров.[8, 11, 12, 13]

3. *Диски - отражатели* - это препятствие в форме диска, устанавливаемое на некотором расстоянии под монтажными патрубками дыхательной арматуры (рис. 1.6).



Рисунок 1.6 - Диск - отражатель

Предназначены для уменьшения потерь нефти при сбросе дыхательными клапанами избыточного давления в резервуарах с нефтью. Механизм сокращения потерь состоит в том, что диск - отражатель, подвешенный под монтажным патрубком дыхательного клапана, не дает струе входящего в резервуар воздуха свободно распространяться вглубь газового

пространства, изменяет ее направление с вертикального на почти горизонтальное. Поэтому перемешивание паровоздушной смеси в основном происходит в слоях, примыкающих к кровле резервуара. Наиболее насыщенные слои газового пространства, расположенные у поверхности продукта, почти не участвуют в процессе конвективного перемешивания. Таким образом, диск - отражатель уменьшает концентрацию паров и потери от испарения.

Предохранительные клапаны (рисунок 1.7) предназначены для регулирования давления в газовом пространстве резервуара при неисправности дыхательного клапана, а также в случае, если проходное сечение дыхательного клапана окажется недостаточным для быстрого пропускания газа или воздуха.



Рисунок 1.7 - Общий вид предохранительного клапана

Предохранительные клапаны устанавливают параллельно с дыхательными (механическими). Предохранительные клапаны рассчитаны на избыточное давление 0,04 кПа и разрежение 0,033 кПа, т.е. большее, чем дыхательные клапаны. Предохранительные клапаны устанавливают на крыше резервуара над огневым предохранителем. [7,13,14]

4. Применение системы улавливания легких фракций (УЛФ). Система улавливания легких фракций - это совокупность технологического оборудования, обеспечивающая отбор и утилизацию легких фракций нефти и нефтепродуктов при повышении давления в газовом пространстве резервуара до того, как произойдет их «выдох» в атмосферу.

Под утилизацией понимается либо накопление паровоздушной смеси с целью последующего ее возврата в газовое пространство резервуара, либо отделение углеводородов от нее, либо реализация смеси потребителям.

При использовании данной системы достигается значительно снижение потерь. Также затраты на установку газовых обвязок достаточно невелики. Все резервуары объединяются в одну общую газоуравнительную систему. Если в резервуарном парке операции по приему и отпуску нефти почти не совпадают, то к газовой обвязке подключают специальный газосборник. На рисунке 1.8 показана принципиальная схема газовой обвязки резервуаров, подключенной с транспортной емкостью, состоящей из газоуравнительной обвязки соединенной с транспортной емкостью.

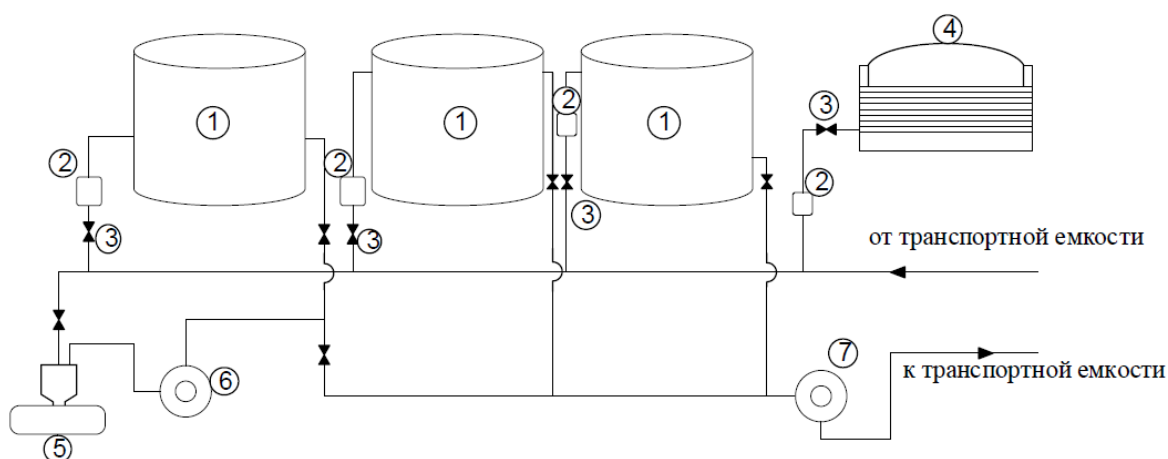


Рисунок 1.8 - Схема газовой обвязки резервуаров, подключенных к транспортной емкости

1 - резервуар, 2 - огневой предохранитель, 3 - запорная задвижка; 4 - газосборник, 5 - сборник конденсата, 6 - насос для откачки конденсата, 7 - насос для налива/слива нефтепродукта.

Для улавливания паров нефтепродуктов, выделяющихся из резервуаров и при сливо - наливных операциях, применяются установки различного типа. Можно выделить следующие технологии, на этапе подготовки нефти:

Компрессионный метод. Сущность метода заключается в компримировании отобранной из емкостей парогазовой смеси с целью ее аккумуляции или реализации (в сжиженном или газообразном состоянии). По способу компримирования эти системы делятся на эжекторные и компрессорные. Рабочей средой в эжекторах является жидкость (техническая вода, углеводороды) или газ. Соответственно они называются жидкостно-газовыми (ЖГЭ) или газ - газовыми эжекторами (ГГЭ). Компрессорные системы классифицируются по типу используемых компрессоров (поршневые, винтовые, роторные, ротационные).

Принцип действия эжекторов заключается в частичной передаче кинетической энергии от рабочего тела подсосываемому (эжектируемому) газу в камере смещения потоков и последующем восстановлении давления смеси «рабочее тело - газ» в диффузоре. При использовании ГГЭ разделение смеси, как правило, не производят. Если же газ компримируется с помощью ЖГЭ, то полученная смесь разделяется в специальной емкости, а рабочая жидкость используется вновь.

Сжатие паровоздушной смеси с помощью компрессоров опасно, так как это может привести к взрыву и пожару. На рисунке 1.9, показана принципиальная схема компрессорной системы УЛФ, в которой исключается попадание воздуха в ГП резервуаров при снижении давления в нем. Это достигается тем, что в ГП подается углеводородный газ из специального газопровода 8. При создании в ГП вакуума около 100 Па по сигналу датчика вакуума 4 открывается клапан 7 и через регулятор давления 6 типа «после себя» углеводородный газ поступает в резервуар 1. Подача газа прекращается при повышении давления до атмосферного по сигналу того же датчика закрытием клапана 7.

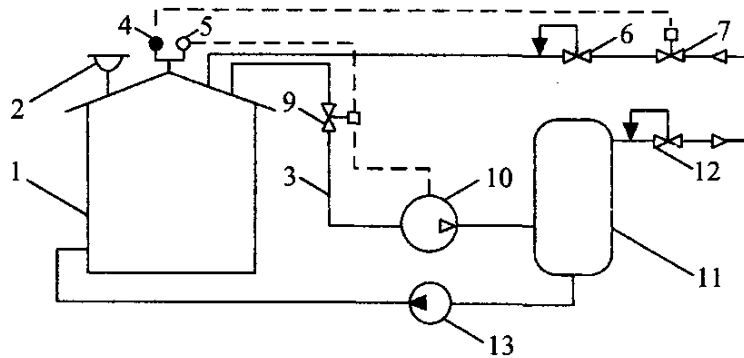


Рисунок 1.9 - Компрессорная система УЛФ разомкнутого типа (с подпиткой углеводородным газом)

1 - резервуар с нефтью (нефтепродуктом); 2 - дыхательный клапан; 3 - газовая обвязка; 4 - датчик вакуума; 5 - датчик давления; 6 - регулятор давления типа «после себя»; 7,9 - отсечные клапаны; 8 - газопровод; 10 - компрессор; 11 - емкость; 12 - регулятор давления типа «до себя»; 13 - насос.

При повышении избыточного давления в ГП резервуара 1 до 1000 Па по сигналу датчика давления 5 открывается клапан 9 и включается компрессор 10. При сжатии часть углеводородов из газовой смеси конденсируется. Конденсат отделяется в емкости 11 и затем возвращается в резервуар 1 насосом 13. Несконденсировавшиеся углеводороды через регулятор давления 12 типа «до себя» подаются в газопровод 8.

Преимущество метода - осуществление сбора и транспортирование газа. Также нет необходимости использовать адсорбенты и абсорбенты. Недостатком является высокие энергетические затраты на сжатие.

Адсорбционный метод. Процесс осуществляется по следующей схеме:

- 1) насыщение (адсорбция) угля углеводородами;
- 2) отгонка (десорбция) поглощенных фракций перегретым водяным паром;
- 3) сушка активированного угля нагретым до 120 - 130 °С воздухом;
- 4) охлаждение холодным воздухом.

В адсорбционной системе фирмы «Dow Chemical» роль адсорбента выполняет шариковая сополимерная насадка (рисунок 1.10). Диаметр шариков около 2мм, удельная площадь поверхности контакта 400 м²/г. Адсорбент обладает гидрофобными свойствами, и поэтому молекулы органических веществ прочно удерживаются на нем под действием вандер - ваальсовых сил. Теплота адсорбции невелика, поэтому регенерация насадки (десорбция органических веществ) осуществляется при ее продувке воздухом, нагретым острым паром.

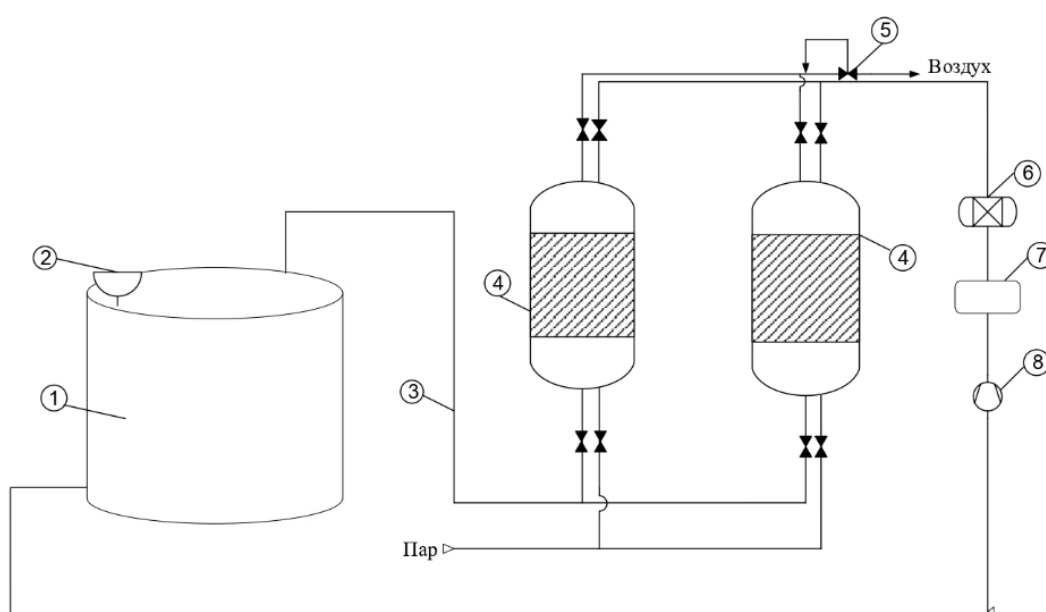


Рисунок 1.10 - Адсорбционная система УЛФ

1- резервуар с бензином; 2 - дыхательный клапан; 3 - газовая обвязка; 4 - адсорбер; 5 - регулятор давления типа «до себя»; 6 - холодильник; 7 - конденсатосборник; 8 - насос для откачки конденсата.

Десорбция поглощенных углеводородов производится паром при давлении 0,3 МПа. Пары бензина и воды при температуре не менее 105 °С выводятся из адсорбера в холодильник, где происходит конденсация основной части водяных паров. После отделения капельной влаги в сепараторе паровая фаза снова конденсируется в холодильнике и повторно сепарируется.

Рекуперированный бензин насосом откачивается в цистерну или резервуар с товарным бензином.

Достигаемая степень очистки паровоздушной смеси от углеводородов составляет 90 %. Однако требуется сложное аппаратное оформление. Кроме того, необходимость периодического вывода колонны на регенерацию и охлаждение адсорбента обуславливает потребность в увеличении их числа сверх расчетного, по крайней мере, в 1,5 раза.

К достоинствам этого метода относятся: высокая степень очистки; способность обрабатывать малонасыщенные пары. Но в данном методе высокая стоимость оборудования, дополнительная сопровождающая аппаратура (увеличивается расход энергопотребления и занимаемая площадь системы). Требуется периодическая замена активированного угля и его последующая утилизация. Необходима очистка серы из адсорбера или применение импрегнированных углей. Поддерживание работоспособности активированного угля очисткой от влаги и аэрозолей.

Криогенный метод. Преимуществом является, что в оборудовании нет механических движущихся частей и электрических агрегатов, низкая степень взрывопожароопасности, нет необходимости дополнительных энергоресурсов. Недостатки: в установке происходит вымораживание влаги на теплообменной поверхности и замерзание её в «мёртвых» зонах, необходима поставка жидкого азота. Требуется специально подготовленный персонал, стоимость затрат выше стоимости полученного конденсата.

Абсорбционный метод. Достоинства метода - низкая энергоемкость процесса, безопасность аппаратного оформления, высокая полнота улавливания легких фракций углеводородов. Однако, система улавливания громоздкая, имеет большое сопротивление по рабочему тракту при применении классических абсорбционных аппаратов.

Принципиальная схема приведена на рисунке 1.11. Она включает резервуар с бензином 1, снабженный дыхательным клапаном 2, который посредством газовой обвязки 3 связан с адсорбером 4. При повышении

давления в ГП резервуара паровоздушная смесь поступает в нижнюю часть абсорбера и движется вверх по каналам, образованным в нем специальными насадками (кольца Ришига и т.п.). Навстречу ПВС, сверху вниз, движется абсорбент - низколетучий поглотитель (керосин, дизельное топливо и т.п.). Для этого абсорбент из емкости 5 забирается насосом 6 и распыляется через форсунки 7. На поверхности насадок образуется тонкая пленка абсорбента, которая поглощает углеводороды из ПВС. В абсорбере поддерживается противодействие с помощью регулятора давления 8 типа «до себя». Отработанный (насыщенный) абсорбент периодически сбрасывается в емкость 9 и проходит регенерацию (на рисунке не показана).

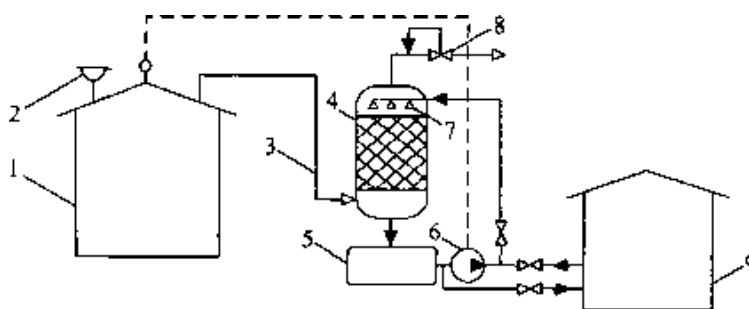


Рисунок 1.11 - Абсорбционная система УЛФ

1 - резервуар с бензином; 2 - дыхательный клапан; 3 - газовая обвязка; 4 - абсорбер; 5 - емкость для абсорбента; 6 - насос; 7 - форсунки; 8 - регулятор давления типа «до себя»; 9 - емкость для отработанного (насыщенного) абсорбента; 10 - датчик давления.

Дыхательный клапан 2 играет роль предохранительного. Степень отбора углеводородов абсорбентом из ПВС (степень улавливания) зависит от соотношения расходов «жидкость - газ», а также линейной скорости фаз. При благоприятных условиях она составляет около 60%. Чтобы насос 6 не работал непрерывно, абсорбционная система УЛФ оснащается датчиком 10, который подает сигнал включения насоса при избыточном давлении в ГП около 1000 Па, а впоследствии отключает его. Достаточно сложной и энергоемкой

является система регенерации абсорбента. Все это ведет к удорожанию рассматриваемой системы.

Мембранный метод. Эффективность данного метода может достигать 80%. Но является сложным и дорогим в исполнении при зависимости от возможности приобретения дорогих мембран требуемой селективности и проницаемости. Целью сравнения и исследования методов сокращения потерь углеводородного сырья являлось выявление оптимального способа при высокой степени улавливания и сравнительно небольшими затратами на эксплуатацию и размещение оборудования. Очевидно, что более эффективными по снижению выбросов в атмосферу паров нефтепродуктов являются установки улавливания легких фракций (УЛФ).

Применение системы улавливания легких фракций дает возможность: получить дополнительную прибыль в результате сокращения потерь от испарения легких углеводородов из резервуаров; уменьшить экологический ущерб для воздуха в районе резервуарного парка; сохранить свойства нефти неизменными; снизить степень взрывопожароопасности, уменьшить коррозию крыш резервуаров благодаря сокращению концентрации воздуха в газовом пространстве резервуара. [16, 17, 18]

Таким образом, рассмотрев литературу, патентную документацию пришли к выводу, что максимально эффективным методом является метод системы УЛФ. Данный метод обеспечивают большее сокращение потерь, чем традиционные средства (понтонные, плавающие крыши, окрашивание резервуаров).

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

Основная цель данного раздела - оценить перспективность развития и планировать финансовую и коммерческую ценность конечного продукта, представленного в рамках исследовательской программы. Коммерческая ценность определяется не только наличием более высоких технических характеристик над конкурентными разработками, но и тем, насколько быстро разработчик сможет ответить на следующие вопросы - будет ли продукт востребован на рынке, какова будет его цена, каков бюджет научного исследования, какое время будет необходимо для продвижения разработанного продукта на рынок.

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

- Оценка коммерческого потенциала разработки.
- Планирование научно-исследовательской работы;
- Расчет бюджета научно-исследовательской работы;
- Определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

Цель данной ВКР - исследование снижения потерь нефти различными мероприятиями с применением специальных технических способов, направленных на уменьшение потерь от испарения при хранении нефти.

3.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

3.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования

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

Целевой рынок - сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка - это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

Сегментирование - это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга). Можно применять географический, демографический, поведенческий и иные критерии сегментирования рынка потребителей, возможно применение их комбинаций с использованием таких характеристик, как возраст, пол, национальность, образование, любимые занятия, стиль жизни, социальная принадлежность, профессия, уровень дохода.

Целесообразно выбрать два наиболее значимых критерия: размер компании и отрасль, по которым будет производиться сегментирование рынка.

Таблица 3.1 - Карта сегментирования рынка

		Отрасль	
		Газодобывающие предприятия	Нефтегазодобывающие предприятия
Размер компании	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		

	Роснефть		Газпром		Нортгаз		РуссНефть
--	----------	--	---------	--	---------	--	-----------

Как видно из таблицы 3.1, наиболее перспективным сегментом в отраслях газодобычи и нефтедобычи для формирования спроса является сегмент крупных и средних нефтедобывающих компаний.

3.1.2 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 конкурентам.

Основные направления деятельности Института химии нефти СО РАН включают химию нефтей России, состав, строение, свойства, процессы и механизмы превращения нефтей, поверхностные явления, научные основы способов повышения нефтеотдачи и переработки углеводородного сырья. Лаборатория реологии нефти Института химии нефти СО РАН, в которой проводилась данные исследования, предлагает услуги по исследованию нефтей, в частности, реологических характеристик нефтей, исследования поведения нефти при ее магнитной обработке, низкочастотной акустической обработке и другие. Институт оказывает услуги по анализу нефтей и нефтепродуктов в соответствии ГОСТам в лаборатории углеводородов (аттестат № РОСС RU. 0001/510476), анализу объектов окружающей среды в лаборатории анализа окружающей среды (аттестат № РОСС RU.0001/510337).

По разработкам Института производятся приборы для научных исследований и контроля качества нефтепродуктов, станции очистки воды от нефти и нефтепродуктов, светокорректирующие полимерные пленки для сельского хозяйства, нефтепоглощающие материалы для ликвидации разливов нефти, лечебно - косметическая продукция из природного сырья.

В настоящий момент в России, в частности в г. Томске, можно выделить два наиболее влиятельных научных предприятия - конкурентов в области реологии нефти, занимающихся анализом нефтепродуктов, изучением влияния химического и физического воздействия на реологические и энергетические параметры нефтей: ОАО «ТомскНИПИнефть», ООО «Научно-технологический центр ОЙЛТИМ».

В таблице 3.2 приведена оценочная карта, включающая конкурентные технические разработки в области улучшения улавливания легких фракций углеводородов.

Таблица 3.2 - Оценочная карта

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 разработки							
1. Эффективность исследования	0,3	5	4	4	1,5	1,2	1,2
2. Адекватность разработки	0,3	5	5	4	1,5	1,5	1,2
Экономические критерии оценки эффективности							
3. Цена	0,2	5	4	2	1	0,8	0,4
4. Конкурентоспособность продукта	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
5. Финансирование научной разработки	0,1	4	5	5	0,4	0,5	0,5
Итого:	1				4,9	4,4	3,7

Б_ф - продукт проведенной исследовательской работы;

Б_{к1} - ОАО «ТомскНИПИнефть»

Б_{к2} - «Научно-технологический центр ОЙЛТИМ».

Таким образом, на основании таблицы 3.2 можно сделать вывод, что результаты, полученные в ходе исследовательской работы, могут составить серьезную конкуренцию уже имеющимся на российском рынке методикам. Главными преимуществами, изученного метода является довольная высокая производительность прибора, его эффективность и срок службы при относительно низкой цене.

3.1.3 SWOT - анализ

Для исследования внешней и внутренней среды проекта, в этой работе проведен SWOT - анализ с детальной оценкой сильных и слабых сторон исследовательского проекта, а также его возможностей и угроз.

Первый этап, составляется матрица SWOT, в которую описаны слабые и сильные стороны проекта и выявленные возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

– Сильные стороны проекта

Модель для оптимизации производственного процесса помимо возможности предсказания технологических параметров, также позволяет исследовать изменения в технологии при модификации ведения самого процесса, например, как на систему повлияет увеличение температуры до которой подогревается нефть или какое оптимальное соотношение воздуха и газа необходимо подавать для наиболее полного протекания процесса сгорания.

– Слабые стороны

Минусом данной модели является сложность учета всех технологических особенностей процесса подготовки нефти, особенно установок, на которые нет проектной документации, построенных в прошлом веке, что по итогу может привести к неудовлетворительному описанию моделируемого объекта подготовки. Неадаптированность под отечественные стандарты, а также англоязычность интерфейса, что ограничивает круг потенциальных пользователей при самостоятельной разработки модели.

– Возможности

Системы улавливания легких фракций позволяют повысить экологические факторы реализации технологий хранения нефтей и нефтепродуктов. При этом, уменьшение испарение нефти при хранении позволяет увеличить доходность производства, путем уменьшения потерь нефти.

– Угрозы

Главной угрозой проекта является применение зарубежного оборудования и материалов, а также, отсутствие отечественных аналогов. При прекращении поставок оборудования в страну разработка технологии может потребовать срочную разработку новых материалов и оборудования.

В итоге составлена итоговая матрица SWOT - анализа, которая приводится бакалаврской работе, таблица 3.3.

Таблица 3.3 - Матрица SWOT - анализа

Сильные стороны	Слабые стороны
С ₁ . Повышение экологичности производства	Сл ₁ . Сложность технологии
С ₂ . Оптимизация расхода ресурсов	Сл ₂ . При реализации технологии используется зарубежное оборудование.
С ₃ . Исследование изменений в технологии при модернизации производства	Сл ₃ . Отсутствие адаптации под отечественные стандарты.
С ₄ . Оптимизация процесса хранения нефти	Сл ₁ . Сложность технологии
Возможности	Угрозы
В ₁ Увеличение доходности производства	У ₁ Отсутствие отечественных материалов и оборудования
В ₂ Уменьшение потерь нефти	У ₂ Отсутствие интереса со стороны потенциальных потребителей

На втором этапе, на основании матрицы SWOT строятся интерактивные матрицы возможностей и угроз, позволяющие оценить эффективность проекта, а также надежность его реализации. Соотношения параметров представлены в таблицах 3.4 - 3.7.

Таблица 3.4 - Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и сильные стороны»

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		С1	С2	С3	С4
	В1	-	+	-	-
	В2	+	+	+	-

Таблица 3.5 - Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и слабые стороны»

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	В1	+	-	+	+
	В2	+	+	0	+

Таблица 3.6 - Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и сильные стороны»

Сильные стороны проекта					
--------------------------------	--	--	--	--	--

Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	У1	-	0	-	+
	У2	0	-	-	-

Таблица 3.7 - Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и слабые стороны»

Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	-	+	-	-
	У2	-	0	0	-

Результаты анализа представлены в итоговую таблицу 3.8.

Таблица 3.8 - SWOT - анализ

Внутренняя среда Внешняя среда	Сильные стороны практико - ориентированного проекта С1. Повышение экологичности производства; С2. Оптимизация расхода ресурсов; С3. Исследование изменений в технологии при модернизации производства; С4. Оптимизация процесса хранения нефти	Слабы стороны практико - ориентированного проекта Сл1. Сложность технологии Сл2. При реализации технологии используется зарубежное оборудование. Сл3. Отсутствие адаптации под отечественные стандарты.
	Возможности: В1 Оптимизация процесса хранения нефти; В2 Уменьшение потерь нефти.	Используя реализованную технологию возможна оптимизация производства и улучшение экологических характеристик
Угрозы: У1 Отсутствие отечественных материалов и оборудования; У2 Отсутствие интереса со стороны потенциальных потребителей.	Сложность внедрения технологии на уже действующих производствах.	Прекращение поставок материалов и оборудования в страну.

Результаты SWOT - анализа учитываются при разработке структуры работ, выполняемых в рамках практико - ориентированного проекта.

В результате SWOT - анализа показано, что на преимущества разрабатываемой технологии преобладают над ее недостатками. Данные недостатки, которые на данный момент на практике не устранены, но в теории

уже есть возможности для их устранения. Основные направления повышения конкурентоспособности проекта: проведение дополнительных научных исследований, использование новейшего оборудования ИЯТШ ТПУ и дальнейшее совершенствование технологии.

3.1.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На любой стадии жизненного цикла научной разработки полезно оценивать степень ее готовности к коммерциализации и уровень собственных знаний для ее проведения. В таблице 3.9 отразим показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта.

При проведении анализа по таблице по каждому показателю ставится оценка по пятибалльной шкале. Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i, \quad (3.1)$$

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

B_i - балл по i -му показателю.

Таблица 3.9 - Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
Определен имеющийся научно-технический задел	5	4
Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	5	4

продолжение Таблицы 3.9

Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	5	5
Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	5	5
Определены авторы и осуществлена охрана их прав	3	3
Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	4	4
Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	4	4
Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	2	2
Определены пути продвижения научной разработки на рынок	4	4
Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	4	4
Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	2	2
Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	3	4
Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	4	5
Имеется команда для коммерциализации научной разработки	5	5
Проработан механизм реализации научного проекта	5	5
ИТОГО БАЛЛОВ	60	60

Значение $B_{\text{сум}}$ позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Так как в данном случае, значение $B_{\text{сум}}$ получилось от 75 до 60, то такая разработка считается перспективной, а знания разработчика достаточными для успешной ее коммерциализации.

Данные исследования влияния депрессорных присадок и низкочастотного акустического воздействия на вязкостно - температурные и энергетические характеристики высокопарафинистых нефтей должны учитываться при разработке и эксплуатации месторождений

высокопарафинистых малосмолистых нефтей. Комплексные физико-химические методы могут находить свое применение при переработке сырья.

3.1.5 Методы коммерциализации результатов научно - технического исследования

На основании анализа методов коммерциализации проекта, а также с учётом степени готовности разработки, для успешного продвижения методов по сокращению потерь нефти и нефтепродуктов от испарения является инжиниринг, так как уже на данной стадии имеются предприятия - партнёры, заинтересованные в разработке и внедрении данного проекта.

3.1.6 Инициация проекта

В рамках процессов инициации определяются изначальные цели и содержание и фиксируются изначальные финансовые ресурсы. Определяются внутренние и внешние заинтересованные стороны проекта, которые будут взаимодействовать, и влиять на общий результат научного проекта. Данная информация закрепляется в Уставе проекта.

Устав проекта документирует бизнес - потребности, текущее понимание потребностей заказчика проекта, а также новый продукт, услугу или результат, который планируется создать.

Устав научного проекта имеет следующую структуру:

- **Цели и результат проекта.** В данном разделе приведем информацию о заинтересованных сторонах проекта, иерархии целей проекта и критериях достижения целей. Информацию по заинтересованным сторонам проекта представим в таблице 3.10.

Таблица 3.10 - Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидание заинтересованных сторон проекта
Министерство науки и образования РФ, грант Российского научного фонда (проект 15-13-00032)	Выполнения контрактных обязательств

В таблице 3.11 представим информацию о иерархии целей проекта и критериях достижения целей.

Таблица 3.11 - Цели и результат проекта

Цели проекта	Исследование снижения потерь нефти различными мероприятиями с применением специальных технических способов, направленных на уменьшение потерь от испарения при хранении нефти.
Ожидаемые результаты проекта:	Полученные результаты могут учитываться в эксплуатации и разработке резервуарных парков.
Критерии приемки результата проекта:	Снижение потерь при сборе, подготовке, транспортировке и хранении.
Требования к результату проекта:	<ul style="list-style-type: none"> - Низкие материальные и энергетические затраты; - расчет необходимых концентраций депрессорных присадок; - возможность применения комплексной физико - химической обработки; - выбросы вредных веществ в ПДК; - дополнительный доход в результате сокращения потерь нефти; - снизить экологический ущерб в воздухе рабочей среды; - сохранить свойства нефти неизменными; - снизить степень взрывопожароопасности.

• **Ограничения и допущения проекта.** Ограничения проекта - это все факторы, которые могут послужить ограничением степени свободы участников команды проекта, а так же «границы проекта» - параметры проекта или его продукта, которые не будут реализованы в рамках данного проекта. Ограничения проекта отображены в таблице 3.12

Таблица 3.12 - Ограничения проекта

Фактор	Ограничения/допущения
Бюджет проекта	
Источник финансирования	Министерство науки и образования РФ
Сроки проекта	
Дата утверждения плана управления проектом	01.10.2022
Дата завершения проекта	01.06.2022

3.2. Планирование научно - исследовательских работ

3.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса научно - исследовательских работ осуществляется в порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение количества исполнителей для каждой из работ;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для оптимизации работ удобно использовать классический метод линейного планирования и управления.

Результатом такого планирования является составление линейного графика выполнения всех работ. Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы, приведен в таблице 3.13.

Таблица 3.13 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Научный руководитель
	2	Календарное планирование выполнения НИР	Научный руководитель, инженер
Выбор способа решения поставленной задачи	3	Обзор научной литературы	Инженер
	4	Выбор методов исследования	Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Планирование эксперимента	Научный руководитель, инженер
	6	Подготовка материалов	Инженер
	7	Проведение эксперимента	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Обработка полученных данных	Инженер
	9	Оценка правильности полученных результатов	Научный руководитель, инженер
Оформление отчета по НИР	10	Составление пояснительной записки	Инженер

3.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

При проведении научных исследований основную часть стоимости разработки составляют трудовые затраты, поэтому определение трудоемкости проводимых работ является важным этапом составления бюджета.

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости использована следующая формула:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{мин}i} + 2t_{\text{макс}i}}{5}, \quad (3.2)$$

где $t_{\text{ож}i}$ - ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, человеко-дни;

$t_{\text{мин}i}$ - минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко - дни;

$t_{\text{макс}i}$ - максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко - дни.

Зная величину ожидаемой трудоемкости, можно определить продолжительность каждой i -ой работы в рабочих днях T_{pi} , при этом учитывается параллельность выполнения работ разными исполнителями. Данный расчёт позволяет определить величину заработной платы.

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i}, \quad (3.3)$$

где, T_{pi} - продолжительность одной работы, рабочие дни; $t_{\text{ож}i}$ - ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, человеко - дни; $Ч_i$ - численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой (3.3):

$$T_{\text{кл.инж}} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (3.4)$$

где, T_{ki} - продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;
 T_{pi} - продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;
 $k_{кал}$ - календарный коэффициент.

В 2022 году - $T_{кал} = 365$ дней, $T_{вых} = 118$ дней, $T_{пр} = 14$ дней.

Календарный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{кал.инж} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 118 - 14} = 1,48 \quad (3.5)$$

где, $T_{кал}$ - общее количество календарных дней в году; $T_{вых}$ - общее количество выходных дней в году; $T_{пр}$ - общее количество праздничных дней в году. Расчеты временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице 3.14.

Таблица 3.14 - Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{ожг}$, чел-дни			
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	3	-	5	-	3,8	-	3,8	6
2.Календарное планирование выполнения НИР	3	-	5	-	3,8	-	3,8	6
3.Обзор научной литературы	-	5	-	8	-	6,2	6,2	10
4.Выбор методов исследования	-	2	-	4	-	2,8	2,8	4
5.Планирование эксперимента	1	4	2	6	1,4	4,8	4,8	7

продолжение Таблицы 3.14

6.Подготовка материалов	-	4	-	6	-	4,8	4,8	7
7.Проведение эксперимента	-	12	-	18	-	14,4	14,4	21
8.Обработка полученных данных	-	8	-	12	-	9,6	9,6	15
9.Оценка правильности полученных результатов	1	2	3	4	1,8	2,8	2,8	4
10.Составление пояснительной записки		10		12	-	10,8	10,8	16
Итого:	7	48	14	73	9,8	58	62,8	94

Примечание: Исп. 1 – научный руководитель, Исп. 2 - инженер.

На основе таблицы составлен календарный план-график выполнения проекта с использованием диаграммы Ганта (таблица 3.10).

3.2.3 Структура работ в рамках научного исследования

На основе таблицы 3.6 составлен календарный план - график выполнения проекта с использованием диаграммы Ганта (таблица 3.15).

Таблица 3.15 - Календарный план-график проведения НИР

№	Вид работ	Исп	T_{ki} кал. дн.	Продолжительность работ												
				февр			март			апр			май			
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Исп1	6	▨												
2	Календарное планирование выполнения ВКР	Исп1 Исп2	6	▨												
3	Обзор научной литературы	Исп2	10		■											
4	Выбор методов исследования	Исп2	4			■										
5	Планирование эксперимента	Исп1 Исп2	7			▨ ■										
6	Подготовка материалов	Исп2	7				■									
7	Проведение эксперимента	Исп2	21					■	■	■						
8	Обработка полученных данных	Исп2	15								■	■				
9	Оценка правильности полученных результатов	Исп1 Исп2	4									▨ ■				
10	Составление пояснительной записки Обработка полученных данных	Исп2	16										■	■		

Примечание: ▨ - Исп. 2 (научный руководитель), ■ - Исп. 1 (инженер)

3.3 Бюджет научного исследования

При планировании бюджета научного исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов планируемых расходов, необходимых для его выполнения. В процессе формирования бюджета, планируемые затраты группируются по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- затраты на специальное оборудование для научных исследований
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

3.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно-заготовительные расходы (3 - 5 % от цены). В эту же статью включаются затраты на оформление документации (канцелярские принадлежности, тиражирование материалов). Результаты по данной статье заносятся в таблицу 3.16.

Таблица 3.16 - Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование	Марка, размер	Количество	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Нефть		10 (л)	20,87	208,7
Присадка	Difron 3004	1	3000	3000
Присадка	Flexoil 1470	1	7000	7000
Присадка	К 210	1	1500	1500
Всего за материалы				11708,7
Транспортно - заготовительные расходы (3 - 5%)				585,5
Итого по статье С _м				12294

3.3.2 Расчет амортизации специального оборудования

Расчет сводится к определению амортизационных отчислений, так как оборудование было приобретено до начала выполнения данной работы и

эксплуатировалось ранее, поэтому при расчете затрат на оборудовании учитываем только рабочие дни по данной теме.

Расчет амортизации проводится следующим образом:

Норма амортизации: рассчитывается по формуле:

$$H_A = \frac{1}{n}, \quad (3.6)$$

где, n - срок полезного использования в количестве лет.

Амортизация оборудования рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{H_A I}{12} \cdot m, \quad (3.7)$$

где, I - итоговая сумма, тыс. руб.; m - время использования, мес.

Таблица 3.17 - Затраты на оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во ед.	Срок полезного использования, лет	Время использования, мес.	НА, %	Цена оборудования, руб.	Амортизация
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Перестальтический насос	1	7	12	14	3451,0	604
2	Реовискозиметр	1	5	6	20	157475,81	15748
3	Измеритель низкотемпературных показателей нефтепродуктов	1	10	10	10	210000,0	17500
4	Вибрационное устройство (установка низкочастотного акустического воздействия)	1	10	10	10	39000,0	3250
Итого:		37102 руб.					

3.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно - технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из

трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы (размер определяется Положением об оплате труда). Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зн} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (3.8)$$

где, $Z_{осн}$ - основная заработная плата; $Z_{доп}$ - дополнительная заработная плата (12 - 20 % от $Z_{осн}$).

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя от предприятия рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (3.9)$$

где, $Z_{осн}$ - основная заработная плата одного работника; $Z_{дн}$ - среднедневная заработная плата работника, руб; T_p - продолжительность работ, выполняемых научно - техническим работником, раб. дни.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (3.10)$$

где, Z_m - месячный должностной оклад работника, руб.; M - количество месяцев работы без отпуска в течение года; при отпуске в 24 рабочих 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. дни.

В таблице 3.18 приведен баланс рабочего времени каждого работника НТИ.

Таблица 3.18 - Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные дни - праздничные дни	52/14	104/14
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	48/5	24/10
Действительный годовой фонд рабочего времени	246	213

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_b \cdot (1 + k_{np} + k_d) \cdot k_p, \quad (3.11)$$

где, Z_b - базовый оклад, руб.; k_{np} - премиальный коэффициент, (определяется Положением об оплате труда); k_d - коэффициент доплат и надбавок (в НИИ и на промышленных предприятиях - за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: определяется Положением об оплате труда); k_p - районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 3.19.

Таблица 3.19 - Расчет основной заработной платы исполнителей

Исполнители НИ	Z_{mc} , руб	k_{np}	k_d	k_p	Z_m , руб	$Z_{он}$, руб	T_p , раб.дн.	$Z_{осн}$, руб
Руководитель	26300	0,3	0,2	1,3	51285	2147,3	9,8	21043,5
Инженер	17000	0,3	0,2	1,3	33150	1743,1	58	101099,8
Итого:								122143,3

3.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Дополнительная заработная плата определяется по формуле:

$$\text{— для руководителя: } Z_{дон} = k_{дон} \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 21043,5 = 3156,5 \text{ руб.} \quad (3.12)$$

$$\text{— для инженера: } Z_{дон} = k_{дон} \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 101099,8 = 15164,9 \text{ руб.}, \quad (3.13)$$

где, $k_{дон}$ - коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимаем равным 0,15).

3.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле:

–для руководителя:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} (Z_{осн} + Z_{доп}) = 0,3 \cdot (21043,5 + 3156,5) = 7260 \text{ руб.} \quad (3.14)$$

–для инженера:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} (Z_{осн} + Z_{доп}) = 0,3 \cdot (101099,8 + 15164,9) = 34879,4 \text{ руб.}, \quad (3.15)$$

где, $k_{внеб}$ - коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд ОМС и социальное страхование). Общая ставка взносов составляет в 2022 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ).

3.3.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{накл} = k_{нр} \cdot (\text{сумма статей } 1 \div 5), \quad (3.16)$$

где $k_{нр}$ - коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов $k_{нр}$ допускается взять в размере 16%. Результаты расчета накладных расходов на НТИ приведены в таблице 3.15.

3.3.7 Бюджет 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. Определение бюджета затрат на научно - исследовательский проект приведен в таблице 3.20.

Таблица 3. 20 - Группировка затрат по статьям

Статьи							
1	2	3	4	5	6	7	8
Амортизация	Сырье, материалы	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого без накладных расходов	Накладные расходы	Стоимость бюджета
37102	12294	122143,3	18321,4	42139,4	232000,1	37120,0	269120,1

На основании полученных данных по отдельным статьям затрат составляется бюджет научного исследования приведенной в таблице 3.21. В таблице представлен бюджет, затрат двух конкурирующих научно-исследовательских проектов.

Таблица 3.21 - Группировка затрат по статьям

№	Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
		Текущий Проект	Аналог.1	Аналог.2	
1	Материальные затраты НИР	12294	13500	14600	Пункт 4.3.1
2	Затраты на специальное оборудование	37102	39864	44000	Пункт 4.3.2
3	Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	122143,3	122143,3	122143,3	Пункт 4.3.3
4	Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	18321,4	18321,4	18321,4	Пункт 4.3.4
5	Отчисления во внебюджетные фонды	42139,4	42139,4	42139,4	Пункт 4.3.5
6	Накладные расходы	37120	37754,9	38592,7	Пункт 4.3.6
Бюджет затрат НИР		269120,1	273723,0	274560,8	Сумма ст. 1- 6

На основании таблицы 3.21 можно сделать вывод, что основные затраты НТИ приходятся на специальное оборудование для проведения экспериментальных работ.

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

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

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (3.17)$$

где, $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ - интегральный финансовый показатель разработки; Φ_{ri} - стоимость i -го варианта исполнения; Φ_{max} - максимальная стоимость исполнения научно - исследовательского проекта.

$\Phi_{\text{текущ.проект}} = 269120,1$ руб, $\Phi_{\text{исп.}2} = 273723,0$ руб, $\Phi_{\text{исп.}3} = 274560,8$ руб.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\Phi}^{a1} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{269120,1}{274560,8} = 0,98; \quad I_{\Phi}^{a2} = \frac{273723,0}{274560,8} = 0,99; \quad I_{\Phi}^{a3} = \frac{274560,8}{274560,8} = 1,00.$$

В результате расчета консолидированных финансовых показателей по трем вариантам разработки вариант 1 считается более приемлемым с точки зрения финансовой эффективности.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов выполнения НИР (I_{ri}) определен путем сравнительной оценки их характеристик, распределенных с учетом весового коэффициента каждого параметра (таблица 4.22).

Таблица 4.22 - Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,1	5	3	3
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	5	4	4
3. Конкурентоспособность	0,15	5	4	4
4. Энергосбережение	0,20	5	4	4
5. Надежность	0,25	5	5	5
6. Материалоемкость	0,15	4	3	3
ИТОГО	1	4,85	4	4

$$I_{p-исп1} = 5*0,1 + 5*0,15 + 5*0,15 + 5*0,2 + 5*0,25 + 4*0,15 = 4,85;$$

$$I_{p-исп2} = 3*0,1 + 4*0,15 + 4*0,15 + 4*0,2 + 5*0,25 + 3*0,15 = 4,00;$$

$$I_{p-исп3} = 3*0,1 + 4*0,15 + 4*0,15 + 4*0,2 + 5*0,25 + 3*0,15 = 4,00.$$

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

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр}^{исп.i}}. \quad (3.18)$$

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

$$I_{финр}^{a1} = \frac{I_m^p}{I_\phi^p} = \frac{4,85}{0,98} = 4,95; \quad I_{финр}^{a2} = \frac{I_m^a}{I_\phi^a} = \frac{4}{0,99} = 4,04; \quad I_{финр}^{a3} = \frac{I_m^a}{I_\phi^a} = \frac{4}{1} = 4,00$$

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

Интегральный показатель эффективности определяет расчетную сравнительную эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{cp1} = \frac{I_i}{I_1} \quad (3.19)$$

$$\mathcal{E}_{cp1} = \frac{4,95}{4,95} = 1,00; \mathcal{E}_{cp2} = \frac{4}{4,95} = 0,81; \mathcal{E}_{cp3} = \frac{4}{4,95} = 0,81$$

Далее интегральные показатели эффективности каждого варианта НИР сравнивались с интегральными показателями эффективности других вариантов с целью определения сравнительной эффективности проекта (таблица 3.23).

Таблица 3.23 - Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,98	0,99	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,95	4,04	4
3	Интегральный показатель эффективности	4,95	4	4
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,81	0,81

Сравнительный анализ интегральных показателей эффективности показывает, что предпочтительным является разработка по текущему проекту исполнения, так как данный вариант исполнения является наиболее экономичным и ресурсоэффективным.

Выводы по разделу

В результате выполнения целей раздела можно сделать следующие выводы:

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

2. В ходе планирования для руководителя и инженера был разработан график реализации этапа работ, который позволяет оценивать и планировать рабочее время исполнителей. Определено следующее: общее количество календарных дней для выполнения работ составляет 94 дней; общее количество

рабочих дней, в течение которых работал инженер, составляет 58 дней; общее количество рабочих дней, в течение которых работал руководитель, составляет 10 дней;

3. Для оценки затрат на реализацию проекта разработан проектный бюджет, который составляет 269120,1руб;

Результат оценки эффективности ИР показывает следующие выводы:

1) значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,98, что является показателем того, что ИР является финансово выгодной по сравнению с аналогами;

2) значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,95 по сравнению с 4,04 и 4,00;

3) значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 4,95 по сравнению с 4,00 и 4,00 и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе был произведен анализ и сравнение различных средств сокращения потерь нефти от испарения из резервуаров с использованием различных статей и патентов. Предложено внедрение системы сокращения потерь нефти из резервуара с использованием управляемой камеры, заполняемой азотом.

Выполнен расчет:

- большого дыхания резервуара, потери составили 6343,389 кг;
- малого дыхания резервуара, потери составили 385,008 кг;
- газоуравнительной камеры, геометрические параметры: диаметр гофры 39,7м, максимальный объем гофры 20599,7 м³, объем УК 22754,7 м³;
- верхнего аварийного уровня нефти 16,150 м; верхнего допустимого уровня нефти 16,064 м; верхнего нормативного уровня нефти 15,804 м; нижнего нормативного уровня нефти 1,669 м; нижнего допустимого уровня нефти 1,461 м; нижнего аварийного уровня нефти 1,375 м в РВС с учетом ограничений, накладываемых геометрическими и технологическими параметрами УК.

Таким образом, внедрение системы сокращения потерь нефти от испарений из резервуара с применением УК, заполняемой азотом, приведет к существенному сокращению потерь нефти 80%, а, соответственно, к уменьшению убытков предприятия, вреда здоровью обслуживающего персонала, степени загрязнения окружающей среды и риска возникновения пожаров и является экономически выгодным техническим решением.

Список использованных источников

1. В.П. Гаврилов Черное золото планеты. - 2е изд., перераб.и доп. - М.:Недра, 1990. - 160 с.: С.25 - 28.
2. ГОСТ Р 51858 - 2020 "Нефть. Общие технические условия".
3. <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2016-may-projects/1113436/>
4. Ш.К. Гиматудинов Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Москва 2007 г. 455 с.
5. В.Г.Власов Подготовка и переработка нефтей. Учебное пособие – 2021.
6. РД 153 - 39 - 019 - 97 Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях нефтяных компаний Российской Федерации.
7. П.А. Старых Научный электронный журнал «Меридиан». 2020. № 3 (37). С. 423 - 425.
8. С.Д. Бурлака, К.Д. Полевщикова, Электронный сетевой политематический журнал "Научные труды КубГТУ". 2019. № 1. С. 20 - 25.
9. Р.А. Молчанова Г.Д. Теляшева Журнал "Коррозия Территории Нефтегаз".2015 №2 с.66-69
10. А.Р. Давлятшина Журнал «Наука через призму времени». 2019 № 12 (33). с. 33 - 34.
11. Е.А.Ивличева Журнал «Наука через призму времени». 2022. № 1 (58). С. 17 - 18.
12. Вершинин Н.Е., Рябков А.В., Сафронов «Транспорт и хранение углеводородов» 2021. С. 56 - 57.
13. Козачок О.В., Демьянов С.Е. Патент на изобретение RU 2374159 С1, 27.11.2009. Заявка № 2008123348/12 от 09.06.2008.
14. РД 153 - 39.4 - 078 - 01 Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз.

15. Лаптева И.А., Сариллов М.Ю., Коннова Г.В. В сборнике: Поколение будущего: Взгляд молодых ученых - 2017. Сборник научных статей 6-й Международной молодежной научной конференции. В 4 - х томах. Ответственный редактор А.А. Горохов. 2017. С. 19 - 21.
16. Мухаметьярова Д.Р., Файрушина О.В., Качкаев Т.В. Вестник научных конференций. 2019. № 3-3 (43). С. 110 - 112.
17. Коршак А.А. Ресурсосберегающие методы и технологии при транспортировке и хранении нефти и нефтепродуктов учеб. пособие для системы доп. проф. образования по направлению "Трансп. и хранение нефти, нефтепродуктов и газа" / Уфа, 2006. 67 с.
18. Любин Е. А. Обоснование технологии улавливания паров нефти из резервуаров типа РВС с использованием насосно - эжекторной установки: автореферат дис. канд. технич. наук. СПб., 2010. 21 с.
19. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: учеб.пособие / П.И. Тугунов и др. - Уфа: «ДизайнПолиграфСервис», 2002. - 655 с.
20. Федеральный закон от 28.12.2013 N 426-ФЗ (ред. от 30.12.2020) "О специальной оценке условий труда" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2021).
21. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (ред. от 23.08.2021).
22. ГОСТ 12.4.121-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания. Противогазы фильтрующие. Общие технические условия (ред. от 01.01.2021).
23. Постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 02.12.2020. Об утверждении санитарных правил СП 2.2.3670 - 20 "Санитарно - эпидемиологические требования к условиям труда".
24. Инструкция компании «золотые правила безопасности труда» и порядок их доведения введена в действие с «09» сентября 2019 г. Приказом ООО «РН - Аэро» от «09» сентября 2019 г. № 675.

25. Приказ Ростехнадзора № 528 от 15.12.2020. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ".

26. Приказ МЧС России от 17. 06. 2015 № 302 "Об утверждении свода правил "Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности" (вместе с "сп 231. 1311500. 2015. свод правил").

27. Постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 28.01.2021 N 2 "Об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 1.2.3685 - 21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания".

28. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* (ред. от 28.12.2021).

29. СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23 - 03 - 2003 (с Изменениями N 1, 2) (ред. от 16.12.2021).

30. Приказ Минтруда России №782н от 16.11.2020 «Об утверждении Правил по охране труда при работе на высоте».

31. ГОСТ 12.4.124-83 «Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования» (ред. от 01.11.2003).

32. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123 - ФЗ (ред. от 30.04.2021) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".

33. ГОСТ Р 58623 - 2019 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные. Правила технической эксплуатации.