

Школа ИШПР

Направление подготовки Химическая технология

ООП Технология подготовки и переработки нефти и газа

Отделение школы (НОЦ) Химической инженерии

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
Исследование эффективности методов уменьшения потерь нефти при хранении в резервуарах типа РВС

УДК 622.692.286

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д8Б	Казакова Анастасия Владимировна		

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	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 18.03.01 «Химическая технология»

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

_____ Кузьменко Е.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Д8Б	Казакова Анастасия Владимировна

Тема работы:

Исследование эффективности методов уменьшения потерь нефти при хранении в резервуарах типа РВС	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	31-66/с от 31.01.2023 г.

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	02 июня 2023 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 функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Технологический резервуар для хранения нефти типа РВС</p>
<p>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1) Введение. Общая информация о нефтяной промышленности в РФ 2) Обзор основных методов хранения нефти 3) Обзор основных источников потерь нефти при хранении 4) Обзор методов уменьшения потерь нефти 5) Цели и задачи работы. 6) Объект и методы исследования 7) Расчет количества потерь нефти при хранении 8) Расчет эффективности представленных методов уменьшения потерь нефти 9) Анализ полученных результатов

<i>работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i>	
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1) Схема газоравнительной системы
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжакина Т.Г, к.э.н., доцент ОСГН ШБИП
«Социальная ответственность»	Сечин А.А, доцент к.т.н.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
—	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	31 января 2023 г.
---	--------------------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

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

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д8Б	Казакова Анастасия Владимировна		

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 18.03.01 «Химическая технология»
 ООП: Химическая технология переработки нефти и газа
 Профиль (специализация): Технология подготовки и переработки нефти и газа
 Уровень образования — бакалавриат
 Отделение химической инженерии
 Период выполнения — весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Д8Б	Казакова Анастасия Владимировна

Тема работы:

Исследование эффективности методов уменьшения потерь нефти при хранении в резервуарах типа РВС

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	02 июня 2023 г.
--	------------------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
18.02.2023 г.	Введение. Общая информация о нефтяной промышленности в РФ	10
07.03.2023 г.	Обзор основных методов хранения нефти. Обзор основных источников потерь нефти при хранении. Обзор методов уменьшения потерь нефти	20
15.04.2023 г.	Цели и задачи работы.	10
10.05.2023 г.	Выполнение расчетов. Анализ полученных результатов.	50
25.05.2023 г.	Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение». Раздел «Социальная ответственность». Заключение (выводы).	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Попок Е.В.	К.Т.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Руководитель ОП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кузьменко Е.А.	К.Т.Н.		

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Д92	Казакова Анастасия Владимировна		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 111 страниц, 7 рисунков, 25 таблиц, 56 использованных источников.

Работа состоит из введения, основной части, включающей в себя четыре главы, заключения и списка используемых источников

Ключевые слова: резервуар вертикальный стальной, нефть, методы уменьшения потерь нефти, хранение, нефть.

Объектами исследования являлся резервуар типа РВС для хранения нефти. Предметом исследования – потери нефти от «малого дыхания»

Цель работы: является определение оптимальной технологии уменьшения потерь нефти при хранении в резервуарах типа РВС на установке промышленной подготовки нефти.

В данной работе на обсуждения выносятся вопросы о методах уменьшения потерь нефти при хранении. Также проанализированы результаты потерь нефти при основных методах борьбы с потерями.

На основании проделанной работы был определен оптимальный метод борьбы с потерями нефти при хранении в резервуаре типа РВС.

Область применения – химическая промышленность.

Содержание

Введение.....	8
1 Обзор литературы	10
1.1 Виды и источники потерь нефти и нефтепродуктов	10
1.2 Методы борьбы с потерями нефти или нефтепродуктов.....	16
2 Расчет потерь нефти от «малых дыханий»	47
2.1 Методы уменьшения потерь нефти.....	54
2.1.1 Газоуравнительная система	54
2.1.2 Окрашивание резервуара.....	55
2.1.3 Изменение условий хранения	56
2.1.4 Диски отражатели	56
ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»	57
3.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	58
3.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	58
3.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	59
3.1.3 SWOT - анализ.....	61
3.1.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации.....	65
3.1.5 Методы коммерциализации результатов научно - технического исследования.....	67
3.1.6 Инициация проекта	67
3.2 Планирование научно - исследовательских работ.....	69
3.2.1 Структура работ в рамках научного исследования	69
3.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения	70
3.2.3 Структура работ в рамках научного исследования	73
3.3 Бюджет научного исследования	74
3.3.1 Расчет материальных затрат НТИ	74

3.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ	75
3.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы.....	76
3.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	77
3.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	78
3.3.6 Накладные расходы.....	78
3.3.7 Бюджет затрат научно - исследовательского проекта.....	78
3.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	80
Выводы по разделу.....	83
ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»	85
Введение.....	88
4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	88
4.2 Производственная безопасность.....	91
4.3 Анализ выявленных вредных и опасных факторов	93
4.4 Экологическая безопасность.....	99
4.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	100
Вывод по разделу социальная ответственность.....	102
Заключение	104
Список используемой литературы	105

Введение

Одним из важнейших методов экономии топливно-энергетических ресурсов считается сокращение потерь нефти и нефтепродуктов, что играет ключевую роль для улучшения экономики организаций. В связи с этим наиболее ответственной задачей в области организации хранения жидких углеводородов в резервуарных парках является обеспечение сохранности их количества и качества. Чтобы достичь этой цели, необходимо обеспечить предельную герметичность всего комплекса процессов, которые осуществляются во время разгрузки, налива и хранения. В основном самые большие естественные потери имеют место быть во время испарения из РВС при больших и малых дыханиях.

Актуальность данной работы обусловлена тем, что процесс транспортировки нефти и нефтепродуктов к местам их предполагаемого потребления, включающий заполнение и слив резервуаров на нефтеперерабатывающих заводах, станциях налива и нефтебазах, а также стационарное хранение нефтепродуктов, несовершенен и допускает потери от испарения, которые могут оказаться весьма ощутимыми. Такие потери оборачиваются для предприятий экономическим ущербом, а также являются источником загрязнения воздуха. В связи с этим углеводородные хранилища оснащаются редуторами потерь. Однако нужно осуществлять подбор таких редуторов в соответствии с особенностями каждого отдельно взятого резервуара. Чтобы убедиться в том, что редуторы потерь действительно эффективны, требуется провести сравнение объемов испарения между резервуарами без этих устройств и с ними. Нефтепроводный транспорт — это сложный инженерный комплекс, обеспечивающий бесперебойную поставку нефти потребителям в заданных количествах и с заданными показателями качества.

Целью данной работы является определение оптимальной технологии уменьшения потерь нефти при хранении в резервуарах типа РВС на установке промышленной подготовки нефти.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

1. Анализ доступных технологий уменьшения потерь нефти при хранении в резервуарах типа РВС.
2. Количественный расчет потерь нефти при хранении в резервуарах типа РВС
3. Определение оптимальной технологии уменьшения потерь нефти при хранении в резервуарах типа РВС.

Практическая значимость работы заключается в уменьшении потерь нефти при хранении в резервуарах типа РВС на установках промышленной подготовки нефти месторождений средней полосы России.

1 Обзор литературы

В области транспортировки нефти нефтепроводный транспорт представляет собой сложный инженерный комплекс, гарантирующий бесперебойную доставку нефти потребителям в заданных объемах и качественных показателях. Эксплуатация магистральных нефтепроводов включает в себя разнообразные процессы, которые включают в себя прием, перекачку и сдачу нефти; техническое обслуживание и ремонт трубопроводного хозяйства. Когда нефть транспортируется по магистральным трубопроводам, то ее прием осуществляется от производителей, которые ее добывают. Затем посредством все тех же нефтепроводов производится доставка до потребителя (нефтеперерабатывающие заводы или нефтебазы, поставка на экспорт или перевалка на другой вид транспорта, например, железнодорожный или водный). Следует отметить, что эффективность процессов транспортировки нефти и минимизация потерь в этой области имеют решающее значение для поддержания стабильных поставок топлива и содействия экономическому росту. [4, 6, 8, 9, 26].

Необходимо признать, что транспортировка и хранение данного ископаемого ресурса подвержены потерям. Они складываются из различных элементов, включая потери из резервуаров, потери на линейной части нефтепроводов, потери при хранении нефти в земляных амбарах и их очистке, аварийные потери, а также потери, возникающие из-за погрешности баланса сданной и принятой нефти. Поэтому крайне важно реализовать комплексные меры по снижению этих потерь и повышению эффективности процессов транспортировки и хранения нефти. Такие меры необходимы для стимулирования экономического роста и поддержания стабильных поставок топлива, что имеет первостепенное значение в условиях современной мировой глобализации.

1.1 Виды и источники потерь нефти и нефтепродуктов

В научном дискурсе, который окружает вопрос о потерях нефти или нефтепродуктов, целесообразно рассмотреть систему классификации, которая

использует два различных подхода, оба из которых имеют некоторые сходства и различия. Первая группа классификаций, на которой мы остановимся подробнее, включает количественные потери, качественно-количественные потери и качественные потери. Количественные потери в основном возникают в результате утечек, переливов и неполного слива из транспортных цистерн и резервуаров. Это может быть вызвано множеством факторов, таких как протечки в стенках или днище резервуара, неисправность запорной арматуры, несоблюдение техники эксплуатации или неисправность контрольно-измерительного оборудования. Кроме того, неполный слив нефтепродуктов может происходить из-за конструктивных недостатков транспортных цистерн, таких как недостаточный уклон днища цистерны к сливному патрубку, и скопление нефтепродуктов, образующих пленку на стенке цистерны. Эти вопросы подробно обсуждались и рассматривались в многочисленных источниках, включая [4], [13], [12], [7] и др.

С другой стороны, качественно-количественные потери возникают в результате непосредственного испарения. Этот вид потерь возникает, когда легкие углеводороды теряются в результате испарения, что может привести к потере важной части сырьевого материала для нефтеперерабатывающей промышленности. Потеря легких фракций оказывает вредное влияние на качество нефтепродуктов, особенно бензинов и, в не столь значительной степени, реактивных видов топлива [12]. И наоборот, масла, мазут и смазочные материалы содержат в себе мало легко испаряемых веществ, и поэтому их качество не снижается. Что касается конкретно испарения бензина, то это приводит к падению октанового числа. Другим негативным эффектом является меньшая насыщенность паров бензина. Также по этой причине происходит сдвиг точки кипения, что приводит к преждевременному выкипанию фракций, характеризующихся большей летучестью. Соответственно, имеем деградацию пусковых свойств топлива, что влечет за собой повышенный его расход, а также не щадит силовую установку, увеличивая износ ДВС.

Улетучивание испарившихся фракций в атмосферу происходит при вытеснении паров из ГП резервуара. Такое возможно в ходе заполнения резервуара, что обычно обозначается понятием «большое дыхание». Также к этому ведет избыточное давление в ГП, которое не способен удержать дыхательный клапан. Причина, по которой случается такое изменение давления – нагрев резервуара и поверхности хранимой в нем жидкости в жаркую погоду. Существует также понятие «малого дыхания» - когда рост внутреннего давления происходит из-за перемен в атмосферном давлении. Также повышенное испарение может случиться по окончании перекачки углеводородов в резервуар («обратный выдох»). Потери происходят и через вентиляционные отверстия в крышках или стенках резервуара, если они сделаны на разной высоте [13]. Естественно, что испарение – это не одинаково интенсивный процесс, если рассмотреть его на протяжении некоторого временного промежутка. Чем дольше нефть находится на доставке или хранении, тем медленнее становится процесс испарения. Поэтому нужно иметь в виду то, что в разные моменты времени интенсивность испарений будет розниться.

"Малое дыхание" происходит, когда определенная часть жидкого нефтепродукта переходит из жидкого в газообразное состояние в результате процесса испарения, что приводит к уменьшению объема, занимаемого нефтепродуктом, и одновременному увеличению объема газового пространства. Возможен и обратный случай – «большое дыхание», когда хранимое вещество выкачивают из резервуара, что ведет к его заполнению воздухом из внешней среды. Тогда имеем такую ситуацию, что парциальное давление паров, оставшихся в ГП, будет падать. Этот процесс остановится только тогда, когда вновь интенсифицировавшиеся испарения не насытят эту газоздушную смесь. В итоге, когда настает время пополнить этот резервуар, то возникающее в ходе этой процедуры избыточное давление вызывает срабатывание дыхательного клапана, через который ценные фракции улетучиваются в атмосферу.

Степень потерь "большого дыхания" зависит от частоты закачки и откачки и прямо пропорциональна объему нефтепродукта, закачиваемого в резервуар. Кроме того, если расстояние между двумя отверстиями в резервуаре равно h , то из-за того, что плотность паровоздушной смеси больше плотности воздуха, в резервуаре образуется газовый сифон, в котором паровоздушная смесь вытекает через нижнее отверстие, а воздух проникает в резервуар через верхнее отверстие, как описано в [7]. Кроме того, потери, связанные с насыщением ГП резервуара, могут происходить в двух различных сценариях: во-первых, при заполнении нетронутого резервуара нефтепродуктом и, во-вторых, при закачке более теплого нефтепродукта или нефтепродукта с более высоким давлением насыщенных паров, чем остаток в резервуаре. Следует подчеркнуть, что объем паровоздушной смеси включает в себя объем образовавшихся паров нефтепродукта и начальный объем паровоздушной смеси, который эквивалентен объему ГП резервуара.

Кроме того, потери от "обратного выдоха" могут возникнуть после частичной откачки нефтепродуктов из резервуара, когда его газовое пространство еще не достигло насыщения парами. Вследствие испарения нефтепродуктов происходит дополнительное насыщение ГП, что приводит к повышению давления в резервуаре, как описано в [13]. При открытии дыхательного клапана происходит вытеснение объема паровоздушной смеси, соизмеримого с объемом испарившегося нефтепродукта. Аналогичное явление происходит после частичного заполнения очищенного и продутого резервуара, если ГП еще не насыщен паром к концу заполнения ("дополнительный выдох"). Примечательно, что только в этом конкретном случае дыхательный клапан не закрывается после завершения заполнения резервуара, происходит "дополнительный выдох" [12].

В сфере нефтепродуктов потери качества имеют большое значение, и необходимо уделять им пристальное внимание. Соединение нефтепродуктов разных марок является основной причиной потерь качества, которые возникают при их последовательной перекачке по одному и тому же

трубопроводу или при заполнении резервуаров, содержащих остатки нефтепродуктов другой марки. Такие потери называются качественными и могут привести к снижению как количества, так и качества нефтепродукта. Важно учитывать различные факторы, влияющие на качество нефтепродуктов, в том числе время, условия хранения, физические и химические свойства и др. Поэтому нефтепродукты, подверженные быстрому изменению качества, рекомендуется хранить в течение минимального срока. Кроме того, более длительные сроки хранения в полуподземных и подземных резервуарах рекомендуются в районах с более низкой температурой хранения, таких как средняя и северная зоны.

Потери, возникающие при испарении легких фракций из резервуаров, подразделяются на три типа: "большое дыхание" составляет 80,2%, вентиляция ГП - 19,05% и "малое дыхание" - 0,8% [9]. Однако эти показатели подвержены колебаниям в зависимости от ряда факторов, таких как качество нефтепродукта, условия хранения и уровень технической оснащенности хранилищ. Поэтому при анализе потерь, возникающих в результате испарения, крайне важно учитывать эти факторы.

Классификация потерь нефти и нефтепродуктов на три категории, а именно: естественные, эксплуатационные и аварийные потери, дает еще один подход к пониманию различных потерь, которые несет нефтяная промышленность. Естественные потери зависят от нескольких факторов, включая природно-климатические условия, физические и химические свойства нефтепродуктов, конструкцию технологического оборудования резервуарных парков и складов. Хотя полностью устранить естественные потери при современном уровне технического оснащения нефтебаз практически невозможно, для минимизации потерь могут быть реализованы соответствующие технические и организационные мероприятия [8, 7].

Количественно-качественные потери нефтепродуктов, происходящие вследствие испарения, обусловлены неравномерным испарением различных углеводородов, составляющих часть нефтепродуктов. Испарение составляет

значительную часть потерь нефтепродуктов при хранении и может достигать 1% от общего объема потерь. Поэтому крайне важно предпринимать активные усилия по борьбе с этим видом потерь. Для минимизации потерь были предложены различные стратегии, такие как уменьшение площади поверхности, подверженной воздействию воздуха, и использование систем улавливания паров [14].

Эксплуатационные потери, возникающие в результате неисправности оборудования или неправильной эксплуатации, могут включать разливы, утечки, неполный сброс, загрязнение и обводнение нефтепродуктов [8, 7, 14, 10]. Важно отметить, что эти потери могут быть значительно снижены путем внедрения надлежащей практики технического обслуживания, мониторинга работы оборудования и использования соответствующих технологий. Поэтому крайне важно уделять приоритетное внимание надлежащей практике технического обслуживания, мониторингу и технологиям для снижения рисков эксплуатационных потерь и минимизации их влияния на общие потери, понесенные нефтяной промышленностью. Реализация таких мер может привести к повышению эффективности, снижению затрат и повышению прибыльности нефтяной промышленности.

В целом, нефтяная промышленность сталкивается со сложным и постоянно меняющимся набором проблем, связанных с потерями, что требует постоянных и непрерывных усилий по выявлению и снижению рисков, связанных с ее деятельностью. Отрасль должна принять ряд мер, которые являются высокоэффективными для снижения различных видов потерь, таких как потери качества, эксплуатационные и аварийные потери. Эти меры должны включать использование передовых технологий, таких как автоматизированные системы мониторинга и датчики, а также внедрение лучших практик в области безопасности и экологического менеджмента.

Кроме того, отрасль должна уделять приоритетное внимание постоянной оценке и мониторингу своей деятельности для выявления областей, требующих улучшения, и обеспечения возможности реализации

корректирующих мер для минимизации потерь. Надлежащее ведение учета и анализ данных могут быть весьма полезны в этом отношении, поскольку они позволяют выявить закономерности потерь и разработать целенаправленные решения.

Помимо вышеперчисленного, важно признать, что нефтяная отрасль работает в динамичном режиме, в ней часто появляются новые технологии и нормативные акты. Поэтому для того, чтобы минимизировать потери и повысить эффективность, необходимо постоянно внедрять инновации и адаптироваться.

В конечном итоге, нефтяная промышленность должна принять комплексный и многосторонний подход к снижению потерь, который включает в себя внедрение технических, организационных и профилактических мер, приоритет безопасности и экологических соображений, а также бдительность в выявлении и решении возникающих проблем. Таким образом, отрасль сможет повысить общую эффективность и устойчивость своей деятельности, снизить риски, связанные с ее работой, и сохранить конкурентоспособность в условиях постоянно меняющейся деловой среды.

1.2 Методы борьбы с потерями нефти или нефтепродуктов

Перед нефтяной промышленностью стоит сложная и многогранная задача минимизации потерь, которая требует всесторонней оценки различных технических и экономических факторов, а также метеорологических и производственных условий. Выбор наиболее эффективных методов решения проблемы потерь должен основываться на тщательной оценке этих факторов для обеспечения того, чтобы применяемые меры были не только эффективными, но и действенными в достижении желаемых результатов.

Одним из наиболее перспективных и широко признанных методов снижения потерь в нефтяной промышленности является уменьшение объема ГП в резервуарах. Уменьшение объема ГП подтверждается результатами

анализа уравнения потерь, который показывает, что меньший объем ГП соответствует меньшим потерям. Использование резервуаров с плавающими крышами или понтонами для минимизации потерь от "большого дыхания" и "обратного дыхания" привело к значительному снижению потерь до 70-75% при коэффициентах годового оборота до 60 раз, и до 80-85% при более высоких коэффициентах, а также к снижению до 70% от "малого дыхания". Однако важно отметить, что резервуары с плавающими крышами и понтонами наиболее эффективны при коэффициенте годового оборота более 12. Дальнейшее повышение экономической эффективности может быть достигнуто за счет использования прочных полимерных материалов и усовершенствования конструкции герметизирующих затворов.

Еще одним эффективным методом минимизации потерь в нефтяной промышленности является снижение амплитуды колебаний температуры ГП. Этого можно достичь различными методами, такими как создание условий для изотермического хранения нефтепродуктов, снижение колебаний температуры газового пространства и поверхности нефтепродукта за счет теплоизоляции резервуаров, охлаждения резервуаров в летний период водой, окраски их в белый цвет, подземного хранения. Эти методы высокоэффективны для стабилизации температуры и минимизации испарения нефтепродуктов, тем самым снижая потери.

Хранение под избыточным давлением также является перспективным подходом, который может быть использован для минимизации потерь от испарения в нефтяной промышленности. Однако необходимо отметить, что высокое избыточное давление может увеличить сложность и стоимость резервуаров. Кроме того, на оптимальное значение избыточного давления влияют различные факторы, такие как оборот резервуара, физические и химические свойства нефтепродукта и метеорологические условия.

Другим эффективным методом снижения потерь в нефтяной промышленности является улавливание паров нефтепродукта, вытесняемых из резервуара, с помощью газоуравнительных трубопроводов. Этот метод

предполагает использование сети отдельных трубопроводов или системы трубопроводов, соединяющих газопроводы резервуаров или транспортных цистерн. На эффективность снижения потерь при использовании газопроводов влияет коэффициент совпадения операций закачки и слива, при этом потери снижаются на величину, равную коэффициенту совпадения операций.

Наконец, для снижения потерь в нефтяной промышленности большое значение имеют организационно-технические мероприятия. Правильная организация эксплуатации резервуаров является одним из наиболее эффективных средств минимизации потерь нефтепродуктов. Решающее значение имеет также внедрение мер по тепловой защите резервуаров, которая является эффективной технической мерой, применяемой для снижения температурных колебаний хранящегося в резервуаре нефтепродукта и его паров в газовом пространстве [25]. Приняв эти меры, нефтяная промышленность может значительно сократить потери и повысить эффективность, обеспечивая при этом устойчивость своей деятельности. Поэтому для эффективного решения проблемы потерь в нефтяной промышленности необходим комплексный и многогранный подход, включающий ряд технических, организационных и профилактических мер.

Нефтяная промышленность сталкивается с постоянной проблемой потерь от испарения в резервуарах для хранения. Это побудило разработать многогранный и комплексный подход к минимизации этих потерь, который включает в себя внедрение различных методов тепловой защиты резервуаров. Эти методы направлены на регулирование и стабилизацию температуры нефтепродуктов, хранящихся в резервуарах, для минимизации потерь в результате испарения.

Среди различных методов, используемых для тепловой защиты резервуаров, были разработаны теплоотражающая окраска, теплоизоляция, экранирование и водяное охлаждение, которые предлагают эффективные решения. В промышленности накоплен огромный опыт применения этих

методов, что позволяет объективно сравнивать различные устройства, используемые для тепловой защиты резервуаров. Однако выбор наиболее подходящего метода должен осуществляться с учетом конкретных условий хранения и характеристик хранимых продуктов. В процессе выбора необходимо учитывать технические, экономические и экологические факторы, а также влияние метеорологических и производственных условий.

Наиболее простым методом термостатирования резервуаров для горизонтальных резервуаров является метод погружения в грунт. Этот подход зарекомендовал себя как эффективный метод снижения потерь при испарении. Резервуары могут быть расположены различными способами, включая наземный, полуподземный или подземный. При выборе наиболее подходящего места необходимо учитывать такие факторы, как емкость хранилища, характеристики продукта, географическое положение и метеорологические условия. Надземные хранилища размещаются на поверхности или заглубляются менее чем на половину своей высоты, полуподземные резервуары заглубляются более чем на половину своего диаметра, а бочки размещаются в открытых ямах и траншеях. При этом полуподземное хранение подразумевает резервуары, размещенные под слоем грунта не менее 0,2 м или засыпанные грунтом соответствующей толщины, а бочки размещаются в крытых подземных хранилищах или казематах.

Вкапывание резервуаров в землю является высокоэффективным методом снижения потерь от испарения. На глубине 30-40 см температура грунта остается относительно стабильной, не испытывая суточных колебаний температуры. В результате на заглубленный резервуар влияют только сезонные изменения температуры, что значительно снижает потери от испарения [14]. Такой подход также исключает влияние ветра на процесс вентиляции газового пространства резервуара, что еще больше снижает потери. Однако стоимость внедрения наземных казематов или оболочек из кирпича или железобетонных панелей и плит для термостатирования вертикальных металлических резервуаров относительно высока, причем

ценник превышает стоимость работ по заглублению резервуаров в 10-12 раз. Высокая стоимость этих методов должна быть сопоставлена с их потенциальным повышением эффективности при выборе соответствующего подхода к тепловой защите.

В отличие от них, теплоотражающая окраска резервуаров стала более распространенным методом тепловой защиты в нефтяной промышленности. Этот подход предполагает использование специальных красок, которые защищают металл от нагрева путем частичного отражения солнечного света и снижения эффективной температуры. Выбор цвета краски оказывает значительное влияние на потери топлива от испарения, при этом светлые серебристые тона окраски являются предпочтительными из-за их высоких отражающих свойств. Для этой цели рекомендуются светлые цвета с коэффициентом отражения не менее 0,8 [10].

Использование красок для обеспечения тепловой защиты резервуаров является устоявшейся и проверенной временем стратегией в нефтяной промышленности, с доказанной историей успеха. Однако, хотя меловые и известковые краски обычно считаются экономичными и эффективными вариантами, их восприимчивость к атмосферным осадкам существенно ограничивает их применимость. Тем не менее, промышленность установила, что разбавление меловых или известковых красок в соленой воде и добавление 10% портландцемента может привести к высокоэффективному методу, сравнимому по эффективности с окраской алюминиевой пудрой. С другой стороны, цинковая белая краска не рекомендуется, поскольку ее низкий коэффициент отражения не позволяет обеспечить необходимую защиту от потери тепла в результате испарения.

Со временем эффективность теплоотражающей краски снижается под воздействием различных факторов, таких как загрязнение поверхности, химические изменения и механические повреждения покрытия. Следовательно, периодическое обновление краски имеет решающее значение для обеспечения эффективной теплозащиты, обеспечиваемой краской. Более

того, было установлено, что нанесение на внутреннюю поверхность лакокрасочных покрытий с низкой излучательной способностью является высокоэффективным подходом для значительного снижения потерь от испарения при окраске внешних резервуаров. Кроме того, нанесение антикоррозионных бензостойких покрытий на внутреннюю поверхность крыши резервуара может снизить лучистый поток примерно на 50%, что приводит к снижению потерь на испарение на 27-45% [10].

Более того, промышленность обнаружила, что окраска как внешних, так и внутренних поверхностей резервуаров может оказать значительное влияние на снижение потерь нефти и нефтепродуктов от испарения. Поскольку покраска резервуаров обходится относительно недорого по сравнению с неокрашенными резервуарами, использование лакокрасочных покрытий является экономически эффективным средством снижения потерь от испарения на 30-65%.

Кроме того, был разработан простой и недорогой технологический процесс, позволяющий наносить теплоизоляцию из пенополиуретана как в стационарных, так и в полевых условиях путем напыления с помощью установки типа "Пена" [3]. Использование теплоизоляции из пенополиуретана в два слоя путем напыления продемонстрировало отличный потенциал в обеспечении эффективного метода тепловой защиты резервуаров. Пенополиуретаны низкой плотности, обладающие высокими теплоизоляционными свойствами, могут использоваться в качестве внутреннего слоя, а жесткие пенополиуретаны с высокими теплоизоляционными свойствами могут использоваться в качестве внешнего слоя. Хотя последний несколько уступает по теплоизоляционным свойствам и требует большего расхода исходных компонентов, он обладает высокой механической прочностью, устойчивостью к воздействию влаги, нефтепродуктов и различных химических веществ. Жесткий пенополиуретан высокой плотности обладает способностью воспринимать статические и динамические нагрузки, а его химическая стойкость позволяет использовать

его без внешней защитной оболочки. Метод напыления позволяет изолировать криволинейные поверхности и фасонные детали любой конфигурации, благодаря хорошей адгезии пенополиуретанов и их низкой плотности, что повышает эффективность изоляции.

В обширной литературе убедительно показано, что применение теплоизоляции из пенополиуретана является эффективным средством решения проблемы потерь нефтепродуктов при испарении из резервуаров. Результаты этих исследований показывают, что использование такой изоляции может привести к значительному снижению потерь, от 60% до 70%, по сравнению с нетеплоизолированными резервуарами аналогичной конструкции и вместимости [3, 7]. Существуют также другие технологии охлаждения резервуаров. Например, в некоторых случаях для этого применяется вода. На резервуаре монтируется установка, получившая название водяного экрана. В названии отражена его суть – орошение верхней части резервуара. Важно иметь в виду, что установка должна быть включена постоянно, дабы защитить содержимое емкости от колебания его температур. Минусы этого способа – коррозия металла, с которым контактирует вода, и эрозия основания резервуара. Однако практика показывает, что в современные резервуары (>5000 м³) уже на этапе проектирования закладывается водный экран, так как это предписывают строительные нормы [19]. Такой стандартизированный подход может внести значительный вклад в решение проблемы потерь от испарения.

Помимо теплоизоляции и охлаждения, существуют и другие меры по снижению потерь от испарения, которые не требуют серьезного переоснащения резервуарного парка и широко доступны. К сожалению, несмотря на высокую эффективность, эти методы, предполагающие использование простых и хорошо известных устройств и приспособлений, пока не получили достаточного распространения, о чем свидетельствует практический опыт. Кроме того, целесообразно рассмотреть технические мероприятия, связанные с использованием специализированных конструкций

резервуаров или переоборудованием существующих резервуаров, а также заменой или модернизацией отдельных элементов оборудования в резервуарах, которые, как было установлено, эффективно снижают потери от испарения.

В холодное время года поддоны воздушных клапанов могут примерзнуть к своим седлам, что приводит к полному прекращению сообщения между резервуаром и атмосферой и возможности повреждения резервуара. Следовательно, для предотвращения этого явления необходимо во время зимней эксплуатации поднимать тарелки клапанов на высоту 60-80 мм [14]. В качестве альтернативы было разработано несколько конструкций незамерзающих дыхательных клапанов, которые обеспечивают более надежную эксплуатацию резервуаров при отрицательных температурах. Например, модернизированный дыхательный клапан типа ДК имеет седло из фторопласта, а поддон покрыт фторопластовой пленкой. Модернизация таких клапанов может окупиться всего за несколько месяцев. Воздушный клапан типа КДН оснащен боковой крышкой с незамерзающими бесштоковыми затворами. Кроме того, было разработано несколько незамерзающих воздушных клапанов типа НДКМ с пропускной способностью от 500 до 3000 м³/ч, специально предназначенных для установки на резервуарах большой вместимости [19, 14]. Эти усовершенствования потенциально могут обеспечить более высокую эффективность в снижении потерь от испарения из резервуаров, особенно в холодных погодных условиях, тем самым обеспечивая устойчивость работы нефтяной промышленности.

Проблема потерь от испарения нефти и нефтепродуктов при хранении является неотъемлемой частью отрасли, что побуждает исследовать и внедрять различные меры. Одним из инновационных подходов, показавшим большой потенциал, является замена традиционных дыхательных клапанов новыми устройствами, которые продемонстрировали высокую эффективность в снижении потерь от испарения [14]. Хотя это многообещающий результат, все еще предпринимаются дополнительные усилия для решения этой

проблемы, включая добавление небольшого количества поверхностно-активных веществ, спиртов и других компонентов, которые могут снизить летучесть бензина до 1,5-2 раз по сравнению с бензином без антииспарительных присадок. Тем не менее, широкому использованию этого метода препятствует сложность технологии, необходимой для коммерческого производства бензина, а также ограниченное понимание того, как эти добавки влияют на непосредственное использование топлива [9].

В дополнение к этим техническим мерам, эффективные методы работы и организационные мероприятия играют существенную роль в снижении потерь от испарения. Например, сокращение внутрискладских перекачек может привести к снижению потерь нефти и нефтепродуктов на 10,5%. Аналогично, хранение продукции в резервуарах, которые полностью заполнены (с коэффициентом заполнения 0,9), может значительно сократить потери до 12 раз в средней климатической зоне и до 13 раз в южной зоне по сравнению с резервуарами, заполненными только на 0,4 объема [3].

Кроме того, еще одним эффективным способом снижения потерь от испарения является хранение нефти и нефтепродуктов в резервуарах большого объема. Исследования показали, что использование одного резервуара емкостью 10 000 м³ для хранения автомобильного бензина может привести к снижению потерь более чем на 50% по сравнению с использованием пятидесяти резервуаров емкостью 200 м³ для той же цели. Аналогично, использование двадцати пяти резервуаров вместимостью 400 м³ может сократить потери в 1,8 раза, а использование десяти тысячекубовых резервуаров может привести к сокращению потерь в 1,5 раза. Хранение в пяти резервуарах емкостью 2 000 м³ может привести к сокращению потерь в 1,3 раза [3].

В дополнение к этим мерам, регулярный осмотр герметичности резервуаров и их воздушных клапанов также продемонстрировал свою эффективность в снижении потерь от испарения. Модернизация обычных резервуаров с плоской крышей в процессе их эксплуатации может значительно

снизить потери нефтепродуктов от испарения. Однако важно отметить, что эффективность и экономическая целесообразность различных подходов к снижению этих потерь различна и требует тщательного рассмотрения перед внедрением.

Оптимизация методов модернизации резервуаров с целью минимизации потерь нефти и нефтепродуктов от испарения является важной задачей. Учитывая высокую стоимость нефтепродуктов, крайне важно рассмотреть экономическую эффективность различных доступных методов модернизации. Поэтому для определения оптимального решения был проведен тщательный сравнительный анализ различных методов модернизации [9,3]. В исследовании рассматривались резервуары различной вместимости от 400 до 5000 м³, которые были заполнены автомобильным бензином и использовались в различных климатических условиях на территории Российской Федерации. Эти резервуары подвергались до 90 разгрузочных операций в год [20]. Методы модернизации, рассмотренные в исследовании, включали установку металлического понтона, установку понтона (экрана) из синтетических материалов, установку газоуравнительной системы с газосборником, установку газоуравнительной системы без газосборника, а также усиление крыши резервуара для повышения давления в его газовом пространстве.

Исследование показало, что эффективность всех методов модернизации, за исключением повышения давления в газовом пространстве, значительно возрастает с увеличением вместимости резервуара. Это улучшение особенно заметно в южной климатической зоне [3]. Следовательно, при выборе наиболее подходящего метода модернизации резервуаров необходимо учитывать вместимость резервуара и климатическую зону.

Помимо модернизации резервуаров, хранение под избыточным давлением является еще одним эффективным способом снижения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения. Испарение является критическим

фактором потери нефти и нефтепродуктов из резервуаров. Это процесс перехода нефтепродукта из жидкого состояния в газообразное при температуре ниже точки кипения при заданном давлении. Важно отметить, что испарение может происходить при любой температуре и давлении до тех пор, пока газовое пространство над продуктом не станет насыщенным паром. Испаряемость или скорость испарения нефти и нефтепродуктов существенно зависит от нескольких факторов, включая давление насыщенных паров, фракционный состав, среднюю температуру кипения и коэффициент диффузии [12, 9]. Хотя влияние таких факторов, как теплоемкость, теплопроводность, теплота испарения и поверхностное натяжение, на испаряемость относительно меньше, они все же могут влиять на скорость испарения. Поэтому эти факторы также необходимо учитывать при поиске путей снижения потерь нефти и нефтепродуктов при испарении.

Давление насыщенных паров является решающим фактором в потерях нефти и нефтепродуктов при испарении. Более высокое давление насыщенных паров приводит к большим потерям от испарения при равных условиях. Давление насыщенных паров широко используемых нефтепродуктов варьируется в диапазоне значений (в Па) [31]. Например, автомобильные бензины имеют давление насыщенных паров до 9,33-104, а авиационный бензин имеет давление насыщенных паров не более 4,8-104. Тракторный керосин имеет давление насыщенных паров от 0,53-104 до 0,8-104, а факельный керосин имеет давление насыщенных паров от 0,27-104 до 0,4-104. Дизельное топливо имеет давление насыщенных паров от 0,08-104 до 0,13-104. Эти значения подчеркивают необходимость тщательного учета типа нефтепродукта и давления насыщенных паров при поиске путей снижения потерь от испарения.

Оптимизация методов модернизации резервуаров с целью минимизации потерь нефти и нефтепродуктов от испарения является важной задачей. Учитывая высокую стоимость нефтепродуктов, крайне важно рассмотреть экономическую эффективность различных доступных методов

модернизации. Поэтому для определения оптимального решения был проведен тщательный сравнительный анализ различных методов модернизации [9,3]. В исследовании рассматривались резервуары различной вместимости от 400 до 5000 м³, которые были заполнены автомобильным бензином и использовались в различных климатических условиях на территории Российской Федерации. Эти резервуары подвергались до 90 разгрузочных операций в год [20]. Методы модернизации, рассмотренные в исследовании, включали установку металлического понтона, установку понтона (экрана) из синтетических материалов, установку газоуравнительной системы с газосборником, установку газоуравнительной системы без газосборника, а также усиление крыши резервуара для повышения давления в его газовом пространстве.

Исследование показало, что эффективность всех методов модернизации, за исключением повышения давления в газовом пространстве, значительно возрастает с увеличением вместимости резервуара. Это улучшение особенно заметно в южной климатической зоне [3]. Следовательно, при выборе наиболее подходящего метода модернизации резервуаров необходимо учитывать вместимость резервуара и климатическую зону.

Помимо модернизации резервуаров, хранение под избыточным давлением является еще одним эффективным способом снижения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения. Испарение является критическим фактором потери нефти и нефтепродуктов из резервуаров. Это процесс перехода нефтепродукта из жидкого состояния в газообразное при температуре ниже точки кипения при заданном давлении. Важно отметить, что испарение может происходить при любой температуре и давлении до тех пор, пока газовое пространство над продуктом не станет насыщенным паром. Испаряемость или скорость испарения нефти и нефтепродуктов существенно зависит от нескольких факторов, включая давление насыщенных паров, фракционный состав, среднюю температуру кипения и коэффициент

диффузии [12, 9]. Хотя влияние таких факторов, как теплоемкость, теплопроводность, теплота испарения и поверхностное натяжение, на испаряемость относительно меньше, они все же могут влиять на скорость испарения. Поэтому эти факторы также необходимо учитывать при поиске путей снижения потерь нефти и нефтепродуктов при испарении.

Давление насыщенных паров является решающим фактором в потерях нефти и нефтепродуктов при испарении. Более высокое давление насыщенных паров приводит к большим потерям от испарения при равных условиях. Давление насыщенных паров широко используемых нефтепродуктов варьируется в диапазоне значений (в Па) [31]. Например, автомобильные бензины имеют давление насыщенных паров до 9,33-104, а авиационный бензин имеет давление насыщенных паров не более 4,8-104. Тракторный керосин имеет давление насыщенных паров от 0,53-104 до 0,8-104, а факельный керосин имеет давление насыщенных паров от 0,27-104 до 0,4-104. Дизельное топливо имеет давление насыщенных паров от 0,08-104 до 0,13-104. Эти значения подчеркивают необходимость тщательного учета типа нефтепродукта и давления насыщенных паров при поиске путей снижения потерь от испарения.

Соотношение жидкой и паровой фаз является важнейшим параметром, который играет незаменимую роль в определении степени потерь углеводородов вследствие испарения в топливе. Стоит отметить, что когда это соотношение велико, жидкая фаза содержит достаточное количество легко испаряемых углеводородов, которые могут легко насытить паровую фазу. Следовательно, в процессе испарения состав жидкой фазы остается практически неизменным, и парожидкостная фаза достигает равновесного состояния при исходном составе. И наоборот, когда отношение объема паровой фазы к объему жидкой фазы уменьшается, значительная часть легко испаряющихся компонентов расходуется на насыщение, что приводит к изменению состава жидкой фазы. Следовательно, жидкая фаза измененного состава достигает равновесного состояния с паровой фазой, что приводит к

более низкому давлению насыщенного пара, чем давление, определенное при высоком значении $V_{ж}/V_{п}$.

Для эффективной минимизации потерь от испарения одним из высокоэффективных решений является уменьшение объема ГП резервуара или полное его устранение путем использования резервуаров, оснащенных плавающими понтонами и крышами, а также резервуаров с дышащими, баллонными или мембранными крышами. Следует отметить, что, несмотря на сложности, связанные с эксплуатацией резервуаров с плавающими понтонами и крышами, бесценный опыт эксплуатации неопровержимо показал, что такие резервуары позволяют значительно снизить потери нефти, возникающие в результате испарения. В результате нормативные требования предписывают использование плавающих крыш или понтонов (или установку газопроводов для таких резервуаров) для всех резервуаров для хранения бензина и товарной нефти с давлением насыщенных паров от 27 до 66 кПа [21]. Поэтому крайне важно строго придерживаться этих нормативных требований при стремлении минимизировать потери от испарения углеводородов в топливе.

Кроме того, эмпирические данные показали, что установка металлических понтонов в резервуарах может значительно снизить потери от испарения. В частности, при эксплуатации резервуаров объемом 3000, 10000 и 20000 м³ снижение потерь от испарения составило от 61% до 95% [19]. Таким образом, при стремлении минимизировать потери от испарения углеводородов в топливе крайне важно рассмотреть этот вариант. Кроме того, для снижения потерь от испарения можно рассмотреть и другие методы, такие как нагрев топлива, добавление химических веществ для снижения давления паров или контроль давления паров в резервуарах для хранения. Однако перед внедрением этих методов крайне важно провести всесторонний анализ их экономической эффективности и практичности. Кроме того, крайне важно убедиться, что эти методы полностью соответствуют нормативным требованиям, установленным в существующих нормативных документах,

чтобы избежать возможных последствий несоблюдения, таких как юридические или экологические последствия.

Концепция хранения некоторых видов нефтепродуктов на водяной подушке - относительно новый и нетрадиционный подход, который еще не получил широкого признания в отрасли. Этот процесс предполагает компенсацию снижения уровня продукта в резервуаре путем подачи воды в подводный слой и сброса ее в дренаж, когда резервуар достигает своей полной вместимости. Однако этот метод сопряжен со значительным риском потери нефтепродукта вместе с водой, удаляемой из резервуара. Это делает крайне важным поиск альтернативных решений для снижения вероятности потерь.

Для решения этой проблемы промышленность переходит от системы удаления донной воды с помощью сифонных клапанов к автоматизированным устройствам сброса воды. Эти усовершенствованные устройства состоят из наклонной трубы, установленной в нижнем поясе стенки резервуара, углового клапана, электропривода и датчика "вода-нефть". Кроме того, некоторые нефтеперерабатывающие заводы применили упреждающий подход, установив в дренажной системе промежуточные резервуары для сбора пластовой воды, в которых эмульгированный нефтепродукт может осесть, снижая риск потерь.

Хотя концепция использования мягких резиноканевых резервуаров для хранения топлива с целью полного устранения ГП привлекла к себе внимание, важно признать, что существуют ограничения для их применения на крупных нефтебазах. Эти ограничения включают их относительно небольшую вместимость (4 - 250 м³), сложность очистки и недостаточную механическую прочность [19]. Поэтому необходимо тщательно изучить эти факторы, прежде чем внедрять этот метод в больших масштабах.

Для минимизации потерь от испарения нефти и нефтепродуктов в обычных вертикальных резервуарах были опробованы инновационные методы. Эти методы включают использование полых микрошаров из формальдегидной смолы диаметром 5 - 500 микрон, заполненных азотом, стабильным воздухом и механической пеной, плавающих экранов и других

подобных методов. Среди этих методов было показано, что покрытие микрошариков слоем 25 мм снижает потери от испарения на 80-90%. Однако необходимо учитывать, что для создания 25 мм слоя нефти (нефтепродуктов) на поверхности требуются микрошарики с объемной плотностью около 140 кг/м³ [25]. Это подчеркивает сложность оптимизации разрабатываемых методов для эффективного снижения потерь.

Другим перспективным методом минимизации потерь нефти и нефтепродуктов от испарения является использование резервуаров с плавающими крышами и понтонами. Плавающая крыша собирается непосредственно в резервуаре из панелей толщиной 5 см размером 1,22 × 2,44 м. Каждая из панелей состоит из двух слоев полиэфирной смолы, армированной стекловолокном, и слоя твердого пенополиуретана (рис. 1.) [19]. Доказано, что использование резервуаров с плавающими крышами и понтонами эффективно снижает потери от испарения углеводородов в топливе. Однако при использовании резервуаров с плавающими крышами и понтонами для минимизации потерь от испарения крайне важно строго придерживаться нормативных требований. Это необходимо для обеспечения безопасности и эффективности данного метода и во избежание возможных последствий несоблюдения требований. Таким образом, при внедрении этих методов минимизации потерь от испарения отрасль должна уделять первостепенное внимание соблюдению нормативных требований.

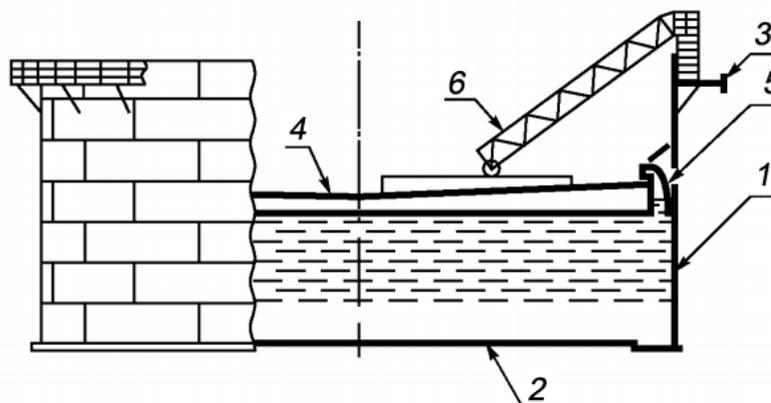


Рисунок 1 – Резервуар с плавающей крышей

1 - стенка; 2 - днище; 3 - ветровое кольцо; 4 - плавающая крыша; 5 - уплотняющий затвор с погодозащитным козырьком; 6 - катучатая лестница

В постоянно развивающейся и динамичной области современного машиностроения разработка плавающих крыш претерпела значительные изменения, включив в себя множество сложных и изоциренных элементов, как описано в [19]. Помимо слива, лестницы и гермозатворов (последние обычно располагают на крыше), сюда входят также такие элементы конструкции, как направляющие колонны, пробоотборные трубы и дыхательный клапан. Помимо этого, проектом предусмотрено создание герметичных отсеков, на которых и будет «плавать» плавучая крыша. Середина и пара ближайших отсеков при этом герметичностью не обладают и заполняются жидкостью.

Несмотря на многочисленные преимущества, резервуары с плавающими крышами обладают определенными недостатками, как указано в [25]. К этим недостаткам относятся возможность образования взрывоопасных парогазовых смесей над крышей и вне резервуара, затопление крыши, необходимость последующих ремонтных работ, загрязнение нефти или продуктов ее переработки пылью и влагой, возможность примерзания уплотнительных затворов к стенкам резервуара, отказ системы дренажа крыши, особенно в зимний период, поверхностная коррозия крыши из-за накопления влаги, ограниченная степень герметизации и неизбежность потерь. Тем не менее, данная технология позволяет эффективно уменьшить потери. Это хорошо заметно, если посмотреть на характеристики других РВС. Тем не менее, как отмечается в [19], данная технология не убирает эту проблему полностью. Этот метод не устраняет потери полностью. Есть множество факторов, на которые она повлиять не может.

Понтон - это жесткая плавающая крышка, вставляемая в резервуар со стационарной крышей для снижения скорости насыщения ГП резервуара парами нефтепродукта [13]. Один из главных плюсов этой технологии – защищенность от атмосферных осадков. Также отмечается высокая эффективность в снижении испарения легких фракций. Такой способ

охлаждения характеризуется высокой экономичностью, так как не требует частого обслуживания. Понтоны эффективны ровно настолько, насколько герметичен зазор между понтоном и стенками резервуара. Также требуется обеспечить высокую герметичность направляющих колонн, а для этого требуется достаточно эффективный гермозатвор. Поскольку затвор частично погружен в хранящуюся в резервуаре жидкость, он обладает собственной плавучестью, что приводит к отсутствию ГП под затвором и повышает эффективность понтона в снижении потерь нефти или нефтепродуктов от испарения. Таким образом, использование понтонов является жизнеспособным решением, позволяющим минимизировать потери, и крайне важно обеспечить правильное проектирование и надлежащее обслуживание герметизирующих затворов для обеспечения их эффективности. Как и в случае с любым инженерным решением, для оптимизации его преимуществ необходимо провести всестороннюю оценку различных факторов, которые могут повлиять на его эффективность. Такие факторы, как погодные условия, тип хранимой нефти или нефтепродуктов, конструкция понтона и качество используемых материалов, должны быть приняты во внимание для обеспечения максимальной эффективности. Кроме того, регулярное техническое обслуживание и осмотр имеют решающее значение для обеспечения эффективного функционирования понтона и минимизации риска утечек или других неисправностей.

В постоянно меняющемся и быстро прогрессирующем ландшафте современного машиностроения крайне важно постоянно исследовать и тщательно изучать огромное количество доступных вариантов для оптимизации работы плавающих крыш при минимизации потерь нефти и нефтепродуктов из-за испарения во время хранения. В связи с этим в работе [13] представлены убедительные эмпирические доказательства того, что синтетические понтоны обладают превосходными эксплуатационными характеристиками, которые делают их весьма привлекательной альтернативой металлическим понтонам. Синтетические понтоны обладают целым рядом

преимуществ, таких как практически непотопляемость, исключительная гибкость, возможность проведения ремонта без необходимости проведения огневых работ в резервуаре, удобная сборка в действующих резервуарах без необходимости демонтажа крыши или корпуса. Кроме того, уменьшенные вес и металлоемкость синтетических понтонов по сравнению с их металлическими аналогами делают их более эффективным и экономичным вариантом в современном машиностроении.

Хорошо известно, что с помощью понтонов можно добиться оптимального снижения потерь от испарения нефти или нефтепродуктов, причем это снижение усиливается с ростом номинального объема резервуара и коэффициента оборачиваемости. Например, согласно [19], резервуар РВСП объемом 1000 м³ может достичь оптимального снижения потерь нефти примерно на 20% при коэффициенте оборачиваемости 10 лет-1, около 50% при 20 лет-1 и около 75% при 40 лет-1. Однако важно подчеркнуть, что использование понтонов может оказаться экономически нецелесообразным для резервуаров малой вместимости с низким коэффициентом оборачиваемости. Как сообщается в [19], использование понтонов нецелесообразно при следующих коэффициентах оборачиваемости: РВСП 400 м³ - 20 год-1, РВСП 700 м³ - 16 год-1, РВСП 1000 м³ - 4 год-1. Следовательно, для резервуаров с РВСП 400-1000 м³ необходимо изучить альтернативные варианты минимизации потерь от испарения.

Одним из действенных способов достижения этой цели является совершенствование технологических схем резервуарных парков и товарных парков путем создания газоуравнительных систем, объединяющих газовой пространства резервуаров (см. рис. 2) [21]. Газоуравнительные системы представляют собой экономически эффективное решение, которое особенно подходит для небольших резервуаров с низкой скоростью оборота. Эти системы эффективно минимизируют перепад давления в резервуарах, что является критическим компонентом для минимизации потерь при испарении. Более того, стоит отметить, что конструкция и мощность системы газового

уравнивания, размер и конфигурация резервуара, а также свойства хранимого продукта влияют на эффективность этой системы. Таким образом, для получения максимальной выгоды от использования газоуравнивательных систем необходима комплексная оценка этих факторов.

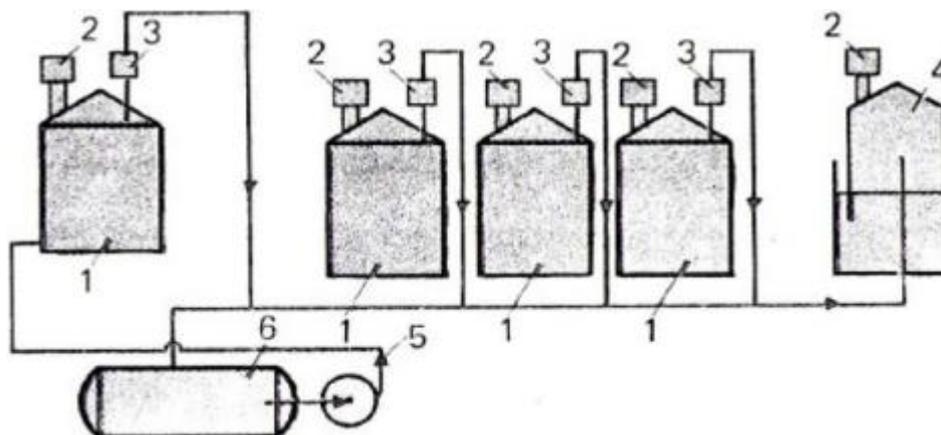


Рисунок 2. Газоуравнивательная система с газосборником:

- 1 - резервуар; 2 - дыхательный клапан; 3 - огнепреградитель; 4 - газосборник;
5 - насос; 6 - сборник нефтепродуктов

В динамичной и постоянно развивающейся области современного машиностроения необходимо постоянно изучать и анализировать широкий и разнообразный спектр возможностей, доступных для оптимизации работы систем газопроводов, одновременно снижая потери, связанные с испарением нефти и нефтепродуктов при хранении. В этой связи одним из высокоэффективных вариантов является использование газоуравнивательных систем, или ГУС. Эти системы представляют собой высокоэффективные газопроводные системы, которые могут быть легко подключены к любому газовому коллектору, тем самым обеспечивая удивительно универсальное и адаптируемое решение, которое может быть использовано в различных условиях и ситуациях [18]. Следует подчеркнуть, что эти системы демонстрируют оптимальный уровень эффективности, особенно когда в резервуарном парке проводится множество операций по сливу и наливу, что является признаком высокой скорости оборота. Принципиальная конструкция

ГУС предполагает наличие двух резервуаров, один из которых заполняется топливом, а другой одновременно выдается потребителю.

Тем не менее, в реальных условиях эксплуатации синхронизация этих операций может быть достаточно сложной, что обуславливает необходимость включения дополнительных газовых коллекторов в газоуравнительные системы. Эти коллекторы обеспечивают направление вытесненного углеводородного воздуха (УВВ) в отдельную точку сбора при заполнении резервуара и возврат в газовую точку резервуара при его опорожнении. Для низкокипящих продуктов обязательно создание газоуравнительных систем в резервуарных парках, не имеющих плавающих крыш или понтонов [21]. Эти системы абсолютно необходимы для минимизации потерь от испарения, тем самым повышая уровень эффективности и производительности.

В нефтяной промышленности контроль испарения летучих фракций нефти в резервуарах для хранения имеет решающее значение для снижения потерь ценных углеводородов, повышения безопасности и смягчения негативного воздействия на окружающую среду. Одним из методов, доказавших свою высокую эффективность и действенность, является использование газгольдеров. В этой статье мы рассмотрим различные типы газгольдеров и их применение для контроля испарения летучих фракций нефти в резервуарах для хранения нефтепродуктов.

Газгольдеры представляют собой цилиндрические резервуары, содержащие газ, обычно азот или воздух, который используется для поддержания давления внутри резервуара. Газгольдер соединен с резервуаром для хранения через клапан контроля давления, который позволяет газу поступать в резервуар и выходить из него по мере необходимости для поддержания требуемого давления. Преимущества использования газгольдеров многочисленны. Регулируя давление в резервуаре, газгольдеры могут значительно уменьшить испарение летучих фракций нефти, что приводит к снижению потерь ценных углеводородов и повышению безопасности. Кроме того, газгольдеры могут помочь смягчить воздействие

нефтехранилищ на окружающую среду, уменьшая загрязнение воздуха и выбросы парниковых газов.

Различные типы газгольдеров можно классифицировать в зависимости от их конструкции и применения. Наиболее распространенными типами являются газгольдер, газгольдер с водяным уплотнением и газгольдер с сухим уплотнением.

1. Газометр

Газометр, также известный как колокольный газгольдер, - это тип газгольдера, широко используемый в нефтяной промышленности. Он состоит из цилиндрического резервуара с подвижным верхом в форме перевернутого колокола, который поднимается и опускается при изменении объема газа в резервуаре. Обычно газгольдер изготавливается из стали, и его конструкция позволяет вмещать большие объемы газа, что делает его идеальным для хранения нефтепродуктов.

Газометр работает за счет уравнивания веса колоколообразной верхней части и давления газа в резервуаре. Когда газ закачивается в резервуар, колоколообразный верх поднимается, а когда газ выпускается из резервуара, верх опускается. Газометр оснащен клапаном контроля давления, который регулирует поток газа в резервуар и из него для поддержания необходимого давления.

2. Газгольдер с водяным затвором

Газгольдер с водяным затвором - это еще один тип газгольдера, который широко используется в нефтяной промышленности. Он состоит из цилиндрического резервуара, который частично погружен в заполненную водой яму. Резервуар соединен с трубой для входа и выхода газа, что позволяет газу поступать в резервуар и выходить из него.

Когда газ поступает в резервуар, он вытесняет воду, заставляя резервуар подниматься. Вода, вытесняемая резервуаром, стекает в приямок, создавая водяное уплотнение, которое препятствует выходу газа. Газгольдер с

водяным уплотнением предназначен для работы при низком давлении и часто используется для хранения сжатого газа.

3. Газгольдер с сухим уплотнением

Газгольдер с сухим уплотнением - это тип газгольдера, который предназначен для работы при высоких давлениях. Он состоит из цилиндрического резервуара, который закрыт гибкой мембраной. Мембрана отделяет газ в резервуаре от окружающей среды и предназначена для расширения и сжатия при изменении объема газа в резервуаре.

Сухой герметичный газгольдер часто используется для хранения газа, сжатого до высокого давления. Давление в резервуаре регулируется клапаном контроля давления, который позволяет газу поступать в резервуар и выходить из него по мере необходимости.

4. Газгольдеры поршневого типа

Газгольдеры поршневого типа, также известные как телескопические газгольдеры, представляют собой вертикальные конструкции, состоящие из цилиндра, в котором хранится газ, поршня, который перемещается вверх и вниз внутри цилиндра, и резервуара, в котором хранится жидкость. Жидкость находится в отдельном резервуаре под газгольдером, а поршень перемещается вверх и вниз, регулируя давление газа над ним. Такие газгольдеры обычно используются в крупных приложениях, где необходимо хранить большие объемы газа.

Газгольдер поршневого типа является эффективным и действенным методом регулирования давления летучих фракций нефти в резервуарах для хранения. При повышении давления внутри резервуара поршень перемещается вверх, позволяя газу поступать в резервуар для хранения и регулировать давление. Аналогично, когда давление в резервуаре снижается, поршень перемещается вниз, втягивая газ обратно в газгольдер и поддерживая необходимое давление.

5. Газгольдеры мембранного типа

Мембранные газгольдеры - это гибкие, похожие на шары конструкции, которые используются для хранения газов. Они обычно изготавливаются из высокопрочных синтетических тканей и пластмасс, таких как полиэстер, полиуретан и нейлон, и предназначены для расширения и сжатия по мере добавления или удаления газа.

В нефтехранилищах для регулирования давления летучих фракций нефти в резервуарах обычно используются газгольдеры мембранного типа. Когда давление в резервуаре повышается, мембрана расширяется, позволяя газу поступать в резервуар и регулировать давление. Аналогично, когда давление в резервуаре снижается, мембрана сжимается, втягивая газ обратно в газгольдер и поддерживая необходимое давление.

Мембранные газгольдеры часто предпочтительнее других типов газгольдеров, поскольку они легкие, гибкие и экономически эффективные. Они также просты в установке и обслуживании, что делает их привлекательным вариантом для малых и средних нефтехранилищ.

Использование газгольдеров является важным компонентом хранения и транспортировки нефти. Регулируя давление в резервуарах, газгольдеры позволяют значительно снизить потери ценных углеводородов, повысить безопасность и смягчить негативное воздействие на окружающую среду, которое может быть вызвано испарением летучих фракций нефти. Газгольдеры бывают различных типов и конструкций, каждая из которых имеет свои преимущества и недостатки. Выбор подходящего газгольдера для конкретного применения зависит от нескольких факторов, включая размер резервуара, тип хранимого нефтепродукта и конкретные условия эксплуатации.

Разработка новых и инновационных технологий газовых держателей ведется постоянно, что обусловлено необходимостью снижения воздействия хранения и транспортировки нефти на окружающую среду, повышения эффективности и безопасности. По мере развития нефтяной промышленности

использование газгольдеров, скорее всего, будет увеличиваться, что делает их ключевой технологией в постоянном развитии отрасли.

В целом, газгольдеры зарекомендовали себя как эффективный и действенный метод регулирования давления летучих фракций нефти в резервуарах для хранения. Снижая потери ценных углеводородов, уменьшая загрязнение воздуха и повышая безопасность, газгольдеры являются важнейшим компонентом постоянного стремления нефтяной промышленности к устойчивому развитию и экологической ответственности.

Наконец, необходимо подчеркнуть, что использование в качестве газосборников резервуаров с переменным объемом газового пространства создает эксплуатационные трудности, аналогичные тем, которые возникают при хранении в них нефтепродуктов. Поэтому газгольдеры остаются незаменимым и важнейшим компонентом оптимизации газопроводных систем. Они позволяют эффективно хранить газ, минимизировать потери, повысить общую производительность и играют ключевую роль в обеспечении надежности и безопасности всей системы, тем самым способствуя устойчивости и росту отрасли.

В постоянно развивающейся и динамичной области машиностроения, где инновации являются постоянным явлением, появление новой конструкции пневматического газового коллектора, изготовленного из резинотканевого материала, стало переломным моментом. Эта новая и оригинальная конструкция с трехслойной оболочкой в опустошенном состоянии была названа революционным решением для оптимизации систем газопроводов. Она имеет внутреннюю перегородку в виде гибкой, подвижной мембраны, которая служит для разделения внутренней полости коллектора на два изолированных отсека - воздушный отсек, соединенный с вентилятором, и паровой отсек, интегрированный в газопровод резервуара. Вентилятор служит для регулирования давления воздуха в верхнем отсеке, поддерживая его в пределах 100-300 мм водяного столба, что обеспечивает поступление паров нефтепродуктов в систему при опорожнении газового коллектора. Как только

нижний отсек заполняется парами, воздух вытесняется в атмосферу. Следует отметить, что газовый коллектор может быть вместимостью 1000 м³, имеет длину 21 метр, ширину 15 метров и вес 3,5 тонны; он легко штабелируется и перевозится на автомобиле, что обеспечивает значительную эксплуатационную и логистическую гибкость [21].

Кроме того, введение газгольдера в паровоздушную полость резервуара может предотвратить выбросы в атмосферу паровоздушной среды из резервуара при его нагреве и приток воздуха в резервуар при охлаждении. Функцию газодержателя может выполнять мягкий резервуар (МР), изготовленный из упругого газонепроницаемого электростатического материала, обладающего необходимой прочностью. Такой выбор конструкции обеспечивает перетекание парогазовой смеси из резервуара в МР без контакта с атмосферным воздухом, что минимизирует риски загрязнения и повышает экологичность [20].

Схема подключения МР, расположенного вне резервуарного парка, к газопроводу этого РВС позволяет компенсировать "большое и малое дыхание" в процессе эксплуатации резервуарного парка. Оптимальный объем МР следует выбирать исходя из условия компенсации малого дыхания РВС, предлагая тем самым индивидуальное решение для каждого резервуарного парка. Благодаря использованию такой системы устраняется риск загрязнения окружающей среды парами бензина и повышается пожарная безопасность резервуарного парка.

Альтернативная схема, исключая трубопровод подвижного резервуара и, как следствие, выбросы парогазовой смеси из подвижного резервуара, также стала жизнеспособным решением. Внедрение газоуравнительных систем в сочетании МР для нефтехранилищ и АЗС представляет собой перспективное направление для снижения потерь бензина [21]. Использование этих систем дает множество преимуществ, таких как устранение потерь нефтепродуктов при "большом и малом дыхании", повышение пожарной безопасности нефтебаз и АЗС за счет предотвращения

образования пожаро- и взрывоопасных концентраций паров бензина снаружи и внутри резервуаров, а также повышение экологичности нефтебаз. Кроме того, эти системы не требуют значительных инвестиций и эксплуатационных затрат, а срок их окупаемости не превышает одного года.

Установки улавливания паров нефтепродуктов (УУПН) стали одним из наиболее приемлемых решений для защиты воздушного бассейна от выбросов паров нефти и нефтепродуктов и минимизации их потерь. Учитывая "малое дыхание" резервуаров и "залповый" выброс паров нефтепродуктов из резервуаров при сливе бензина с железнодорожных путей, комплексная система, включающая газоуравнительную систему, газосборник и установку улавливания паров, представляет собой наиболее эффективное решение. Используя эти инновационные системы и технологии, мы можем повысить безопасность, эффективность и экологическую устойчивость систем газопроводов, одновременно минимизируя потери и повышая общую производительность.

В быстро меняющейся и динамичной области переработки и транспортировки углеводородов извлечение паров углеводородов из паровоздушной смеси (ПВС) является сложной и ответственной операцией, требующей тщательного рассмотрения подходящей технологии. Для этой цели был разработан целый ряд передовых технологий, включая охлаждение ПВС с последующей конденсацией углеводородных компонентов, адсорбцию углеводородов с помощью твердого адсорбента, мембранную технологию разделения газов, абсорбцию углеводородов с помощью жидкого абсорбента, а также комбинированные технологии, объединяющие абсорбцию с мембранной технологией и адсорбцией. Тем не менее, несмотря на разнообразие доступных методов, необходимо учитывать специфику применения и условия эксплуатации, прежде чем определить наиболее эффективный и действенный вариант.

Стоит отметить, что охлаждение ПВС, хотя и эффективно в некоторых случаях, может быть энергоемким и дорогостоящим процессом, особенно

когда речь идет о конденсации углеводородов. Поэтому он в основном ограничивается установками малой мощности, которые используются на заправочных станциях [27]. И наоборот, хотя улавливание углеводородов из ПВС с помощью адсорбционного метода может изначально показаться относительно простым, извлечение углеводородов из адсорбента и преобразование их в пригодное для использования состояние требует сложных и энергоемких операций. Кроме того, для минимизации негативного воздействия на окружающую среду необходима надлежащая утилизация отработанного адсорбента. Процесс адсорбции обычно включает насыщение (адсорбцию) угля углеводородами, отгонку (десорбцию) поглощенных фракций перегретым водяным паром, сушку активированного угля воздухом, нагретым до 120-130°C, и охлаждение холодным воздухом [27]. Хотя наибольший отбор пропан-бутановой фракции из газовой смеси достигается при температуре угля 20-24°C и остаточной влажности 1-7%, присутствие воздуха в газе снижает эффективность метода [27]. Несмотря на энергоемкие операции, адсорбер является широко признанным и надежным вариантом извлечения паров углеводородов, отчасти благодаря своей простоте, надежности и безопасности эксплуатации. Кроме того, обеспечивается контроль температуры в двух точках в зависимости от режима работы установки, а средства автоматизации размещаются в отдельном герметичном блоке, который не зависит от сложной системы контроля и управления резервуаром [27].

Другим весьма перспективным, эффективным и экологически чистым методом, который может быть применен для извлечения углеводородов из ПВС, является использование жидкого абсорбента при атмосферном давлении. Этот метод позволяет максимально глубоко очистить ПВС от углеводородов, а извлеченные углеводороды можно вернуть обратно в бензин, что делает его привлекательным решением с экологической точки зрения. Более того, этот метод устраняет необходимость в энергоемких процессах, используемых в других методах, таких как охлаждение и адсорбция, что

приводит к экономии средств в долгосрочной перспективе. Кроме того, отпадает необходимость в утилизации отработанных адсорбентов, что снижает воздействие на окружающую среду. Избегая сложностей и энергозатрат других методов, метод жидкого абсорбента обеспечивает высокоэффективное и устойчивое решение для извлечения паров углеводородов. Поэтому его можно рассматривать как весьма перспективную, безопасную и экономически выгодную альтернативу другим методам, которые требуют больше энергии и влекут за собой большее воздействие на окружающую среду. В свете этих преимуществ использование жидких абсорбентов становится все более популярным в области переработки и транспортировки углеводородов.

В области переработки и транспортировки углеводородов извлечение паров углеводородов из ПВС является очень сложной и критически важной операцией, требующей передовых и сложных технологий. Этот процесс важен не только с экономической точки зрения, но и оказывает значительное влияние на экологическую устойчивость. Учитывая сложный характер процесса, оптимальные результаты могут быть достигнуты только с помощью ряда сложных этапов, требующих точности и опыта.

При повышении давления в ГП резервуара паровоздушная смесь поступает в нижнюю часть абсорбера и движется вверх через специализированные сопла. Низколетучий абсорбент, такой как керосин или дизельное топливо, движется к ПВС сверху вниз, и этот процесс требует использования специализированных форсунок и насосов, которые имеют решающее значение для обеспечения оптимальной работы абсорбера. Благодаря перекачке абсорбента из резервуара и распылению его через форсунки, на поверхности форсунок образуется тонкая пленка, которая поглощает углеводороды из ПВС. Для поддержания противодействия в абсорбере используется регулятор давления "вверх", а насыщенный абсорбент периодически сбрасывается в бак и регенерируется [27].

Для обеспечения безопасности в системе используется воздушный клапан, а достижение оптимальной степени улавливания имеет первостепенное значение, требуя тщательной калибровки и настройки различных параметров, участвующих в процессе. На степень улавливания влияет соотношение расходов "жидкость-газ" и линейная скорость движения фаз. Система абсорбции УЛФ оснащена датчиком, который подает сигнал на включение насоса, когда давление ГП превышает 1000 Па, и последующее выключение, предотвращая непрерывную работу насоса. Тем не менее, система регенерации абсорбента является очень сложной и энергоемкой, что может привести к увеличению стоимости системы [21]. Поэтому очень важно рассмотреть финансовую целесообразность выбранного подхода, чтобы определить его конечную экономическую эффективность.

Комбинированная технология, включающая метод абсорбции в сочетании с мембранными фильтрами, широко используется в европейских странах. Использование мембранных фильтров после абсорбции значительно улучшает качество процесса очистки, что делает его высокоэффективным и действенным подходом к снижению потерь. При таком подходе достигается уровень очистки ПВС, соответствующий европейским стандартам, который составляет 150 мг/м³. Однако важно отметить, что этот уровень не соответствует санитарным нормам, установленным в РФ, которые составляют 100 мг/м³ [27, 25]. Использование мембранных фильтров устраняет необходимость в дорогостоящих и энергоемких процессах, таких как охлаждение и адсорбция, что делает его экономически эффективным и экологически чистым вариантом.

Обзор литературы показывает, что существуют различные подходы к технологиям снижения потерь, и наиболее подходящий подход следует выбирать исходя из условий эксплуатации резервуаров, характеристик хранимой среды, ее объема, а также финансово-экономической целесообразности реализации проекта. Кроме того, поскольку технологические достижения в области переработки и транспортировки

углеводородов постоянно развиваются, предприятия и проектировщики должны быть в курсе этих изменений, чтобы гарантировать использование самых современных и эффективных методов. Следовательно, при выборе подходящего метода необходимо учитывать все эти факторы, так как это обеспечит оптимальную эффективность, рентабельность и экологическую устойчивость выбранного подхода. В заключение следует отметить, что извлечение углеводородов из ПВХ является сложной и ответственной операцией, требующей использования передовых и сложных технологий, которые должны быть тщательно подобраны в зависимости от конкретного применения и условий эксплуатации.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Д8Б	Казакова Анастасия Владимировна

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

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

<ol style="list-style-type: none"> 1. Оценка конкурентоспособности ИР 2. Матрица SWOT 3. Диаграмма Ганта 4. Бюджет НИ 5. Основные показатели эффективности НИ 	01.02.2023
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н		01.02.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д8Б	Казакова Анастасия Владимировна		01.02.2023

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 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.

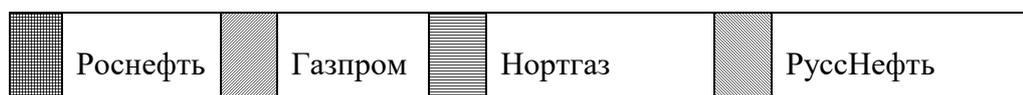
Целевой рынок - сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка - это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

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		



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	Слабые стороны практико - ориентированного проекта
	С ₁ . Повышение экологичности производства; С ₂ . Оптимизация расхода ресурсов; С ₃ . Исследование изменений в технологии при модернизации производства; С ₄ . Оптимизация процесса хранения нефти	Сл ₁ . Сложность технологии Сл ₂ . При реализации технологии используется зарубежное оборудование. Сл ₃ . Отсутствие адаптации под отечественные стандарты.
Возможности: В ₁ Оптимизация процесса хранения нефти; В ₂ Уменьшение потерь нефти.	Используя реализованную технологию возможна оптимизация производства и улучшение экологических характеристик	Сложность разработки и эксплуатации технологии
Угрозы: У ₁ Отсутствие отечественных материалов и оборудования; У ₂ 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
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	01.10.2023
Дата завершения проекта	01.06.3.2024

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:

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

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

t_{mini} - минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни;

$t_{\text{max}i}$ - 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.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (3.3)$$

где, T_{pi} - продолжительность одной работы, рабочие дни; $t_{ожі}$ - 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):

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

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:

$$k_{кал.инж} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48 \quad (3.5)$$

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
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 затрат на специальное оборудование для научных работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стенов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене. При приобретении спецоборудования необходимо учесть затраты по его доставке и монтажу в размере 15% от его цены. Расчет затрат по данной статье представлен в таблице 3.17.

Таблица 3.17 – Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., тыс. руб.	Затраты на оборудование, (З М), тыс. руб.		
		Исп.1	Исп.1	Исп.1		Исп.1	Исп.1	Исп.1
Перестальтический насос	Шт.	1	1	1	3451,0	3451,0	3451,0	3451,0
Реовискозиметр	Шт.	1	1	1	157475,81	157475,81	157475,81	157475,81
Измеритель низкотемпературных показателей нефтепродуктов	Шт.	1	1	1	210000,0	210000,0	210000,0	210000,0
Вибрационное устройство (установка низкочастотного акустического воздействия)	Шт.	1	1	1	39000,0	39000,0	39000,0	39000,0
ИТОГО:						409926,81	409926,81	409926,81

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.

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

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:

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

где, Z_b - базовый оклад, руб.; $k_{пр}$ - 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	$Z_{мс}, руб$	$k_{пр}$	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:

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

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

где, $k_{доп}$ - 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:

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

–для инженера:

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

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:

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

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
Затраты на оборудование	Сырье, материалы	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого без накладных расходов	Накладные расходы	Бюджет проекта
409926,81	12294	122143,3	18321,4	42139,4	232000,1	37120,0	873945,01

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	409926,81	409926,81	409926,81	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		873945,01	273723,0	274560,8	Сумма ст. 1- 6

На основании таблицы 3.21 можно сделать вывод, что основные затраты НИИ приходится 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:

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

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

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

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

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

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

Интегральный показатель ресурсоэффективности ариантов выполнения НИР (I_{pi}) 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. Помехоустойчивость	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:

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

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:

$$\mathcal{E}_{ср1} = \frac{I_i}{I_1} \quad (3.19)$$

$$\mathcal{E}_{ср1} = \frac{4,95}{4,95} = 1,00; \quad \mathcal{E}_{ср2} = \frac{4}{4,95} = 0,81; \quad \mathcal{E}_{ср3} = \frac{4}{4,95} = 0,81$$

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.

Список используемой литературы

1. Шадрина Е. И., Урюпина О. А., Нор П. Е. Экономическая и экологическая эффективность применения средств сокращения потерь углеводородов // Актуальные направления научных исследований XXI века: Теория и практика. – 2015. – с. 204-209.
2. Лоповок С. С., Максименко А. Ф. Сравнительный анализ методик учета потерь нефти и нефтепродуктов в резервуарах от испарения. – 2013. – с. 56.
3. Коршак А. А., Морозова Н.В. Методические основы выбора технических средств сокращения потерь нефти (бензина) от испарения. – 2013.- с .228-246
4. Бунчук В.А. Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа. - М.: Недра, 1977.-366 с.
5. Липский В. К., Спириденко Л. М., Бондарчук А. И. Нормы естественной убыли нефти и нефтепродуктов стальных резервуаров // Литьё и металлургия. – 2012. – с.66
6. Методические рекомендации по определению технологических потерь нефти и нефтепродуктов при транспортировке магистральным трубопроводным транспортом. – Утв. 20.08.2012 г.
7. П.И. Тугунов, В.Ф. Новосёлов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – 658с. 3
8. Коршак С.А. Совершенствование методов расчета потерь бензинов от испарения из резервуаров типов РВС и РВСП. Диссертация к.т.н. 25.00.19. – М.: РГБ, 2003.
9. Лоповок С.С. Моделирование процесса заполнения резервуара нефтепродуктами. Тезисы докладов 68-й международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2014», секция «Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта», 14–16 апреля, 2014 г.

10. Н.Н.Константинов. Борьба с потерями от испарения нефти и нефтепродуктов. – Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы. М.: 1961.-
11. Валявский П. В. Борьба с потерями светлых нефтепродуктов/ /Баку: Азнефтеиздат. – 1937. – 209 с.
12. В.И. Черников. Сооружение и эксплуатация нефтебаз. Издание второе, переработанное и дополненное. – Государственное научнотехническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, М.: 1955г. – 312 с.
13. Абузова Ф. Ф. , И. С. Бронштейн и др. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении //М.: недра. – 1981. – Т. 260. – С. 6.
14. А. А. Коршак, Г. Е. Коробков, Е. М. Муфтахов. Нефтебазы и АЗС: Учебное пособие –Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2006. – 416 с.
15. Новоселов В.П., Ботыгин, И. Г. Блинов. Методика расчета потерь от испарения нефти и нефтепродуктов из наземных резервуаров: Учебное пособие/ В. Ф.– Уфа: Изд-во УНИ, 1987. – 73 с.
16. РД 39-01/06-0001-89. Методические рекомендации по комплексной оценке эффективности мероприятий научно-технического прогресса в нефтяной промышленности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/>).
17. Абузова Ф.Ф., Булатов Р.С., Новоселов В.Ф. Определение коэффициента совпадения операций для системы резервуаров // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. 1975. - № 9. - С. 34-35.
18. Абузова Ф.Ф., Фокин М.Н., Мухамедьярова Р.А. Оптимальный объем газосборника для резервуарных парков с газоуравнительной системой // Нефтяное хозяйство. 1977. - №8. - С.63-64
19. Александров А.А., Воробьев В.А. Исследование процессов улавливания легких фракций углеводородов // Транспорт и хранение нефтепродуктов.-2004.-№ 11.-С.3-4.

20. Бабичев Д.А. Оценка напряженно-деформированного состояния конструктивных элементов сооружений переменного объема для хранения нефти и нефтепродуктов: Диссертация к.т.н. 02.13 Тюмень, 2008 -: 145 с.

21. Архаров В.А., Леви Н.Л. Опыт эксплуатации газоуравнительной системы //Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 1982. - № 3.-С. 3-6.

22. Нормы естественной убыли нефтепродуктов. Приказ Минэнерго России от 13.08.2009 № 365. – 3 с.

23. Методические рекомендации по определению технологических потерь нефти из технологических резервуаров при добыче нефти. - Утв. Минэнерго России 31.03.2015 г. – 15 с.

24. Технологический паспорт резервуара № 38 ОАО «АК «Транснефть».

25. Сальников А.А. Потери нефти и нефтепродуктов при хранении. / Учебное издание. — Ухта : УГТУ, 2012. — 56-78 с.

26. РД 153-39-019-97. Методические указания по определению технологических потерь нефти и нефтепродуктов на предприятиях нефтяных компаний РФ. – 2002 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/>

27. Блинов И.Г. Установка улавливания лёгких фракций из резервуаров установки подготовки нефти НГДУ «Речицанефть»/ Рабочий проект в 2-ух книгах/ Книга 1, том 1 Пояснительная записка.- Киев, 1994. – 210 с.

28. Периодическое издание «Ведомости».-19.02.2014 г. – выдержка из статьи.-с.21

29. Коршак С.А. Критерий подобия для описания процессов массоотдачи в резервуарах длительного хранения нефти и нефтепродуктов // Транспорт и хранение нефтепродуктов. - 2002.- № 10-11. - с. 27-28.

30. РД 153-39.4-033-98 Нормы естественной убыли нефтепродуктов при приеме, транспортировании, хранении и отпуске на объектах магистральных нефтепродуктопроводов - 2002. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/>

31. ГОСТ 1756-52 Нефтепродукты. Методы определения давления насыщенных паров; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/>

32. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/>

33. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/>

34. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/>

35. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/>

36. ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования»; [Электронный ресурс]. – <http://www.http://docs.cntd.ru/document/>

37. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 02.04.2016г.).

38. ГН 2.2.5.1313–03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 18.03.2016г.).

39. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 26.03.2016г.).

40. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2016г.).

41. ГОСТ 12.1.030–81 ССБТ. Защитное заземление, зануление. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2016г.).

42. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2016г.).

43. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2016г.).

44. ГОСТ 17.1.3.06–82 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2016г.).

45. ГОСТ Р 22.3.03-94 Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2016г.).

46. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2016г.).

47. ППБ 01-03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2016г.).

48. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 23.03.2016г.).

49. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2016г.).

50. СНиП 2.04.05-86 Отопление, вентиляция и кондиционирование; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2016г.).

51. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 19.03.2016г.).

52. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 17.03.2016г.).

53. Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 30.03.2016г.).

54. РД 153-39.4-078-01 Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз[Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.01.2016г.).

55. Официальный сайт НПО «Санеф» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http:// http://nposanef.ru/catalog/patrubki-](http://http://nposanef.ru/catalog/patrubki-) (дата обращения 27.02.2016г.).

56. Официальный сайт «Reservuars» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://reservuars.ru/vertikalnyie-rezervuaryi-rvs/rvs-20000-> (дата обращения 12.02.2016г.).