

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Влияние условий эксплуатации на потери нефти в резервуаре вертикальном стальном РВС-5000 кубических метров»

УДК 622.692.23

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Дикопавленко М.А.		10.06.2021

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		10.06.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСЭН	Клемашева Е.И.	к.э.н., доцент		10.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель ООД	Фех А.И.	–		10.06.2021

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		10.06.2021

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров

По направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Р1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК (У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
Р2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
Р3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
Р4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
Р5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Р6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
Р7	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ОПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
Р8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
Р9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.055 "Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов".</i>

	<p>нефти 900 кг/м³. Резервуар окрашен алюминиевой краской годичной давности ($\varepsilon = 0,65$). Геометрические данные резервуара, термобарические условия эксплуатации, высоты разлива и откачки представлены табличными данными.</p> <p>Объект исследования: резервуар вертикальный стальной типа РВС-5000 кубических метров</p>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<p>Произвести литературный обзор по теме основных методов сокращения потерь нефти при эксплуатации резервуара. Определить годовые потери при эксплуатации резервуара типа РВС-5000 м³. Определить наиболее эффективный метод сокращения потерь при данных условиях.</p>
Перечень графического материала	<ol style="list-style-type: none"> 1. Технологическая схема резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м³. 2. Алгоритм расчета потерь от «больших дыханий». 3. Алгоритм расчета потерь от «малых дыханий». 4. Зависимость потерь нефти от термобарических свойств окружающей среды.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Клемашева Е.И., доцент ОСГН
«Социальная ответственность»	Фех. А.И., старший преподаватель ООД

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	07.12.2020 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Наталья Вячеславовна	к.х.н., доцент,		07.12.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Дикопавленко Мария Александровна		07.12.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7А	Дикопавленко Марии Александровне

Школа	ИППР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Расчет стоимости выполняемых работ, согласно применяемой технологии: - материальные затраты НИИ – 1150 руб.; - основная заработная плата – 83901 руб.; - дополнительная заработная плата – 12585 руб.; - отчисления во внебюджетные фонды – 29139 руб.; - накладные расходы – 16 204 руб.
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: -30 % премии к заработной плате; -20 % надбавки за профессиональное мастерство; -1,3 – районный коэффициент для расчета заработной платы.
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Общая система налогообложения, в том числе отчисления во внебюджетные фонды – 30,2%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Определение потенциальных потребителей результатов исследования; анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения; проведение SWOT-анализа.
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Разработка структуры работ в рамках проведения научного исследования; определение трудоемкости работ; разработка графика проведения научного исследования
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений
2. Матрица SWOT
3. Перечень этапов, работ и распределение исполнителей
4. Временные показатели проведения научного исследования

5. Календарный план график проведения НИР по теме
6. Материальные затраты
7. Баланс рабочего времени
8. Расчет основной заработной платы
9. Отчисления во внебюджетные фонды
10. Расчет бюджета затрат НИИ
11. Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта
12. Сравнительная эффективность разработки.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н		08.01.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Дикопавленко Мария Александровна		08.01.2021

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2Б7А		Дикопавлeнко Марии Александровне	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Влияние условий эксплуатации на потери нефти в резервуаре вертикальном стальном типа РВС-5000 кубических метров

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Объект исследования: резервуар вертикальный стальной типа РВС-5000 кубических метров. Область применения: резервуарные парки</p>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 13.04.2021) [49]. 2. Приказ Ростехнадзора от 07.11.2016 N 461 (ред. от 15.01.2018) Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности Правила промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов (Зарегистрировано в Минюсте России 30.11.2016 N 44503) [50]. 3. Приказ от 16 декабря 2020 г. N 915н об утверждении правил по охране труда при хранении, транспортировании и реализации нефтепродуктов [51].
--	--

<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенная загазованность воздуха рабочей зоны, – повышенный уровень шума на рабочем месте, – повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны, – недостаточная освещенность рабочей зоны <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – движущиеся транспортные средства, грузоподъемные механизмы (подъемные сооружения), перемещаемые материалы, подвижные части оборудования и инструмента,
--	---

	<p>– расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности пола (земли),</p> <p>– замыкание электрических цепей через тело человека.</p>
3. Экологическая безопасность:	<p>Атмосфера: выброс паров нефти и нефтепродукта по причине срабатывания дыхательных клапанов при больших, малых дыханиях, а также при обратном выдохе; загрязнение выбросами выхлопных газов от строительной техники при производстве работ.</p> <p>Гидросфера: попадание загрязняющих веществ (нефть, нефтепродукты) в сточные воды через трубопроводы при откачке из резервуара.</p> <p>Литосфера: загрязнение почвы производственными отходами, изменение морфологии участков земной поверхности при строительстве резервуаров.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС: ЧС природного характера, террористические акты, военные действия, взрывы, пожары в резервуаре с сорванной крышей и свободным горением над зеркалом жидкости.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: пожар в резервуаре с сорванной крышей и свободным горением над зеркалом жидкости.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	25.01.2021
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Фех Алина Ильдаровна	-		25.01.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Дикопавленко Мария Александровна		25.01.2021

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.01.2021	<i>Введение</i>	5
26.02.2021	<i>Обзор литературы</i>	20
08.03.2021	<i>Объект и методы исследования</i>	10
28.04.2021	<i>Расчеты и аналитика</i>	15
03.05.2021	<i>Результаты исследования</i>	15
10.05.2021	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
20.04.2021	<i>Социальная ответственность</i>	10
17.05.2021	<i>Заключение</i>	5
10.06.2021	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		10.06.2021

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н		10.06.2021

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 142 страницы, 18 рисунков, 36 таблиц, 72 источника, 2 приложения.

Ключевые слова: резервуар, потери нефти в резервуаре, технологические потери, дыхания резервуара, методы сокращения потерь.

Объект исследования: резервуар вертикальный стальной типа РВС-5000 м³.

Цель работы: сокращение потерь нефти при хранении в резервуаре вертикальном стальном типа РВС-5000 м³.

Метод проведения исследования: анализ технологических потерь нефти проводится на результатах теоретических расчетов, проведенных на основе РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04 «Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 м³» [43] и ГОСТ Р 58622-2019 «Методика оценки прочности, устойчивости и долговечности резервуара вертикального стального» [44].

В процессе исследования рассматривались основные методы сокращения потерь нефти при эксплуатации резервуаров вертикальных стальных, производились расчёты потерь нефти за год эксплуатации резервуара, прочностные расчеты стенки резервуара.

Результаты исследования: проведен расчет технологических потерь нефти за год эксплуатации резервуара типа РВС-5000 м³ при изменении термобарических условий эксплуатации. Результат и сравнительный анализ изображен в виде графика, представленных в выпускной квалификационной работе.

Область применения: проведение технологических мероприятий по учету и хранению товарной нефти в резервуарном парке нефтеперекачивающей станции.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Влияние условий эксплуатации на потери нефти в резервуаре вертикальном стальном РВС-5000 кубических метров			
Разраб.		Дикопавленко М.А.		10.06	Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.		10.06			11	142
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		10.06				
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А			

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

Нормативные ссылки

В работе использованы ссылки на следующие нормативные документы:

Приказ Министерства энергетики РФ от 16 апреля 2018 г. № 281;	Об утверждении норм естественной убыли нефтепродуктов при хранении;
РД 153-39-019-97	Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях нефтяных компаний Российской Федерации;
ГОСТ 31385-2016	Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов;
ГОСТ 2517-2012	Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб (с Поправками и Изменением N 1)
ГОСТ 12.4.011-89.	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация; СНиП 12-03-2001. Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования;
ГОСТ 12.3.033-84.	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;
ГОСТ 12.1.044-89.	ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения; ГОСТ 12.4.103-83(2002). «ССБТ. Одежда специальная защитная, средства индивидуальной защиты ног и рук. Классификация»;
ГОСТ Р 51330.1-99 (МЭК 60079-1-98).	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 1. Взрывозащита вида "взрывонепроницаемая оболочка";
СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03.	Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов";

					Влияние условий эксплуатации на потери нефти в резервуаре вертикальном стальном РВС-5000 кубических метров			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Дикопавленко М.А.		10.06				
Руковод.		Чухарева Н.В.		10.06			12	142
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		10.06		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

Определения

В данной работе были применены следующие термины и определения:

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

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

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

естественная убыль нефти: потери нефти, связанные с уменьшением массы при сохранении качества в пределах требований нормативных документов.

норма естественной убыли: это предельно допустимая величина безвозвратных потерь от естественной убыли нефти.

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

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

припуск на коррозию: назначенная часть толщины элемента конструкции для компенсации его коррозионного повреждения.

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

Обозначения и сокращения

ГО – газовая обвязка;

ГНПС – головная нефтеперекачивающая станция;

ГП – газовое пространство;

ГУС – газоуравнительная система;

ДК – дыхательный клапан;

МН – магистральный нефтепровод;

НП – нефтепродукты;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ПВС – паровоздушная смесь;

ПНПС – промежуточная нефтеперекачивающая станция;

РВСП – резервуар вертикальной стальной с понтоном;

РВСПК – резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей;

РП – резервуарный парк;

УВ – углеводороды;

УЛФ – улавливание легких фракций.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

Оглавление

Введение.....	17
1 Современные технологии хранения нефти в товарных резервуарах.....	19
1.1 Объекты нефтеперекачивающей станции и режимы ее работы.....	19
1.2 Резервуарный парк.....	23
1.3 Нормативно–техническое обеспечение на предприятиях трубопроводного транспорта нефти.....	24
1.4 Определение качественно-количественных характеристик нефти в системе трубопроводного транспорта нефти.....	30
1.5 Потери нефти при эксплуатации в резервуаре.....	34
1.6 Современные методы уменьшения потерь нефти при эксплуатации резервуара, используемые в системе трубопроводного транспорта.....	39
1.6.1 Применение понтонов, плавающих крыш.....	40
1.6.2 Применение внутренней эластичной оболочки.....	48
1.6.3 Применение газовой обвязки и газоуравнительных систем.....	49
1.6.4 Применение систем улавливания легких фракций.....	50
1.6.5 Использование дисков-отражателей.....	53
1.6.6 Использование микрополых шариков и защитных эмульсий.....	54
1.6.7 Использование инертных газовых смесей.....	56
2 Характеристика объекта исследования.....	59
3 Технологические расчеты прочностных параметров резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м³.....	61
4 Расчет объемов потерь нефти из резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м³ при данных условиях хранения.....	68
4.1 Расчет потерь нефти от «малого дыхания».....	72
4.2 Расчёт потерь нефти от «больших дыханий».....	81
4.3 Расчёт потерь нефти от «обратного выдоха».....	92
4.4 Результаты и выводы по расчету потерь нефти.....	93
5 Социальная ответственность.....	96
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности....	97
5.2 Производственная безопасность.....	99
5.3.1 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению.....	100

Влияние условий эксплуатации на потери нефти в резервуаре вертикальном стальном РВС-5000 кубических метров					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	
		Дикопавленко М.А.		10.06	
		Чухарева Н.В.		10.06	
		Брусник О.В.		10.06	
Оглавление					
			Лит.	Лист	Листов
				15	142
Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А					

5.3.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению	103
5.3.3 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего	106
5.4 Экологическая безопасность	107
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	109
Заключение по разделу.....	110
6 Финансовый менеджмент и ресурсосбережение.....	111
6.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	112
6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	112
6.1.2 Анализ конкурентных технических решений.....	112
6.1.3 SWOT-анализ.....	114
6.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	116
6.2.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	116
6.2.2 Разработка графика проведения научного исследования.....	117
6.3 Бюджет научно-технического исследования.....	120
6.3.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования..	120
6.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование.....	122
6.3.3 Расчет затрат на оплату труда.....	122
6.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	124
6.3.5 Расчет отчислений во внебюджетные фонды.....	125
6.3.6 Расчет накладных расходов	125
6.3.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.....	126
6.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей) финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования.....	127
Заключение	130
Список использованных источников.....	131
Приложение А.....	140
Приложение Б	141

Введение

Известно, что при перемещении нефти и НП по цепочке «добыча, сбор, подготовка, транспорт и хранение» происходит потеря некоторой части сырья. Это связано с рядом физических свойств нефти и НП (испаряемость, летучесть, давление насыщения) и изменением термобарических условий в процессе эксплуатации объектов, позволяющих хранить большие объемы среды (в резервуарах), а также с проведением технологических операций по их опорожнению и наполнению. Объем таких потерь, согласно проведенному литературному анализу, на каждом этапе указанной цепочки может варьироваться в пределах от десятых долей вплоть до 20 %, что определяется конкретной технологией и исходными параметрами УВ среды [1]. Так, доминирующими являются потери в больших резервуарах, как правило находящихся уже в длительном периоде эксплуатации и неоснащенных современным оборудованием ввиду старых нормативов и требований. Кроме того, формируется отдельная группа потерь при перевозках малыми емкостями бензинов (чем больше переливаем – тем больше потери), такими как железнодорожные цистерны, водный и автотранспорт. Указанное, помимо финансовой составляющей, оказывает влияние на экологическую обстановку и приводит к изменению качественных характеристик.

В связи с указанным выше, все работы, направленные на управление физическими свойствами нефти и НП, формирующими объемы их потерь, направленные на расчет тех объемов, которые могут быть потеряны нефтетранспортными организациями, а также работы по разработку новых методик, методов и средств, являются **актуальными**.

Цель выпускной квалификационной работы: сокращение потерь нефти при хранении в резервуаре вертикальном стальном типа РВС-5000 кубических метров.

Для выполнения указанной цели поставлены следующие **задачи**:

1. Провести литературный обзор и выделить основные методы сокращения потерь нефти и НП при хранении их в резервуаре.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Влияние условий эксплуатации на потери нефти в резервуаре вертикальном стальном РВС-5000 кубических метров		
Разраб.		Дикопавленко М.А.		10.06	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.		10.06		17	142
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		10.06	Введение Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

2. Привести характеристику объекта исследования. Произвести прочностной расчет стенки резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м³.

3. Произвести расчёт потерь нефти при хранении в резервуаре вертикальном стальном типа РВС-5000 м³.

4. Выбрать наиболее эффективный метод сокращения потерь нефти при эксплуатации данного объекта исследования.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

Так, железнодорожные перевозки позволяют осуществлять доставку в любое время года, однако затратны в вопросе строительства новых путей и эксплуатации. Водный транспорт, по сравнению с железнодорожным, менее металлоемкий, требует меньшего количества персонала и расхода топлива, но осуществляется с меньшей скоростью и практически не используется в зимний период (особенно речные перевозки). Автомобильный транспорт осуществляет поставку НП с крупных нефтебаз потребителю там, где нет водных и железнодорожных путей. Иногда автомобильная перевозка осуществляется в контейнерах и бочках [2].

Выбор емкости, в которой перевозится продукт, зависит от вида транспортируемой жидкости. Так, для транспортировки битумов допускается применение железнодорожных и автомобильных бункерных емкостей, железобетонных или металлических. Транспортировка густого топлива производится в металлических и полимерных баках, легких фракций – в цистернах с контролем давления, клапанами нижнего слива и залива [2].

Вопрос передвижных хранилищ нефти не представляет интереса в рамках данной темы, так как эти перевозки не касаются магистрального транспорта нефти, поэтому рассмотрим стационарные резервуары для хранения нефти. Данные резервуары, находясь в группе из нескольких резервуаров на ограниченной периметром территории, образуют резервуарные парки (РП). Создание РП – обязательная часть МН, выполняющая ряд важных функций в данной системе – хранение, учёт, смешение нефти.

РП располагаются на территории нефтеперекачивающих станциях (НПС).

НПС – это площадочный объект МН, предназначенный для приема, хранения, учёта, поддержания необходимого режима перекачки нефти и НП по МН [3].

НПС расставляются на трассе по результатам гидравлического расчёта и могут быть разного назначения – головные нефтеперекачивающие станции (ГНПС) и промежуточные нефтеперекачивающие станции (ПНПС) (рисунок 1) [4]. ГНПС находится в начале МН и служит для приёма подготовленной нефти с промысла или НП с нефтеперекачивающего завода. С мест добычи

нефть, проходя через фильтры ГНПС, поступает в резервуары, откуда начинается транспортировка по основной магистрали. ПНПС размещаются через 50-200 км (расстояние определяется в зависимости от свойств нефти, её расхода, диаметра трубопровода, характеристики насосов). Вследствие снижения давления в МН из-за сил гидравлического сопротивления, его необходимо повышать на НПС до параметров, достаточных для перекачки нефти до следующей станции.

Стоит отметить, что наличие РП на ГНПС – обязательно, в отличие от ПНПС, где РП может и не быть [5].

В состав НПС входит основное и вспомогательное оборудование. Основное (технологическое) оборудование НПС включает в себя: РП, узел фильтров – грязеуловителей, магистральная насосная, система сглаживания волн давления (ставится только на ПНПС), подпорная насосная, технологические нефтепроводы и запорно-регулирующая арматура, регуляторы давления, камеры пуска и приема средств очистки и диагностики.

Вспомогательное или подсобно-хозяйственное оборудование НПС включает систему водоснабжения административно-хозяйственные здания, узел связи, систему отвода стоков, пожарное депо, мастерские, котельные, склады, гаражи и т.д.



Рисунок 1 – Схема МН [4]

Как видно на рисунке 1, МН начинается с ГНПС, затем на эксплуатационном участке на определенном расстоянии располагаются ПНПС, которые могут быть как с РП, так и без. Наличие резервуаров на НПС определяет систему перекачки нефти и НП. В зависимости от того, как нефть или НП проходят через НПС различают следующие системы перекачки:

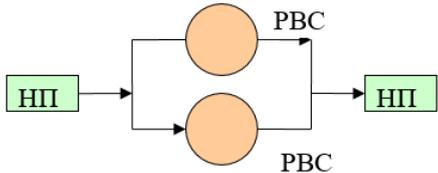
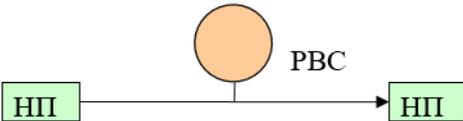
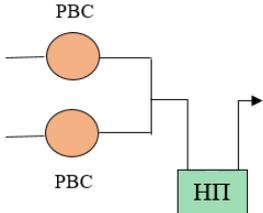
1. «Через резервуар».
2. «С подключенным резервуаром».
3. «Из насоса в насос».

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

4. «Постанционная».

Схемы перекачки, их достоинства и недостатки приведены в таблице 1 [6].

Таблица 1 – Системы перекачки НПС [6]

 <p>Не менее двух РВС, нефть принимается в один резервуар, а откачивается из другого. По мере опорожнения одного из РВС потоки переключают и нефть начинает поступать в опорожненный РВС.</p>	<p align="center">Схема перекачки нефти «Через резервуар»</p>	
<p align="center">Достоинства</p> <ul style="list-style-type: none"> – возможность создания запаса нефти на случай остановки предыдущей НПС; – учет количества нефти в резервуарах; – контроль за потерями 	<p align="center">Недостатки</p> <ul style="list-style-type: none"> – дополнительные затраты на сооружение и обслуживание РП; – потери при откачке и закачке нефти 	
 <p>Весь поток нефти или НП идет на подпорные агрегаты минуя резервуар. На хранение, может быть направлена лишь малая часть. При необходимости нефть забирается из резервуара.</p>	<p align="center">Схема перекачки нефти «С подключенным резервуаром»</p>	
<p align="center">Достоинства</p> <ul style="list-style-type: none"> – основное количество нефти перекачивается, минуя резервуар; – при изменениях режима перекачки происходит сброс из резервуара в МН, либо подкачка в резервуар избытка нефти; – сочетает в себе преимущества режимов «через резервуар» и «из насоса в насос» 	<p align="center">Недостатки</p> <ul style="list-style-type: none"> – потери от испарения определяются «малыми дыханиями» (суточными колебаниями температур) 	
 <p>Такая схема осуществляется при отключении резервуаров ПНПС. Резервуары используют только для приема нефти и НП из трубопровода в случае аварийных ситуаций или ремонтных работ.</p>	<p align="center">Схема перекачки нефти «Из насоса в насос»</p>	
<p align="center">Достоинства</p> <ul style="list-style-type: none"> – наиболее экономичная система перекачки, т.к. меньше затраты, меньше территория обслуживания, наименьшие потери нефти 	<p align="center">Недостатки</p> <ul style="list-style-type: none"> – изменение режима перекачки или остановка на одном из участков вызывают остановку на всех участках. 	
 <p>Нефть или НП поступает в один резервуар, пока подача на другую НПС производится из второго.</p>	<p align="center">Схема перекачки нефти «Постанционная»</p>	
<p align="center">Достоинства</p> <ul style="list-style-type: none"> – учет нефти или НП на каждом перегоне между НПС; – оперативное выявление и устранение возникающих утечек 	<p align="center">Недостатки</p> <ul style="list-style-type: none"> – высокие потери от испарения нефти и НП; – металлоемкость 	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Таким образом. РП является важнейшей частью НПС, выполняющей, как видно из таблицы 1, целый ряд функций, позволяющий вести учет нефти, производить запас нефти для бесперебойной поставки потребителю, сглаживать перепады давления во избежание гидравлического удара в трубопроводе. РП может включать в себя резервуары различных типов, которые, в зависимости от своих характеристик, выполняют определенные функции для повышения эффективности перекачки и хранения нефти и НП.

1.2 Резервуарный парк

Согласно [7], РП – группа резервуаров, предназначенных для приёма, хранения и отпуска нефти и размещенных на территории, ограниченной по периметру обвалованием или ограждающей стенкой при наземных резервуарах и дорогами или противопожарными проездами - при подземных резервуарах.

Назначение РП заключается в следующем:

- сбор добытой нефти для последующей транспортировки;
- создание запаса нефти, необходимого для их равномерной поставки потребителям;
- прием нефти во время плановых или аварийных остановок технологического участка;
- снижение вероятности кавитации насосов;
- увеличение надежности работы МН вследствие компенсации разности расходов на смежных участках;
- оперативный учет и коммерческий учет нефти и НП, сдаваемой потребителям;
- компаундирование разной по свойствам нефти;
- подготовка нефти, не соответствующей требованиям [8] (отстой и дренаж подтоварной воды);
- вынос газовоздушных и водяных пробок из МН после ремонта или при операциях очистки трубопровода;
- сглаживание перепада давления в трубопроводе во избежание гидравлического удара.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Конечно, РП могут находиться не только на территории НПС и их функциональность не ограничивается вышеперечисленными задачами. Резервуары также располагаются на территории нефтебаз, которые необходимы для поставки НП потребителю в любое время и в различном ассортименте.

Таким образом, резервуары классифицируются по таким признакам как: характеристика хранимой нефти и НП, функциональному назначению, отношению к определенной технологической схеме. Это требует большого разнообразия видов резервуаров, что приводит к необходимости классифицировать хранилища нефти. Чтобы разобраться в этом, обратимся к нормативно-технической документации трубопроводного транспорта нефти.

1.3 Нормативно–техническое обеспечение на предприятиях трубопроводного транспорта нефти

Резервуары для хранения нефти имеют различную классификацию (рисунок 2), производятся и эксплуатируются по определенным требованиям, прописанным в нормативно-технической документации. Данная документация решает вопросы по правилам проектирования, срокам эксплуатации, капитального ремонта резервуаров для повышения их надежности, экологической и пожарной безопасности.

Прежде всего нужно сказать, что резервуары для хранения нефти по уровню ответственности согласно [9] классифицируются как опасный производственный объект.

Резервуары по расположению бывают наземного и подземного исполнения. Использование подземных резервуаров сокращает количество потерь нефти и НП вследствие отсутствия влияния термобарических условий по сравнению с наземными в несколько раз, но не исключают их. Потери происходят при операциях зачистки и определяются массой донных отложений, а также массой продукта, налипшего на стенки резервуара [10]. Отложения, собранные при зачистке, чаще всего утилизируются, но иногда из них извлекается полезный продукт (не более 50% объема осадка). Но, согласно [10], не допускается хранение нефти и НП в заглубленных и подземных резервуарах. Тем не менее, в настоящее время железобетонные подземные

резервуары, построенные ранее, эксплуатируются, но строительство новых не осуществляется. Основной ёмкостью для хранения нефти всё же являются наземные резервуары.



Рисунок 2 – Классификация резервуаров

В качестве основных типов эксплуатируются резервуары стальные вертикальные и горизонтальные.

Что касается резервуаров горизонтальных стальных, используются они для длительного складирования НП, таких как бензин, горюче-смазочные материалы, отработанное масло, мазут, битум, а также различные химические отходы. В вопросе хранения товарной нефти горизонтальные резервуары не представляют интереса.

Рассмотрим подробнее вертикальные стальные цилиндрические резервуары. Применяются следующие РВС [11]:

- РВС со стационарной крышей, рассчитанные на избыточное давление 0,002 МПа, вакуум 0,001 МПа;
- РВС со стационарной крышей, рассчитанные на повышенное давление 0,069 МПа, вакуум 0,001 МПа (рисунок 3);
- РВС с понтоном – РВСП (без давления) (рисунок 4);
- РВС с плавающей крышей – РВСПК (без давления) (рисунок 5);
- резервуары с защитной (двойной) стенкой;
- резервуары, предназначенные для эксплуатации в северных районах.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

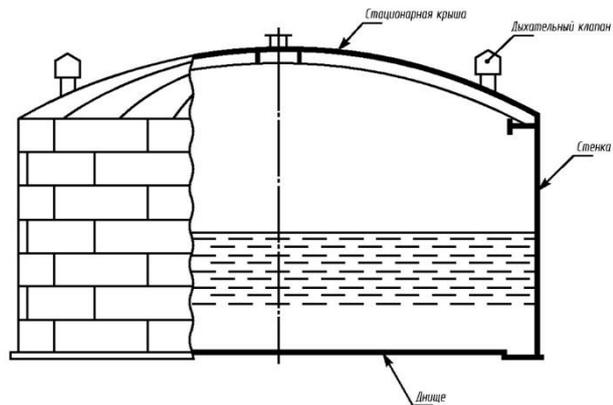


Рисунок 3 – Технологическая схема резервуара со стационарной крышей [11]

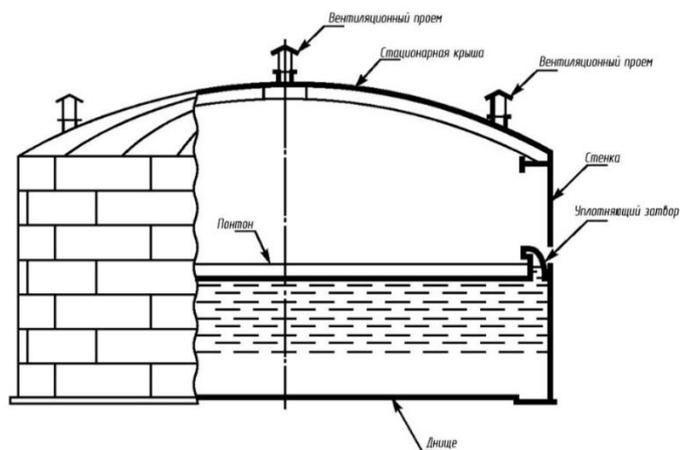


Рисунок 4 – Технологическая схема РВСП [11]

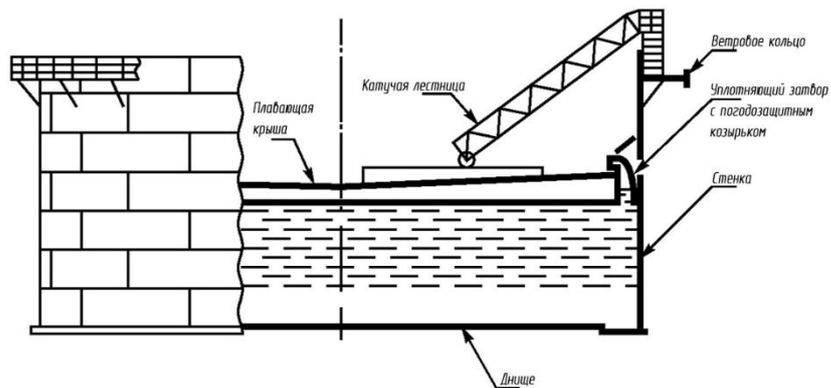


Рисунок 5 – Технологическая схема РВСПК [11]

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Основное оборудование и конструктивные элементы данных резервуаров представлены в таблице 2 [11]. Выбор оборудования резервуара, его расположения определяется документацией на этапе проектирования.

Таблица 2 – Оборудование и конструктивные элементы резервуара [11]

Оборудование	Наличие		
	РВС	РВСП	РВСПК
ДК	✓	—	—
Предохранительный клапан	✓	—	—
Пеногенератор	✓	✓	✓
Огневой предохранитель	✓	✓	✓
Приемо-раздаточный патрубок	✓	✓	✓
Вентиляционный патрубок	—	✓	✓
Система подслоного пенотушения	✓	✓	✓
Компенсирующая система приемо-раздаточных патрубков	✓	✓	✓
Пробоотборник	✓	✓	✓
Система размыва осадка	✓	✓	✓
Система орошения	✓	✓	✓
Кран сифонный	✓	✓	✓
Водоспуск с плавающей крыши	—	—	✓
Приборы контроля и сигнализации	✓	✓	✓
Уровнемер	✓	✓	✓
Люки	✓	✓	✓

Как видно из рисунков и таблицы, резервуары различаются по своей конструкции, оборудованию и конструктивным элементам. Чтобы понять, какой резервуар выбрать для хранения нефти, необходимо знать свойства хранимого продукта. Зависимость выбора типа резервуара от свойств хранимой нефти и НП представлена в таблице 3.

Резервуары с одинаковыми конструкционными особенностям могут различаться по номинальному объёму, поэтому такая классификация, согласно [13], представлена в таблице 4.

Таблица 3 – Классификация резервуаров согласно [11-12]

НТД	Вид резервуаров	Продукты хранения	Температура вспышки и ДНП
ГОСТ 31358–2016 [11]	РВС со стационарной крышей и ГО или УЛФ	<ul style="list-style-type: none"> ▪ нефть ▪ бензин ▪ дизельное топливо общего назначения ▪ стабильный газовый конденсат 	$T_{всп} < 55 \text{ } ^\circ\text{C}$ от 26,6 до 93,3 кПа
	РВСП		
	РВСПК		
	РВС без ГО или УЛФ	<ul style="list-style-type: none"> ▪ отдельные виды нефти ▪ дизельное топливо для тепловозных и судовых дизелей и газовых турбин ▪ мазуты, масла битумы, гудроны 	$> 55 \text{ } ^\circ\text{C}$ $< 26,6 \text{ кПа}$
		<ul style="list-style-type: none"> ▪ для аварийного сброса нефти 	-
	Резервуары с защитной стенкой	при расположении резервуаров вблизи жилых зон или по берегам водоёмов, а также на производственных площадках при недостаточности места для устройства обвалования или каре вокруг резервуаров	-
ГОСТ 1510–84 [12]	РГС низкого и высокого давления Шаровые резервуары РВСП РВС и ГО или УЛФ	авиационные топлива	$> 55 \text{ } ^\circ\text{C}$ до 13,3 кПа

Таблица 4 – Классификация резервуаров согласно [13]

ГОСТ 27751 [13]	Класс резервуара	Номинальный объём, тыс. м ³
	КС-3а	50 – 120
	КС-3б	20 – 50 вкл.
	КС-2а	1 – 20 вкл.
	КС-2б	менее 1 вкл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Резервуар является опасным производственным объектом, как упоминалось ранее, поэтому вопрос о противопожарной безопасности также должен быть урегулирован. Согласно [7] резервуары классифицируются в зависимости от общей вместимости по категориям следующим образом (таблица 5).

Таблица 5 – Классификация резервуаров согласно [7]

СНиП 2.1.1.0-93 [7]	Категория резервуара	Максимальный объём резервуара, тыс. м ³
	I	Более 100
	II	20 – 100 вкл.
	IIIа	10 – 20 вкл.
	IIIб	2 – 10 вкл.
	IIIв	0,7 – 2 вкл.

РП, расположенные на территории нефтебаз, имеют свои признаки классификации, представленные в таблице 6 [14].

На каждый резервуар, находящийся в эксплуатации, должна иметься следующая документация [14]:

- паспорт резервуара с актами на замену оборудования;
- исполнительная документация на резервуар и на проведение ремонта;
- схема нивелирования основания, акты, протоколы по нивелированию окрайки днища, проводимой в процессе эксплуатации;
- градуировочная таблица на резервуар;
- технологическая карта эксплуатации резервуара;
- журнал текущего обслуживания;
- журнал эксплуатации молниезащиты и защиты от статического электричества;
- схема молниезащиты и защиты от статического электричества.

Таблица 6 – Классификация резервуаров согласно [14]

ВНТП 5-95 [14]	Признак классификации нефтебаз	Классификация
	по функциональному назначению	<ul style="list-style-type: none"> • перевалочные, • перевалочно-распределительные, • распределительные
	по транспортным связям поступления и отгрузки НП	<ul style="list-style-type: none"> • железнодорожные, • водные (морские, речные), • трубопроводные, • автомобильные, • смешанные водно-железнодорожные, • трубопроводно-железнодорожные и т.п.
	по номенклатуре хранимых НП	<ul style="list-style-type: none"> • нефтебазы для легковоспламеняющихся и горючих НП, • нефтебазы общего хранения
по годовому грузообороту тыс. тонн/год	<ul style="list-style-type: none"> • 1 класс –> 500, • 2 класс – от 100 до 500 вкл. • 3 класс – от 50 до 100 вкл. • 4 класс – < 20 вкл. 	

Из рассмотренных классификаций резервуаров видно, что РП включают в себя различные конструкции резервуаров для хранения нефти, различающимся не только объёмом, материалом, расположением и конструкцией, но и оборудованием, которое они в себя включают. Резервуары выполняют технологические задачи в системе трубопроводного транспорта нефти, из которых основной является сокращение потерь нефти при хранении её в данных резервуарах. Чтобы контролировать данные потери, знать их количество и влияние их на качество нефти необходимо производить коммерческий учёт.

1.4 Определение качественно-количественных характеристик нефти в системе трубопроводного транспорта нефти

Показатели качества и количества нефти и НП являются контрольными параметрами как в приёмо-сдаточных операциях, так и при регулировании технологических процессов в системе МН.

Показателями качества нефти являются измерения её физико-химических параметров. Такие измерения по частоте их проведения делятся на: ежемесячные измерения и измерения, проводимые 1 раз в 10 дней (рисунок 6).



Рисунок 6 – Показатели качества, определяемые ежемесячно и 1 раз в 10 дней

Учёт нефти имеет две разные цели:

- 1) оперативный учёт для контроля и управления технологическим процессом (операции приёма-сдачи),
- 2) коммерческий учёт для определения количества и показателей качества нефти для взаимных денежных расчётов между поставщиками и потребителями нефти.

Оперативный учёт производится с периодичностью в 2 часа. Ответственным лицом за данные операции является оперативный диспетчерский персонал. Задачи оперативного учёта:

- 1) контроль соблюдения графиков,
- 2) недопущение некондиционной нефти,
- 3) выполнение оперативных подключений,
- 4) контроль количества нефти и наличие пустой ёмкости в РП [15].

Коммерческий учёт нефти требует такой документации, как акт приёма-сдачи и паспорт качества нефти. Проводить данную операцию могут лица, имеющие нотариальную доверенность на право подписи.

Для выполнения достоверного учёта необходим технический, технологический и метрологический контроль оборудования.

Способы измерения качественных и количественных показателей нефти можно разделить на *прямые* и *косвенные* методы [15].

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

К *прямым* измерениям относят тот способ, при котором искомый параметр определяется путем непосредственного измерения параметра специально предназначенным для этого прибором или мерой измерения.

При *косвенных* измерениях определяется одна или несколько величин, связанных с искомым уравнением. Результат при таком измерении можно получить только с помощью специальной системы измерения, или комплекса технических средств.

Объём и массу нефти определяют не только при нахождении ее в резервуарах, но и при движении ее по трубопроводу. Измерения объемно-массовых показателей, проводимые в потоке трубопровода с помощью расходомеров и счётчиков, называют динамическим методом измерения.

Что касается нефти, находящейся в градуированных ёмкостях (резервуарах), измерения её количества проводятся статическим методом.

Учет нефти в системе магистрального трубопровода производится в тоннах. Существует два понятия при измерении массы нефти: масса нетто нефти, масса брутто и масса балласта. Балласт представляет из себя содержащиеся в нефти воду, хлористые соли и механические примеси. Масса брутто включает в себя массу балласта, а масса нетто – нет.

Мерой полной вместимости является средство измерения, имеющее свидетельство о поверке и указателем уровня наполнения, в отличие от меры вместимости, имеющей вместо указателя градуировочную таблицу. Резервуары типа РВС являются мерой вместимости в системе учёта нефти.

Мерой полной вместимости является средство измерения, имеющее свидетельство о поверке и указателем уровня наполнения, в отличие от меры вместимости, имеющей вместо указателя градуировочную таблицу. Резервуары типа РВС являются мерой вместимости в системе учёта нефти.

При проведении данных операций учёта, особенно в коммерческих целях не исключены потери части нефти. Очень важно отследить, откуда произошла потеря, не случилось ли утечки или несанкционированной врезки.

Таблица 7 – Методы измерения показателей качества и количества нефти [16]

Метод	Измеряемые показатели	Средство учета	Погрешность при измерении массы нефти, %	
			Масса нетто	Масса брутто
1	2	3	5	6
Прямой статический	Масса $M_{\text{нефти}} = M_{\text{н+тары}} - M_{\text{тары}}$	весы	±0,5–0,6	±0,4–0,5
	Объём $V = Q \cdot t = \vartheta \cdot S \cdot t$	счётчики жидкости, преобразователи расхода		
Косвенный статический	Уровень h	стационарные уровнемеры, метрошток, рулетка с лотом, электронная рулетка	Не более ±0,65	Не более ±0,5
	Плотность ρ $\rho = \frac{\rho_{293}}{1 + \beta(T - 293)}$	ареометр		
	Температура t	преобразователи температуры, термометры		
	Объём $V = S \cdot h$	градуировочные таблицы мер вместимости		
Прямой динамический	Масса $M = \rho \cdot Q \cdot t$	массовый расходомер	Не более ±0,35	Не более ±0,25
Косвенный динамический	Плотность $M = V \cdot \rho_V$	объемный расходомер поточные преобразователи плотности, давления, температуры	Не более ±0,35	Не более ±0,25

Потеря части сырья, всегда сопровождающая транспортировку нефти может быть вследствие расхода топлива на собственные нужды, от естественной убыли при сливо-наливных операциях, при отборе проб для лабораторных исследований, а также потери при хранении нефти в резервуарах. Конечно, процент таких потерь может составлять небольшую долю, но, если учесть оборот перекачиваемой и хранимой нефти в пересчёте на денежный эквивалент, это приносит огромные убытки с точки зрения коммерческого учёта нефти.

Важно не только знать, сколько нефти потеряно при ее транспортировке, но и стараться сократить возможность таких потерь. Разработка методов сокращения потерь нефти в резервуарах является важной задачей, требующей изучения этого вопроса.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

1.5 Потери нефти при эксплуатации в резервуаре

Современные технологии транспорта и хранения не позволяют полностью исключить потери нефти и НП. Как показано в [2-15], это связано с характеристикой хранимого продукта, а именно: летучесть нефти и НП, давление паров насыщения, испаряемость легких фракций, вследствие чего остаточная часть сырья утяжеляется. Также на данный процесс влияет изменение температуры и давления, вследствие изменения условий окружающей среды, в которой находится резервуар, а также с частотой операций по его опорожнению и наполнению – цикличностью загрузки резервуара (чем больше переливаем, тем больше потери).

Под технологическими потерями понимается уменьшение массы нефти вследствие её физико-химических свойств, воздействия метеорологических факторов и степени совершенства используемых технологических процессов, технических средств и мероприятий по сокращению потерь нефти хранения, заполнении, опорожнении резервуаров и транспортных емкостей, а также при ее транспортировке [17]. В технологические потери не входит часть нефти или НП, потерянная при зачистке резервуара, ремонтом, все виды аварийных потерь, а также потери при внутрискладских перекачках.

Потери нефти и НП при зачистке резервуара имеют свои нормы, прописанные в [10].

Технологические потери при зачистке резервуаров в соответствии с [17] состоят из массы НП донного осадка и массы НП, налипшего на внутренние стенки резервуара, удаляемого из резервуара на следующих этапах зачистки - разогреве, дегазации, промывке и удалении оставшихся на дне механических примесей [18].

Основная доля потерь приходится на период хранения ее в резервуарах (до 75 %). Все потери нефти и НП, в соответствии с [1], классифицируют по характеру возникновения по четырём группам: естественная убыль НП, аварийные и эксплуатационные потери и погрешности баланса (недостоверность учёта) (рисунок 7).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



Рисунок 7 – Классификация потерь нефти и НП [1]

Норма естественной убыли – допустимая масса потерь нефти, происходящая и неизбежная для имеющегося оборудования (испарение через уплотнения задвижек и насосов, налипание НП) [19].

Нормы естественной убыли являются предельно допустимыми и учет их количества применяется только в случаях недостач нефти, поэтому списание нефти в данных пределах запрещено до установления факта недостачи. Для уточнения норм естественной убыли нефти и НП территория РФ разделена на климатические зоны. Также нормы естественной убыли нефти и НП установлены для двух периодов года:

- осенне-зимнего (с 1 октября по 31 марта);
- весенне-летнего (с 1 апреля по 30 сентября) [19].

Списание нефти производится в соответствии с [20]. Отсюда общие потери при транспортировке нефти и НП складываются из потерь:

- из резервуаров;
- на линейной части нефтепроводов;
- при хранении нефти в земляных емкостях и их зачистке.

В соответствии с [1], эксплуатационные потери подразделяются на следующие типы:

1. **Количественные потери.** Такие потери приводят к уменьшению количества нефти или НП при сохранении его качества. Улетучивания УВ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

происходят вследствие разливов и утечек продукта из-за неполной герметизации оборудования РП, что происходит по причине неправильной работы сливно-наливного оборудования или неверных действиях работников при сливе подтоварной воды.

2. **Качественные потери.** Потери, которые влекут изменение качества нефти или НП при сохранении его количества. Основная причина изменения качества продукта – это смешивание различных НП, что происходит из-за недостаточной зачистки резервуара перед приёмом в него другого НП, отличного по свойствам от предыдущего, а также при некачественной последовательной перекачке.

Помимо этого, качественные характеристики нефти и НП изменяются вследствие окисления при контакте с кислородом или металлами. В результате реакции окисления, образовавшиеся продукты в виде смол и нерастворимых соединений нарушает работу оборудования и негативно влияюи на технологический процесс.

3. **Качественно – количественные потери.** В данном случае происходит одновременное ухудшение качества и уменьшение количества нефти и НП. Причиной качественно – количественных потерь является испарение легких фракций нефти и НП, что влечет не просто потерю некоторого объема продукта, но и потерю ценных легких фракций, оставляя более тяжелый продукт, и качество всей хранимой нефти или НП ухудшается.

Аварийные потери возникают при нарушении правил эксплуатации оборудования, несоблюдения технических условий или требований стандартов, а также при чрезвычайных ситуациях природного характера.

Потери легких фракций снижают качество НП. Чем выше испаряемость НП, тем больше потери от испарения и тем заметнее ухудшается их эксплуатационная характеристика, что показывает необходимость сокращения таких потерь для НП. Данные потери зависят от способа хранения НП (потери из открытых емкостей намного интенсивнее потерь из герметизированных).

Помимо герметизации, большое значение имеют температурные условия: меньшие потери при хранении имеют заглубленные или подземные хранилища, нежели наземные резервуары. Для уменьшения нагрева наземных

резервуаров, и тем самым уменьшения потерь, их окрашивают в светлые лучеотражающие тона [20].

Как показано [1, 21], потери могут иметь статический и динамический характер, что определяет их объем.

1. Статические потери – это потери нефти и НП при хранении в резервуаре, происходящие вследствие изменения некоторых параметров хранимого продукта:

- уровень (вследствие испарения, которое происходит при изменении температуры окружающей среды, следовательно, и резервуара, что влечет за собой изменения плотности продукта);
- температуры (из-за нагрева и охлаждения в зависимости от времени суток и времени года),
- плотности (из-за потери легких фракций),
- давления в газовом пространстве резервуара. При повышении давления до величины срабатывания ДК происходит «малое дыхание».

2. Динамические потери – это потери нефти и НП, которые происходят при операциях приёма, отпуска, перекачки нефти или НП, характеризующиеся изменением параметров:

- уровень нефти или НП в РВС (до минимально допустимого значения);
- температура УВ;
- плотность (из-за испарения лёгких фракций);
- давление в ГП (в ходе операций приёма повышается уровень жидкости в РВС и происходит процесс испарения лёгких УВ фракций, в результате чего увеличивается давление паров в ГП резервуара; при равенстве давлению в ГП давлению срабатывания ДК (рисунок 8), происходит «большое» дыхание).

При выкачивании нефти или НП из резервуара воздух из атмосферы поступает в резервуар для компенсации разности давлений. Давление в ГП увеличивается вследствие испарения УВ и при достижении его до величины, на которую настроен ДК, происходит «обратный выдох».



Рисунок 8 – Дыхательный клапан [22]

Согласно [21] при простое в закрытом резервуаре происходят процессы испарения. Меняются термобарические условия и ГП в резервуаре постепенно заполняется парами УВ.

Масса жидкой и газообразной фазы меняется (происходит массообмен). При испарении в закрытой герметизированной ёмкости скорость испарения максимальна в начальный период времени, а затем она снижается до нулевого значения. При испарении же в открытой ёмкости пары нефти или НП испаряются с постоянной быстрой скоростью.

Скорость испарения зависит от физико-химических свойств продукта, таких как:

- упругость паров – характеристика содержания в нефти легкокипящих фракций, испаряющихся тем быстрее, чем выше температура, которая определяет парциальное давление таких фракций в образующейся ПВС и концентрацию паров в этой смеси;

- фракционный состав нефти или НП определяет температуру начала кипения каждой фракции;

- температура начала кипения – температура, при которой давление насыщенного пара жидкости равно атмосферному, что помогает оценить способность УВ к испарению.

Таким образом, различные по составу и свойствам нефть и НП имеют разную скорость испарения, что определяется вышеперечисленными параметрами.

При хранении УВ потери продукта делятся на два вида: потери от «больших» и «малых» дыханий.

«Большие дыхания» резервуаров – это выбросы паров нефти и НП во время закачки НП в резервуар или при его выкачке (операции опорожнения-наполнения). При откачке нефти или НП из резервуара, образуется вакуум.

который заставляет воздух из атмосферы поступать в резервуар, при закачке же происходит интенсивное испарение продукта, давление в ГП увеличивается до критического значения, при котором ПВС выбрасывается в атмосферу через дыхательную арматуру.

«*Малые дыхания*» происходят при колебаниях температуры окружающей среды в течение суток. Днем окружающая среда нагревает резервуар, следовательно, у находящегося там продукта повышается температура, его объём увеличивается и повышается интенсивность испарения УВ. Давление в ГП повышается и при достижении его предельного значения открывается ДК – пары выпускаются в атмосферу. Ночью процесс протекает в обратном направлении — температура уменьшается и происходит конденсация паров в резервуаре, снижение давления в ГП, и при достижении его до минимального значения ДК открывается и в резервуар поступает воздух из атмосферы [23].

Кроме этого, происходят потери от «обратного выдоха», а также от вентиляции ГП резервуара для предотвращения аварийного значения давлений и давления вакуума во избежание разрушения стенки резервуара и разлива продукта.

1.6 Современные методы уменьшения потерь нефти при эксплуатации резервуара, используемые в системе трубопроводного транспорта

Согласно проведенному литературному обзору и обзору патентов [31–39], для сокращения потерь нефти и НП от испарения при их хранении в резервуаре используются различные способы:

- 1) сокращение объёма ГП;
- 2) улавливание паров нефти и НП, выбрасываемых из резервуара при закачке;
- 3) снижение колебаний температуры ГП резервуара;
- 4) хранение при повышенном давлении [1, 23, 24].

Каждый способ влечет за собой применение одного из методов сокращения потерь нефти и НП в резервуар, каждый из которых имеет разную эффективность, зависящую от условий технической эксплуатации. Максимально уменьшить потерю хранимого продукта возможно только при

совершенствовании технологии транспортировки и хранения, а именно внедрением современного оборудования.

Рассмотрим методы, применяемые в системе трубопроводного транспорта нефти для сокращения потерь нефти и НП на этапе хранения или операций закачки-откачки в резервуарах.

1.6.1 Применение понтонов, плавающих крыш

Для сокращения потерь нефти и НП в резервуаре распространённым методом является применение понтонов или плавающих крыш.

В соответствии с [25], *понтон* – конструкция, которая предотвращает испарение НП, находящегося в резервуаре со стационарной крышей, плавающая на поверхности хранимого продукта и закрывающая поверхность продукта по всей площади поперечного сечения резервуара [26]. Понтоны применяют для сокращения потерь от испарения в резервуарах для хранения легких фракций УВ. Резервуары с наличием понтона обозначаются аббревиатурой РВСП (резервуар вертикальный стальной с понтоном).

Понтоны должны отвечать следующим основным требованиям:

- максимально перекрывать поверхность хранимого продукта;
- РВСП должны эксплуатироваться без внутреннего давления и вакуума в ГП резервуара;
- все соединения понтона, подверженные непосредственному воздействию с нефтью или ПВС, должны быть герметичными;
- материал, уплотняющий соединения понтона, должен быть совместим с хранимым продуктом;
- в местах прохода сквозь понтон направляющих должны быть предусмотрены уплотнения для снижения потерь от испарения во время вертикальных и горизонтальных перемещений понтона.

Основными применяемыми видами понтонов являются понтоны однодечные, двудечные и комбинированные. Характеристики основных и других видов понтонов представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Основные виды понтонов [21]

Понтон	Характеристика
Однодечный	имеет центральную однослойную мембрану (деку), разделенную при необходимости на отсеки и расположенные по периметру кольцевые короба (открытые или закрытые сверху);
Двудечный	состоит из герметичных коробов, расположенных по всей площади понтона
Комбинированный	имеет открытые или закрытые радиально расположенные короба и соединяющие их однодечные вставки
На поплавах	имеет герметичный настил
Блочный	толщиной не менее 60 мм с герметичными отсеками, пустотелыми или заполненными вспененным или иным материалом
Неметаллический	из неметаллических композитных или синтетических материалов

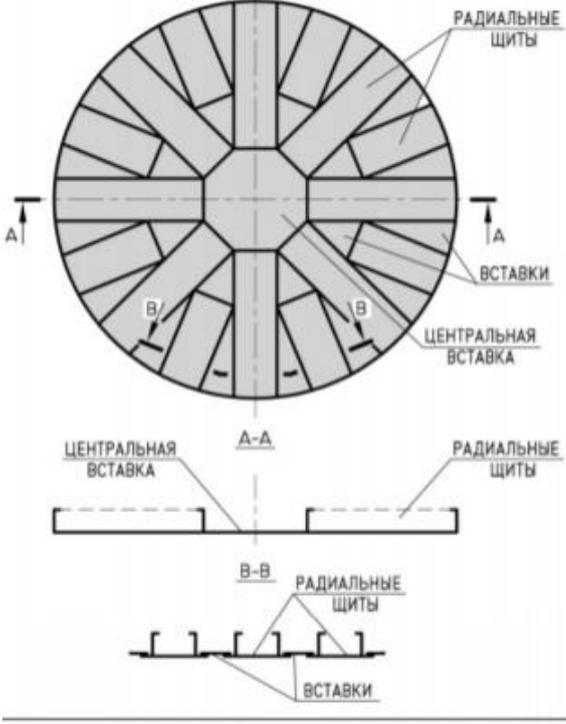
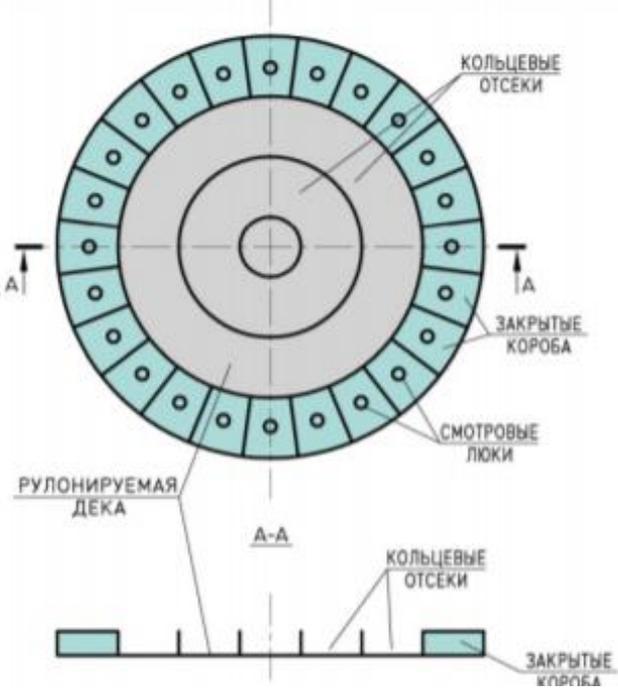
В [29] приведены типы однодечных, двудечных и комбинированных понтонов. Их конструктивная схема, достоинства и недостатки приведены в таблицах 9, 10.

Таблица 9 – Типы однодечных понтонов [21]

Конструктивная схема	Тип понтона
	<p>Однодечный понтон с открытым бортом</p> <p>Преимущества:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. [REDACTED] 2. [REDACTED] 3. [REDACTED] <p>Недостатки:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. [REDACTED] 2. [REDACTED]
	<p>Однодечный понтон с открытыми отсеками</p> <p>Преимущества:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. [REDACTED] 2. [REDACTED] <p>Недостатки:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. [REDACTED]

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Окончание таблицы 9 – Типы однодечных понтонов [21]

Конструктивная схема	Тип понтона
 <p>РАДИАЛЬНЫЕ ШИТЫ ВСТАВКИ ЦЕНТРАЛЬНАЯ ВСТАВКА ЦЕНТРАЛЬНАЯ ВСТАВКА РАДИАЛЬНЫЕ ШИТЫ РАДИАЛЬНЫЕ ШИТЫ ВСТАВКИ</p>	<p>Однодечный понтон с открытыми радиальными щитами</p> <p><i>Преимущества:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. [REDACTED] 2. [REDACTED] 3. [REDACTED] <p><i>Недостатки:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 2. [REDACTED]
 <p>КОЛЬЦЕВЫЕ ОТСЕКИ ЗАКРЫТЫЕ КОРОБА СМОТРОВЫЕ ЛЮКИ РУЛОНИРУЕМАЯ ДЕКА КОЛЬЦЕВЫЕ ОТСЕКИ ЗАКРЫТЫЕ КОРЫТА</p>	<p>Однодечный понтон с закрытыми коробами и кольцевыми отсеками</p> <p><i>Преимущества:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. [REDACTED] 2. [REDACTED] <p><i>Недостатки:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 2. [REDACTED]

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Таблица 10 – Типы двудечных и комбинированных понтонов [21]

Конструктивная схема	Тип понтона
	<p><i>Двудечный понтон с унифицированными гексаблоками</i></p> <p><i>Преимущества:</i></p> <p>[REDACTED]</p> <p><i>Недостатки:</i></p> <p>[REDACTED]</p>
	<p><i>Двудечный понтон с радиальными блоками</i></p> <p><i>Преимущества:</i></p> <p>[REDACTED]</p> <p><i>Недостатки:</i></p> <p>[REDACTED]</p> <p>3. [REDACTED]</p>

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Конструктивная схема	Тип понтона
	<p>Блочный алюминиевый понтон БПА</p> <p><i>Преимущества:</i></p> <p>[REDACTED]</p> <p><i>Недостатки:</i></p> <p>2. [REDACTED]</p>
	<p>Полноконтактный понтон НМТ Aluminator FC</p> <p><i>Преимущества:</i></p> <p>1. [REDACTED]</p> <p>2. [REDACTED]</p> <p><i>Недостатки:</i></p> <p>[REDACTED]</p> <p>2. [REDACTED]</p>

Плавающая крыша – это конструкция, служащая для предотвращения испарения продукта в резервуаре, не имеющем стационарной крыши, плавающая на поверхности хранимого продукта и закрывающая поверхность продукта по всей площади поперечного сечения резервуара (рисунок 9) [27, 27].

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

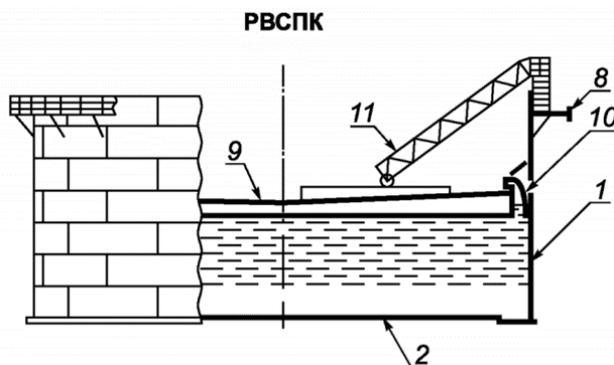


Рисунок 9 – Схема РВСПК [11]

1 – стенка, 2 – днище, 3 – стационарная крыша, 4 – ДК 5 – понтон, 6 – уплотняющий затвор, 7 – вентиляционный проём, 8 – ветровое кольцо, 9 – плавающая крыша, 10 – уплотняющий затвор с козырьком, 11 – катуная лестница

Плавающие крыши основных типов имеют следующее исполнение (таблица 11):

1. Однодечная плавающая крыша состоит из герметичных кольцевых коробов, расположенных по периметру крыши, и центральной однослойной мембраны (деки), имеющей организованный уклон к центру. Рекомендуется применять данную крышу для РВС диаметром менее 50 м и в районах, где скорость ветра не превышает 100 км/час, а снеговая нагрузка не превышает 2,4 кПа, так как может произойти повреждение крыши из-за больших ветровых и снеговых нагрузках.

2. Двудечная плавающая крыша может выполняться с:

- радиальным расположением коробов;
- кольцевым расположением отсеков [28].

На рисунке 10 представлены сравнительные схемы резервуара с однодечной и двудечной плавающей крышей.

3. Комбинированное исполнение.

Таблица 11 – Виды плавающих крыш [28]

Плавающая крыша	Характеристика
Однодечная	состоит из герметичных кольцевых коробов, расположенных по периметру крыши, и центральной однослойной мембраны (деки), имеющей организованный уклон к центру
Двудечная	имеет два варианта исполнения: - с радиальным расположением коробов, - с кольцевым расположением отсеков;
Комбинированная	с радиальными герметичными коробами и однодечными вставками между ними.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

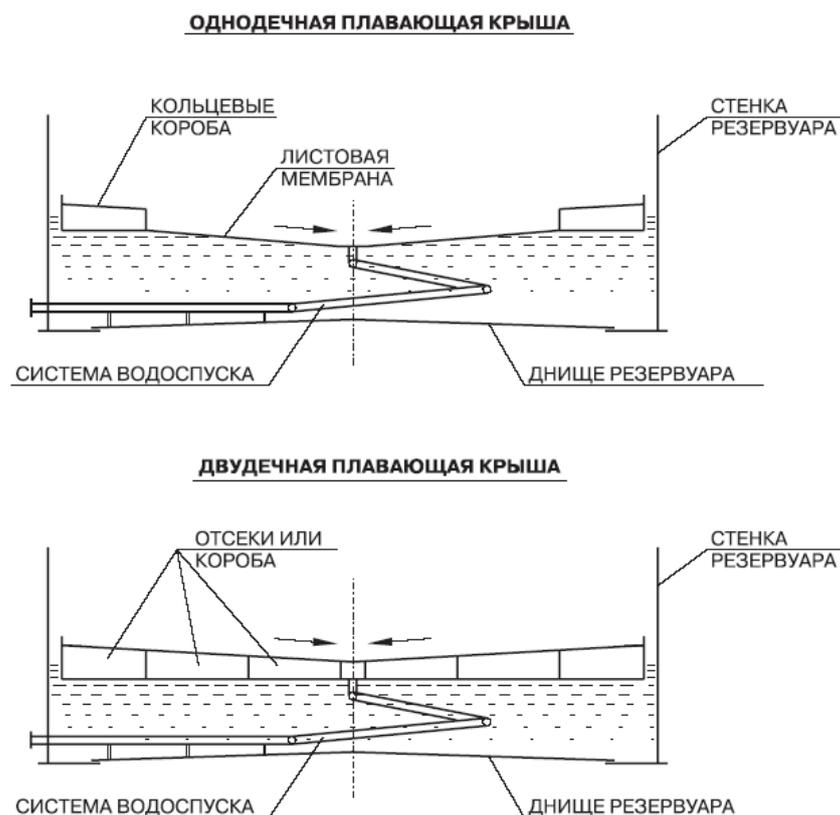


Рисунок 10 – Однодечная и двухдечная плавающие крыши [28]

Однодечные плавающие крыши состоят из рулонированной или полистовой листовой мембраны и кольцевых коробов, расположенных по периметру.

Крыша имеет уклон к центру за счёт пригруза для отвода дождевых вод, где устанавливается водоспуск с заборным устройством и обратным клапаном, который позволяет отводить дождевые воды за пределы резервуара и предотвращает попадание нефти на поверхность крыши.

Преимущества двухдечных плавающих крыш над однодечными [28]:

- жесткость крыши выше, что обеспечивает устойчивость к ветровым, снеговым и сейсмическим нагрузкам;
- увеличенная плавучесть крыши по всей площади поперечного сечения резервуара за счет геометрического расположения отсеков;
- наличие аварийных водоспусков на поверхности крыши, исключающих затопление крыши дождевыми водами;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Применение плавающих крыш сокращает потери, но не исключает их в полной мере. Величина потерь от испарения в РВСПК зависит от таких факторов как:

- давление насыщенных паров нефти или НП;
- температура окружающей среды;
- степень герметичности уплотняющих элементов затвора;
- технология эксплуатации РВСПК;
- скорость ветра;
- оборачиваемость резервуаров;
- количество и свойства хранимой нефти или НП.

Исходя из вышеупомянутого, использование плавающих крыш является достаточно эффективным методом сокращения потерь, но не исключает эти потери полностью.

При хранении продуктов с низким давлением паров сверхнормативные затраты на монтаж и эксплуатацию плавающих крыш не окупаются стоимостью сохраненного продукта, а при давлении насыщения продукта, близком к атмосферному, происходит интенсивное выделение легких фракций и потери сильно возрастают, – тогда применение плавающих крыш также оказывается неэффективным.

Резервуары со стационарной крышей оборудованные понтоном обеспечивают эффективную защиту нефти и НП от атмосферных осадков и заметно сокращают испарение продукта, не требуют больших эксплуатационных затрат, особенно в зимнее время. Одними из наиболее эффективных средств сокращения потерь легких УВ фракций от испарения считаются понтоны.

Эффективность сокращения потерь НП от испарения увеличивается с ростом вместимости и коэффициента оборачиваемости резервуара, поэтому для резервуаров малого объема и низкого коэффициента оборачиваемости применение понтонов оказывается малоэффективным.

Резервуары с плавающей крышей являются альтернативой резервуарам со стационарной крышей и понтоном. Выбор между этими типами резервуаров должен основываться на сравнении их технико-экономических показателей и условий эксплуатации.

1.6.2 Применение внутренней эластичной оболочки

Сокращение испарений НП из резервуара при «больших» и «малых» дыханиях можно обеспечить применением резервуара с внутренней защитной оболочкой [29] с упрощенной конструкцией устройства для выпуска ПВС.

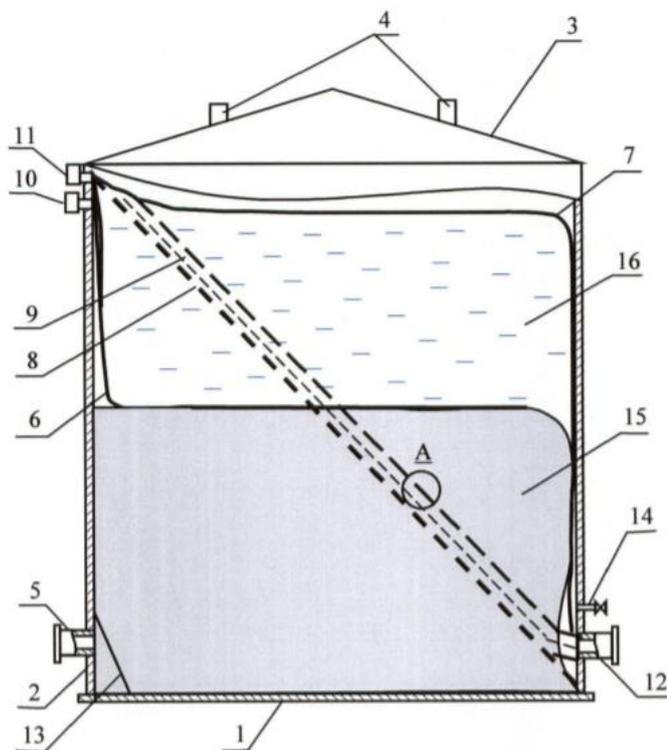


Рисунок 11 - Резервуар с внутренней защитной оболочкой в разрезе (вид сбоку в плоскости, параллельной приемораздаточным патрубкам) [29]
4 – дыхательная арматура; 5 – приемораздаточный патрубок; 6 – эластичная оболочка; 7 – дополнительная эластичная оболочка; 10, 11 – ДК для выпуска ПВС из полости; 14 – патрубок с вентилем для слива конденсата; 15 – основной жидкий УВ; 16 – дополнительный жидкий УВ;

На рисунке 11 изображен вид сбоку резервуара, содержащего внутреннюю оболочку.

Эластичные оболочки выполнены из высокопрочной полимерной ткани с двухсторонним специальным покрытием, стойкой к воздействию нефти и НП и обладающих высокой прочностью.

Для выпуска ПВС, скапливающейся в полостях в результате попадания газа при заполнении резервуара продуктом, в верхней точке стенки размещены ДК.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Удаление конденсата, скапливающегося на внешней поверхности дополнительной эластичной оболочки, осуществляется через патрубок для слива конденсата. С целью выравнивания давления ГП, находящегося между крышей и дополнительной эластичной оболочкой, на крыше установлены ДК.

Такой метод сокращения потерь используется в РВС без центральных стоек без повышенного давления.

В таком резервуаре практически полностью исключаются потери хранимой нефти или НП, но затраты на монтаж и обслуживание не оправдали эффективности такого метода.

1.6.3 Применение газовой обвязки и газоуравнительных систем

Газовая обвязка (ГО) представляет из себя систему трубопроводов, которая соединяет ГП резервуаров с одинаковым НП (рисунок 12) [23].

ГО эффективна при сокращении потерь от «больших дыханий», так как при одновременном заполнении одного резервуара и выкачке из другого часть ПВС не уйдет в атмосферу, а перетечет в резервуар, из которого производится откачка.

Применяется также ГУС, которая по сути своей является ГО с газосборником [30]. Это помогает собирать пары продукта даже при несовпадении операций закачки и откачки между резервуарами, что делает ГУС эффективней ГО. Но, подключение газосборника к ГО даёт эффект только в том случае, когда объем откачиваемой нефти или НП меньше, чем объем закачиваемой в систему резервуаров.

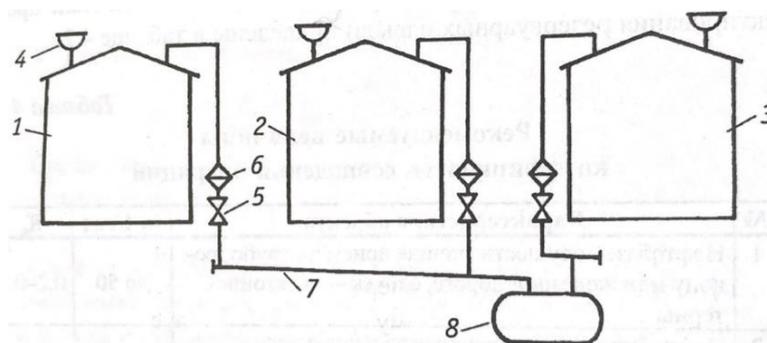


Рисунок 12 – схема ГО [25]:

1,2,3 – резервуары с НП, 4 – ДК, 5 – задвижка, 6 – отвод, 7 – коллектор, 8 – конденсатосборник

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

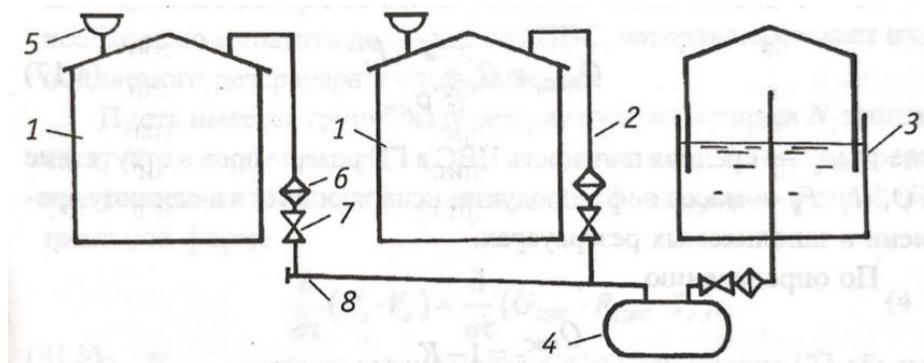


Рисунок 13 – схема ГУС с газосборником переменного объема [23]:

1 – резервуар НП, 2– отвод, 3 – газосборник, 4 – конденсатосборник, 5– ДК, 6 – огнепреградитель, 7 – задвижка, 8 –коллектор ГО

Газосборник оборудован устройством для поддержания в нем заданного давления. Собранные в газосборнике пары НП при откачке из резервуара возвращаются в ГП, а избыток этих паров охлаждается и конденсат возвращается в РВС с помощью насосов. В качестве газосборников могут применяться газгольдеры, эластичные и металлические ёмкости. Схема ГУС с газосборником приведена на рисунке 13.

ГУС является простейшей системой УЛФ, но результаты экспериментов, приведенные в [23] показывают, что подключение к ГО газосборника в полной мере не решает проблемы сокращения потерь нефти и НП из резервуара. Так, потери НП от «больших дыханий» с помощью ГУС с одним газосборником только на 30% меньше при использовании ГУС без него.

1.6.4 Применение систем улавливания легких фракций

Система улавливания лёгких фракций (УЛФ) – система оборудования, производящего отбор и накопление легких фракций УВ с целью возвращения их в резервуар (тогда УЛФ является ГУС или реализации ее потребителям, при повышении давления в ГП резервуаров до того, произойдет их выброс в атмосферу [31].

Имеющиеся системы УЛФ по принципу протекаемых физических процессов объединяют в основные группы, приведенные в таблице 12 (где 1 – резервуар с НП, 2 – ДК, 3 – ГО).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Помимо приведенных типов УЛФ существуют комбинирование УЛФ для более эффективного сокращения потерь. Например, эксплуатируются такие системы, как конденсационно-адсорбционные УЛФ, конденсационно-абсорбционные УЛФ, конденсационно-компрессорные УЛФ, имеющие свойства обоих видов систем.

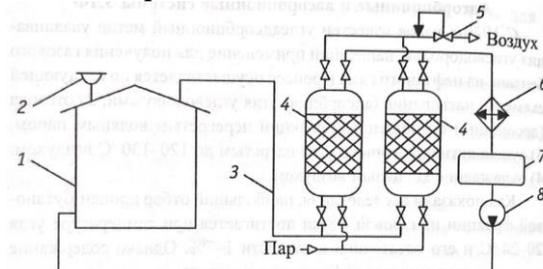
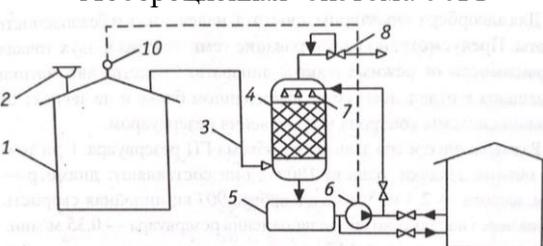
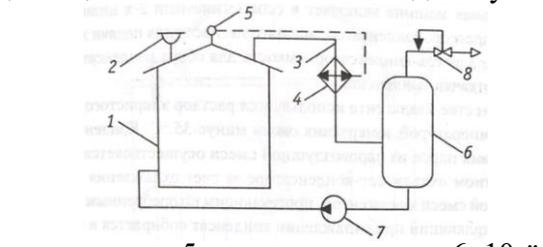
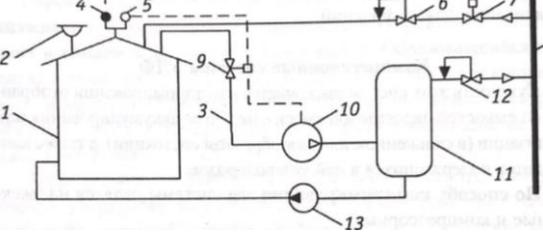
Согласно [32], системы УЛФ нужно размещать для проектируемых и реконструируемых объектов по приему, хранению и отгрузке светлых НП с упругостью паров выше 500 мм.рт.ст. в составе и близости к РП, сливноналивных и железнодорожных эстакад в зданиях или на открытой площадке под навесом.

Согласно [11] для продуктов с температурой вспышки в закрытом тигле не выше 55°C (нефть, бензин, дизельное топливо для дизелей общего назначения и стабильный газовый конденсат) [33] и давлением насыщенных паров (при температуре хранения продукта) от 26,6 кПа (200 мм рт.ст.) до 93,3 кПа (700 мм рт.ст.) применяют резервуары со стационарной крышей без понтона, оборудованные ГО и УЛФ.

В [32] указано, что системы УЛФ нужно размещать для проектируемых и реконструируемых объектов по приему, хранению и отгрузке светлых НП с упругостью паров выше 500 мм.рт.ст. в составе и близости к РП, сливноналивных и железнодорожных эстакад в зданиях или на открытой площадке под навесом.

Если сравнивать системы УЛФ и традиционные системы сокращения потерь нефти и НП из резервуара, можно сказать, что системы УЛФ имеют большую эффективность, но намного дороже остальных средств вследствие наличия такого оборудования как насосы, компрессоры, холодильники, датчики, контроллеры.

Таблица 12 – системы УЛФ по принципу протекаемых процессов [23]

Ф.П.	Вид системы УЛФ	Протекаемый процесс
адсорбция	<p style="text-align: center;">Адсорбционные системы УЛФ</p>  <p>4-адсорбер, 5-регулятор давления, 6-холодильник, 7-конденсатосборник, 8-насос для откачки конденсата</p>	<p>Процесс осуществляется по схеме:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) адсорбция угля УВ, 2) десорбция поглощенных фракций паром, 3) сушка угля горячим воздухом, 4) охлаждение холодным воздухом.
абсорбция	<p style="text-align: center;">Абсорбционная система УЛФ</p>  <p>4-абсорбер, 5-ёмкость для абсорбента, 6-насос, 7-форсунки, 8-регулятор давления, 9-ёмкость для абсорбента, 10 -датчик давления</p>	<p>ПВС поглощается абсорбентом (керосин, дизельное топливо), сбрасывается в ёмкость 9 и проходит регенерацию.</p>
конденсация	<p style="text-align: center;">Конденсационная системы УЛФ одноступенчатая</p>  <p>4, 9-холодильник, 5-датчик давления, 6, 10-ёмкости, 7-насос, 8-регулятор давления</p>	<p>Принцип основан на более высокой температуре конденсации паров УВ по сравнению с воздухом. Полученный в результате охлаждения ПВС конденсат закачивается в резервуар, а воздух со следами НП сбрасывается в атмосферу</p>
компримирование	 <p>4-датчик вакуума, 5-датчик давления, 6, 7-отсечные клапаны, 8-компрессор, 9-насос, 10-газгольдер, 11-регулятор давления.</p>	<p>Компримирование отобранной из резервуара ПВС с целью её аккумулирования или реализации, а также конденсации содержащихся в ней УВ.</p>

1.6.5 Использование дисков-отражателей

Как указано в [34], диски-отражатели уменьшают потери НП до 30%. Диски-отражатели представляют собой препятствие в форме диска, изготовленного из листового металла толщиной 1—2 мм и устанавливаемое под патрубками ДК (рисунок 14) [35].

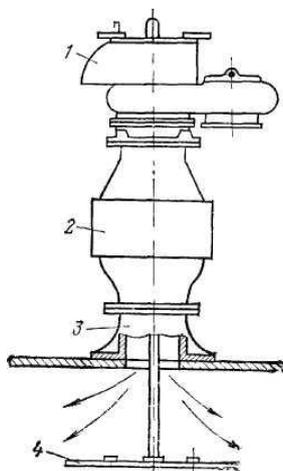


Рисунок 14 – ДК с диском отражателем [23]

1 – ДК, 2 – огневой предохранитель, 3 – монтажный патрубок, 4 – диск-отражатель

При операциях выкачки продукта из резервуара через дыхательную арматуру в резервуар подсасывается воздух, перемешивая ГП, в котором пары нефти или НП имеют наибольшую концентрацию у поверхности жидкости. Концентрация УВ на всей высоте ГП становится одинаковой, что способствует испарению нефти или НП. Если на пути подсасываемого воздуха установить диск-отражатель, при ударе об него струя изменяет направление на горизонтальное. Постепенное замещение ПВС воздухом приводит к их смешению – в верхней части ГП преобладает воздух, а ближе к поверхности жидкости – пары нефти или НП.

Сокращение потерь нефти и НП дисками-отражателями зависит от таких условий как:

1. **Период года и место размещения РП.** Диски-отражатели не дают эффекта в осенне-зимний период и в северных районах, когда в резервуар при выкачке продукта закачивается холодный воздух, который тяжелее ПВС – воздух проникает вглубь ГП, перемешивая слои, тем самым позволяя нефти и НП покидать резервуар.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

2. Продолжительность простоя резервуара перед заполнением.

Неравномерное распределение концентрации паров продукта по высоте ГП, сформированное с помощью дисков-отражателей не может иметь постоянный эффект, в результате диффузии пары УВ перемещаются к крыше резервуара и после некоторого времени распределение концентрации УВ по ГП становится таким, если бы диск-отражатель не применялся.

3. Вместимость резервуара. Эффект применения дисков-отражателей для резервуаров большой вместимости меньше, так как струя входящего воздуха них проникает неглубоко даже без дисков-отражателей, однако в резервуарах малого объема перемешивание достаточно интенсивное и применение такого метода сокращения потерь эффективно.

4. Степень заполнения резервуара. Чем больше коэффициент заполнения резервуара, тем эффективнее применение дисков отражателей, так как при увеличении коэффициента увеличивается объем подсосываемого воздуха, что снижает концентрацию УВ в ГП без диска-отражателя.

Получается, что такой метод сокращения потерь нефти и НП при хранении в резервуаре как применение дисков-отражателей эффективно только при определенных условиях эксплуатации резервуара.

1.6.6 Использование микрополых шариков и защитных эмульсий

Метод сокращения потерь нефти и НП использованием микрополых шариков и защитных эмульсий основан на способе уменьшения ГП резервуара.

На поверхность нефти или НП разливается текучая эмульсия, которая представляет из себя однородную вязкую массу плотностью от 500 до 850 кг/м³ (плотностью меньше, чем хранимый продукт) в зависимости от химического состава. Она позволяет покрывать всю поверхность хранимого продукта независимого от отклонения резервуара от основной оси. Защитные эмульсии могут применяться независимо от того, новый это резервуар, или уже эксплуатируемый ранее. Эффективность такого метода может составлять до 80 % (таблица 13).

По данным [23], проведенные испытания с эмульсиями разного состава показали, что эмульсии, в зависимости от своего состава и плотности обладали следующими свойствами:

					Современные технологии хранения нефти в товарных резервуарах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

- сокращение потерь до 80%, но малый срок службы – всего 10% от срока окупаемости ввиду разрушения и оседания её на дно резервуара;
 - высокий срок службы, но сокращение потерь всего 17–21%;
 - при плотности менее 500 кг/м³ происходит разрыв поверхности эмульсии парами НП, выше 700 кг/м³ – его погружение в НП;
 - обеспечить сплошность защитного покрытия при толщине покрытия менее 0,5% от высоты разлива продукта не удастся;
 - при наличии в составе воды при температуре ниже 0 °С часть покрытия примерзает к стенке РВС, а часть теряет целостность из-за образующегося льда;
 - при опорожнении РВС защитная эмульсия может попасть образующейся воронкой в насосы и фильтры и засорить их;
 - при операциях опорожнения–наполнения необходимо время для восстановления защитной пленки;
 - возможность попадания эмульсии в трубопровод,
- исходя из чего применения данный метод не получил

Микрошарики представляют собой сферы, заполненные азотом, радиусом от 5 до 125 мк, изготовленные из карбомидных или фенольно-формальдегидных смол. Из-за своего размера скопления таких шариков напоминают муку.

Результаты исследований [23], показывающие зависимость эффективности применения таких шариков от хранимого продукта и от толщины слоя микрошариков приведены в таблице 12.

Таблица 13 – Эффективность использования микрополых шариков из фенольных и карбомидных смол [10]

Продукт, хранимый в РВС	Толщина слоя микрошариков, мм	Эффективность сокращения потерь (по сравнению с резервуарами без микрошариков), %
Бензин:		
Только хранение	25	0-30
Большой коэффициент оборачиваемости	25-30	30-50
Нефть:		
Только хранение	13	70-90
Большой коэффициент оборачиваемости	25	50-70

Недостатками применения такого метода является то, что при откачке нефти или НП они уносятся вместе с продуктом, налипают на стенки

резервуара и портят тем самым качество продукта, поэтому такой метод сокращения потерь не нашел применения [23].

1.6.7 Использование инертных газовых смесей

Уменьшение массы выбросов паров УВ достигается при изменении ГП в пространстве между поверхностью жидкости и крышкой резервуара. Изменение состава газовой «подушки» над жидкими НП и крышей резервуара происходит при принудительной подаче в это пространство инертных газовых смесей или индивидуальных инертных газов.

Инертными газовыми смесями являются смеси с пониженным содержанием кислорода (ниже предела взрывопожарной безопасности в зависимости от вида НП).

Наиболее совершенной, с точки зрения предотвращения возникновения взрывопожарных ситуаций, является подача в ГП резервуара индивидуального газа – азота, который производится из атмосферного воздуха азотной мембранной установкой (рисунок 15).

«Азотная подушка» – это создание искусственной продувки азотом ГП резервуара [36]. «Азотную подушку» создают путем соединения резервуара к емкости с азотом.

Согласно [37] ГП резервуара подключается к ёмкости с жидким азотом посредством испарителя и регулятора давления. При опорожнении резервуара азот подается в резервуар, предотвращая падение давления, в случае повышения давления выше атмосферного настройки обратного клапана сбрасывают азот в атмосферу.

Эта технология такие преимущества как:

- отсутствие выходов УВ в атмосферу;
- снижение металлоемкости;
- отсутствие кислорода, что влечет за собой снижение пожароопасности, уменьшение коррозионных процессов и процессов окисления НП;
- источником азота является атмосфера.

Результаты экспериментов, приведенные в [37] показывают эффективность применения такого метода сокращения потерь (таблица 13).

Таблица 14 – Эффективность применения способов сокращения на примере [12]

Ресурсоэффективность	Технология сокращения объемов потерь при хранении нефти НП		
	<i>без понтона</i>	<i>с понтоном</i>	<i>ГУС с азотной подушкой</i>
Эффективность	1	1,4	1,8
Потери в резервуаре, кг	177800	127000	98100
В денежном эквиваленте, тыс. руб	4513	3223	2490

Недостатками данного устройства являются:

- сложность удаления конденсата с поверхности защитной пленки;
- дороговизна азотной мембранной установки для получения азота из атмосферного воздуха.



Рисунок 15 – азотная мембранная установка

Очевидно, данный метод позволяет эффективно сократить потери нефти и НП при эксплуатации резервуара, более того, сокращается пожаровзрывоопасность на объектах хранения УВ. Но, из-за приведенных выше трудностей, связанных со сложностью и дороговизной установки необходимого оборудования, данный метод не используется повсеместно.

Таким образом, в ходе литературного обзора и анализа нормативно-технической документации и патентов, выявлены классификации потерь нефти и НП при хранении в резервуарах. Потери по влиянию на хранимый продукт могут быть качественными, количественными и качественно-количественными. По характеру потери бывают статическими и динамическими, что определяет объемы потерь.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Рассмотренные методы сокращения потерь нефти и НП при эксплуатации резервуара имеют свои особенности, область применения, достоинства и недостатки. Результатом обзора таких методов является таблица, содержащая сравнительную характеристику каждого рассмотренного метода (приложение Б).

2 Характеристика объекта исследования

Объектом исследования: резервуар вертикальный стальной типа РВС-5000 м³. Технологическая схема резервуара представлена в приложении А.

Резервуар РВС-5000 м³ применяется для приёма, хранения и выдачи нефти и НП и является вертикальной цилиндрической ёмкостью со стационарной крышей, плоским днищем, винтовой лестницей и площадкой обслуживания. Крыша, стенка и настил выполнены в рулонном исполнении. Конструкция стационарной крыши – стальная каркасная коническая крыша без центральной стойки.

Резервуар относится ко II-му классу ответственности (коэффициент надёжности ответственности $\gamma_n = 1,05$) [38], класс резервуара – КС-2а [39], категория резервуара – Ш6 [7].

Имеется дыхательная арматура, противопожарное оборудование, устройства для предотвращения образования донных отложений, сливно-наливное оборудование и оборудование для проведения осмотра и регламентного обслуживания (люк-лаз, патрубки, смотровой люк).

Проектирование и изготовление вертикальных резервуаров РВС объемом 5000 м³ осуществляется в соответствии с [11].

Резервуар окрашен алюминиевой краской, подвергшейся воздействию атмосферы, степень черноты $s = 0,65$. На резервуаре установлен ДК НКДМ (непримерзающий дыхательный клапан мембранный) с установкой на вакуум 150 Па и на избыточное давление 1500 Па. Диаметр приёмо-раздаточного устройства 400 мм. Закачка производится с производительностью 600 м³/ч.

Характеристики резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м³ приведены в таблице 2.1.

Резервуар располагается на территории Томской области (географическая широта 56°29'). Облачность в данном районе 60%.

В резервуаре хранится, откачивается и принимается нефть с характеристиками, представленными в таблице 2.2 [8].

					Влияние условий эксплуатации на потери нефти в резервуаре вертикальном стальном РВС-5000 кубических метров			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Дикопавленко М.А.		10.06	Характеристика объекта исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.		10.06			59	
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		10.06		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

Таблица 2.1 – Характеристика резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м³

Характеристика резервуара	Значение
Номинальный объём резервуара, м ³	5 000
Геометрический объём резервуара, м ³	4899
Высота стенки, мм	12 000
Высота конуса крышки, мм	2 100
Внутренний диаметр стенки, мм	22 800
Количество поясов, шт.	6
Толщина настила, мм	4
Масса резервуара, кг	113 505
Степень черноты стенки	0,65
Диаметр приёмо-раздаточных устройства, мм	360

Таблица 2.2 – Характеристика нефти, хранимой, принимаемой и откачиваемой из резервуара

Характеристика нефти	Значение
Массовая доля серы, %	0,15 (класс 1) [8]
Плотность при температуре 293 К, кг/м ³	900,0 (тип 4) [8]
Вязкость нефти ν , м ² /с	$0,8 \cdot 10^{-6}$
Массовая доля механических примесей, %	0,02
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	51
Давление насыщенных паров, кПа	57

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

3 Технологические расчеты прочностных параметров резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м³

Цель расчета: проверка прочности стенки резервуара по меридиональным и приведенным напряжениям.

Исходные данные для расчета.

Район строительства резервуара – Томская область.

Стенка резервуара рассматривается как цилиндрическая оболочка, изготовленная из стали С255, для которой при толщине до 20 мм расчётное сопротивление принимается равным 240 МПа [40]. Тип днища резервуара – бетонное.

Резервуар относится ко II-му классу ответственности.

Опорная плита изготовлена из бетона класса прочности С20/25.

Диаметр опорной плиты равен 23,8 м, толщина 20 см. Опорная плита укладывается на основание из насыпного грунта (30 см) и песчаной подушки (20 см).

Положительное давление в ГП резервуара P_n отсутствует. Припуск на коррозию металла стенки $\Delta t_c - 1$ мм [11]. Расчетный срок службы резервуара – 40 лет.

При расчете резервуара учитываются нагрузки:

1. Давление хранимой жидкости g ;
2. ветровая q_w и снеговая q_s нагрузки;
3. Собственный вес металлоконструкций покрытия g_n и стенки $g_{ст}$;
4. Отрицательное давление внутри корпуса резервуара, которое образуется ветровым потоком P_v .

Исходные данные для расчёта приведены в таблице 3.1.

					Влияние условий эксплуатации на потери нефти в резервуаре вертикальном стальном РВС-5000 кубических метров			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
Разраб.		Дикопавленко М.А.		10.06	Технологические расчеты прочностных параметров резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м ³	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Чухарева Н.В.		10.06		61	142	
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		10.06		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

Таблица 3.1 – Исходные данные для технологического расчета прочностных параметров резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м³.

Параметр, единица измерения	Численное значение
Диаметр резервуара D, м	22,8
Высота стенки резервуара H, м	12
Плотность хранимого продукта ρ , кН/м ³	9
Положительное давление в ГП резервуара $P_{н}$, МПа	0
Припуск на коррозию $\Delta t_{с}$, мм	1
Коэффициент надежности по нагрузке γ_{f1}	1,1
коэффициент надежности по нагрузке для избыточного давления γ_{f2}	1,2
Нормативное значение ветрового давления для Томской области q_w , кН/м ²	0,38
Коэффициент надежности по нагрузке для ветрового вакуума γ_{f3}	1,4
Коэффициент, учитывающий тип местности и изменение ветрового давления по высоте [41]	0,75 – на высоте до 5 м, 0,8 – на высоте 6 м, 0,9 – на высоте 8 м
Аэродинамический коэффициент c_{e1} [42]	1,131
Коэффициент условий работы, равный для нижнего пояса и для остальных поясов соответственно	0,7 0,8
Коэффициент надежности по ответственности для резервуаров II-го класса	1,05
Расчетное сопротивление R_y , МПа	240
Нормативная расчетная нагрузка от собственной массы покрытия $g_{п}$, кН/м ²	0,33
Нормативное значение веса снегового покрова на 1 м ² горизонтальной поверхности земли для Томской области S_0 , кН/м ²	1,2
Коэффициент надежности по снеговой нагрузке γ_{f5}	1,6
Коэффициент перехода от веса снегового покрова земли к снеговой нагрузке на покрытие, для конического покрытия μ	1
Плотность металла, кН/м ³	78,5
Коэффициент надежности по нагрузке для нагрузки, создаваемой собственным весом металлических конструкций γ_{f6}	1,05

Расчет производится по методике следующих нормативно-технических документов:

1. РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04. Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 м³ [43].
2. ГОСТ Р 58622-2019. Методика оценки прочности, устойчивости и долговечности резервуара вертикального стального [44].

Алгоритм расчета прочности стенки резервуара представлен на рисунке 15.

Технологические расчеты прочностных параметров резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м ³					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	62

ПРОВЕРКА ПРОЧНОСТИ СТЕНКИ РЕЗЕРВУАРА



Рисунок 15 – Алгоритм расчета прочности стенки резервуара

Определение давления на пояса стенки резервуара

Внутреннее давление жидкости на пояса стенки резервуара определяется по формуле:

$$g = \rho \cdot \gamma_{f1} \cdot x + P_{и} \cdot \gamma_{f2}, \quad (3.1)$$

где ρ – плотность хранимой жидкости;

γ_{f1} – коэффициент надежности по нагрузке;

x – расстояние от верхнего уровня хранимой жидкости до нижней точки рассматриваемого пояса резервуара;

$P_{и}$ – избыточное давление при не герметичном покрытии;

γ_{f2} – коэффициент надежности по нагрузке.

Нумерация поясов снизу-вверх. Давление на 1-й пояс стенки резервуара:

$$g = 9 \cdot 10^3 \cdot 1,1 \cdot 12 + 0 = 118,8 \text{ кН/м}^2$$

На 2-й пояс стенки резервуара ($x = 10$ м).

$$g = 9 \cdot 10^3 \cdot 1,1 \cdot 10 + 0 = 99 \text{ кН/м}^2$$

На 3-й пояс ($x = 8$ м).

$$g = 9 \cdot 10^3 \cdot 1,1 \cdot 8 + 0 = 79,2 \text{ кН/м}^2$$

На 4-й пояс ($x = 6$ м).

$$g = 9 \cdot 10^3 \cdot 1,1 \cdot 6 + 0 = 59,4 \text{ кН/м}^2$$

На 5-й пояс стенки резервуара ($x = 4$ м).

$$g = 9 \cdot 10^3 \cdot 1,1 \cdot 4 + 0 = 39,6 \text{ кН/м}^2$$

На 6-й пояс стенки резервуара ($x = 2$ м).

$$g = 9 \cdot 10^3 \cdot 1,1 \cdot 2 + 0 = 19,8 \text{ кН/м}^2$$

Ветровое давление определяется по формуле:

$$q_w = w_0 \cdot \gamma_{f3} \cdot k \cdot c_{e1} \quad (3.2)$$

где w_0 – нормативное значение ветрового давления;
 γ_{f3} – коэффициент надежности по нагрузке;
 k – коэффициент, учитывающий тип местности и изменение ветрового давления по высоте;
 c_{e1} – аэродинамический коэффициент:

Тогда значение ветрового давления на 1–3 пояса стенки резервуара:

$$q_w = 0,38 \cdot 1,4 \cdot 0,75 \cdot 1,131 = 0,45 \text{ кН/м}^2$$

Ветровое давление на 4-ый пояс:

$$q_w = 0,38 \cdot 1,4 \cdot 0,8 \cdot 1,131 = 0,48 \text{ кН/м}^2$$

Ветровое давление на 5-ый пояс:

$$q_w = 0,38 \cdot 1,4 \cdot 0,9 \cdot 1,131 = 0,54 \text{ кН/м}^2$$

Ветровое давление на 6-ой пояс:

$$q_w = 0,38 \cdot 1,4 \cdot 1 \cdot 1,131 = 0,6 \text{ кН/м}^2$$

Предварительно толщина каждого пояса стенки резервуара определяется по наибольшему растягивающему напряжению в кольцевом направлении по формуле:

$$t \geq \frac{(g+q_w) \cdot r \cdot \gamma_n}{R_y \cdot \gamma_c}, \quad (3.3)$$

где γ_c – коэффициент условий работы;
 r – радиус стенки резервуара;
 γ_n – коэффициент надежности по ответственности.

Определяем толщину пояса стенки резервуара. Полученные значения толщины округляются в большую сторону до значений листового проката. Рекомендуется принимать толщину стенки резервуара не менее 4 мм [11].

1-й пояс

$$t \geq \frac{(g + q_w) \cdot r \cdot \gamma_n}{R_y \cdot \gamma_c} = \frac{(118,8 \cdot 10^3 + 0,45 \cdot 10^3) \cdot 22,8 \cdot 1,1}{240 \cdot 10^6 \cdot 0,7} = 0,0178 \text{ м.}$$

Принимаем $t = 18$ мм.

2-й пояс

$$t \geq \frac{(g + q_w) \cdot r \cdot \gamma_n}{R_y \cdot \gamma_c} = \frac{(99 \cdot 10^3 + 0,45 \cdot 10^3) \cdot 22,8 \cdot 1,1}{240 \cdot 10^6 \cdot 0,8} = 0,013 \text{ м.}$$

Принимаем $t = 13$ мм.

3-й пояс

$$t \geq \frac{(g + q_w) \cdot r \cdot \gamma_n}{R_y \cdot \gamma_c} = \frac{(79,2 \cdot 10^3 + 0,45 \cdot 10^3) \cdot 22,8 \cdot 1,1}{240 \cdot 10^6 \cdot 0,8} = 0,01 \text{ м.}$$

Принимаем $t = 10$ мм.

4-й пояс

$$t \geq \frac{(g + q_w) \cdot r \cdot \gamma_n}{R_y \cdot \gamma_c} = \frac{(59,4 \cdot 10^3 + 0,48 \cdot 10^3) \cdot 22,8 \cdot 1,1}{240 \cdot 10^6 \cdot 0,8} = 0,0078 \text{ м.}$$

Принимаем $t = 8$ мм.

5-й пояс

$$t \geq \frac{(g + q_w) \cdot r \cdot \gamma_n}{R_y \cdot \gamma_c} = \frac{(39,6 \cdot 10^3 + 0,54 \cdot 10^3) \cdot 22,8 \cdot 1,1}{240 \cdot 10^6 \cdot 0,8} = 0,0052 \text{ м.}$$

Принимаем $t = 5,5$ мм.

6-й пояс

$$t \geq \frac{(g + q_w) \cdot r \cdot \gamma_n}{R_y \cdot \gamma_c} = \frac{(19,8 \cdot 10^3 + 0,6 \cdot 10^3) \cdot 22,8 \cdot 1,1}{240 \cdot 10^6 \cdot 0,8} = 0,0026 \text{ м.}$$

Принимаем $t = 4$ мм.

После назначения толщины следует проверить прочность стенки по наибольшим меридиональным напряжениям в каждом поясе по формуле:

$$\sigma_M = \frac{(g_{II} + 0,95 p_0) r}{2t} + \frac{0,9 P_S}{2\pi r t} + \frac{g_{ст}}{t} \leq R_y \gamma_c / \gamma_n, \quad (3.4)$$

где g_{II} – расчетная нагрузка от собственной массы покрытия резервуара;

p_0 – технологический вакуум;

P_S – расчетная суммарная снеговая нагрузка на покрытия, определяется с учётом распределения снеговой нагрузки по покрытию:

$$P_S = q_s \pi r^2 = 1,92 \cdot 10^3 \cdot 3,14 \cdot (12,6)^2 = 957 \text{ кН},$$

где q_s – расчётное значение снеговой нагрузки на 1 м² определяется по формуле:

$$q_s = S_0 \gamma_{f5} \mu = 1,2 \cdot 10^3 \cdot 1,6 \cdot 1 = 1,92 \text{ кН/м}^2,$$

S_0 – нормативное значение веса снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности земли;

γ_{f5} – коэффициент надежности по снеговой нагрузке;

μ – коэффициент перехода от веса снегового покрова земли к снеговой нагрузке на покрытие.

p_B – отрицательное ветровое давление на стенку резервуара (ветровой вакуум-разряжение) определяется по формуле:

$$p_B = \omega_0 \gamma_{f4} k c_i = 0,23 \cdot 10^3 \cdot 1,2 \cdot 1 \cdot (-0,7) = -0,193 \text{ кН/м}^2,$$

где γ_{f4} – коэффициент надежности по нагрузке;

$k = 1$ – определяется на высоте равной высоте резервуара;

$c_i = -0,7$ – аэродинамический коэффициент, определяемый зависимости от соотношения высоты резервуара к его диаметру, при $H/D=12/22,8=0,5$ $c_i = -0,7$.

$g_{ст}$ – расчетная нагрузка от вышележащей части стенки резервуара на единицу длины окружности резервуара:

$$g_{ст} = \gamma \cdot \gamma_{f6} \sum t_i h_n = 78,5 \cdot 10^3 \cdot 1,05 \cdot (0,018 + 0,013 + 0,01 + 0,008 + 0,0055 + 0,004) \cdot 2 = 9,64 \text{ кН/м},$$

где γ – плотность металла;

γ_{f6} – коэффициент надежности по нагрузке для нагрузки, создаваемой собственным весом металлических конструкций;

$\sum t_i$ – сумма толщин поясов, расположенных выше рассматриваемой точки;

h_n – ширина пояса стенки резервуара.

Прочность по приведенным напряжениям от совместных нагрузок также в каждом поясе стенки резервуара найдем по формуле:

$$\sqrt{\sigma_K^2 - \sigma_K \sigma_M + \sigma_M^2} \leq 1,15 R_y \gamma_c / \gamma_{нр} \quad (3.5)$$

где σ_K – растягивающее кольцевое напряжение

					Технологические расчеты прочностных параметров резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м ³	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

$$\sigma_k = \frac{(0,95g + 0,9q_w)r}{t}, \quad (3.6)$$

σ_M – соответствующее сжимающее меридианальное напряжение.

1-й пояс

$$\begin{aligned} \sigma_M &= \frac{(g_{\Pi} + 0,95p_B)r}{2t} + \frac{0,9P_S}{2\pi r t} + \frac{g_{CT}}{t} = \\ &= \frac{(0,33 \cdot 10^3 + 0,95 \cdot 0,193 \cdot 10^3)22,8}{2 \cdot 0,018} + \frac{0,9 \cdot 957}{2 \cdot 3,14 \cdot 22,8 \cdot 0,018} + \frac{9,64}{0,018} \\ &= 0,33 \text{ МПа.} \end{aligned}$$

Проверка по приведенным напряжениям

$$\sigma_k = \frac{(0,95 \cdot 118,8 \cdot 10^3 + 0,9 \cdot 0,45 \cdot 10^3) \cdot 22,8}{0,018} = 143,4 \text{ МПа.}$$

$$\sqrt{\sigma_k^2 - \sigma_k \sigma_M + \sigma_M^2} = \sqrt{143,4^2 - 143,4 \cdot 0,33 + 0,33^2} = 143,27 \text{ МПа}$$

$$\frac{R_y \gamma_c}{\gamma_H} = 240 \cdot \frac{0,7}{1,1} = 152,7 \text{ МПа}$$

$$143,27 \text{ МПа} < 152,7 \text{ МПа.}$$

Аналогичным способом осуществляется проверка прочности по меридиональным и приведенным напряжениям для других поясов стенки резервуара. Результаты проверок всех поясов приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Результаты проверочных расчетов

№ пояса	t, мм	g_{CT} , кН/м	g , кН/м ²	q_w , кН/м ²	σ_M , МПа	Приведенные напряжения	$R_y \cdot \gamma_c$
1	18	9,64	118,8	0,45	0,33	143,27	152,7
2	13	6,68	99	0,45	0,35	151,3	152,7
3	10	4,53	79,2	0,45	0,38	133,4	152,7
4	8	2,88	59,4	0,48	0,41	133,9	152,7
5	5,5	1,57	39,6	0,54	0,44	98,7	152,7
6	4	0,659	19,8	0,6	0,49	76,2	152,7

Таким образом, из результатов проверочных расчетов следует, что прочность всех поясов стенки резервуара является обеспеченной.

4 Расчет объемов потерь нефти из резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м³ при данных условиях хранения

Цель расчета: определение потерь нефти за год эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м³.

Расчёт производится по следующим методикам:

1. РД 153-39-019-97 Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях нефтяных компаний Российской Федерации [17].

2. Патент № 2541695 Российская Федерация, МПК G01L 11/00(2006.01). Способ определения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения при хранении и транспортировке [45].

Исходные данные для расчета

Исходные данные для расчёта включают в себя характеристику резервуара, хранимой и перекачиваемой нефти, термобарические и погодные условия эксплуатации резервуара.

Расчет производится за каждый месяц эксплуатации резервуара, рассчитываются потери от больших, малых дыханий, а также от обратного выдоха. Исходные данные для расчета приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные для расчета потерь нефти в резервуаре типа РВС-5000 м³ за год его эксплуатации

<i>Характеристика резервуара</i>	
Номинальный объём резервуара, м ³	5000
Геометрический объём, м ³	4899
Высота резервуара, м	12
Диаметр резервуара, м	22,8
Степень черноты стенки, ε	0,65
Минимальный уровень взлива в резервуар, м	0,42
Максимальный уровень взлива в резервуар, м	10,95
Высота конуса крышки, м	2,1

					Влияние условий эксплуатации на потери нефти в резервуаре вертикальном стальном РВС-5000 кубических метров			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Расчет объемов потерь нефти из резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м ³ при данных условиях хранения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Разраб.		Дикопавленко М.А.		10.06				
Руковод.		Чухарева Н.В.		10.06			68	142
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		10.06		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

Продолжение таблицы 4.1 – Исходные данные для расчета потерь нефти в резервуаре типа РВС-5000 м³ за год его эксплуатации

Диаметр приёмо-раздаточных устройства, мм			
Производительность закачки Q, м ³ /ч			
Установка клапана НКДМ-150 на вакуум, Па	150		
Установка клапана НКДМ-1500 на избыточное давление, Па	1500		
Характеристика хранимой, откачиваемой и закачиваемой нефти			
Плотность нефти, кг/м ³	900		
Вязкость нефти, м ² /с	0,8·10 ⁻⁶		
Температура начала кипения нефти T _{НК} , К			
Температурная поправка для данной плотности ξ	0,633		
Давление насыщенных паров по Рейду, Па	57000		
Характеристика окружающей среды			
Географическая широта	56°29'		
Облачность, %	60		
K ₀ – коэффициент, учитывающий состояние облачности	0,6		
γ – коэффициент прозрачности атмосферы	0,8		
Барометрическое давление, Па	101325		
Максимальная, минимальная и средняя температура воздуха по месяцам			
Месяц	T_{max}, К	T_{min}, К	T_{ср}, К
Январь			
Февраль	273	243	258
Март	281	251	266
Апрель	300	268	284
Май	302	274	288
Июнь	303	277	290
Июль	302	283	292,5
Август	303	281	292
Сентябрь	293	272	282,5
Октябрь	286	267	276,5
Ноябрь	283	255	269
Декабрь	266	232	249

Алгоритмы расчёта потерь нефти от «больших» и «малых» дыханий за один месяц эксплуатации приведены на рисунках 16, 17.

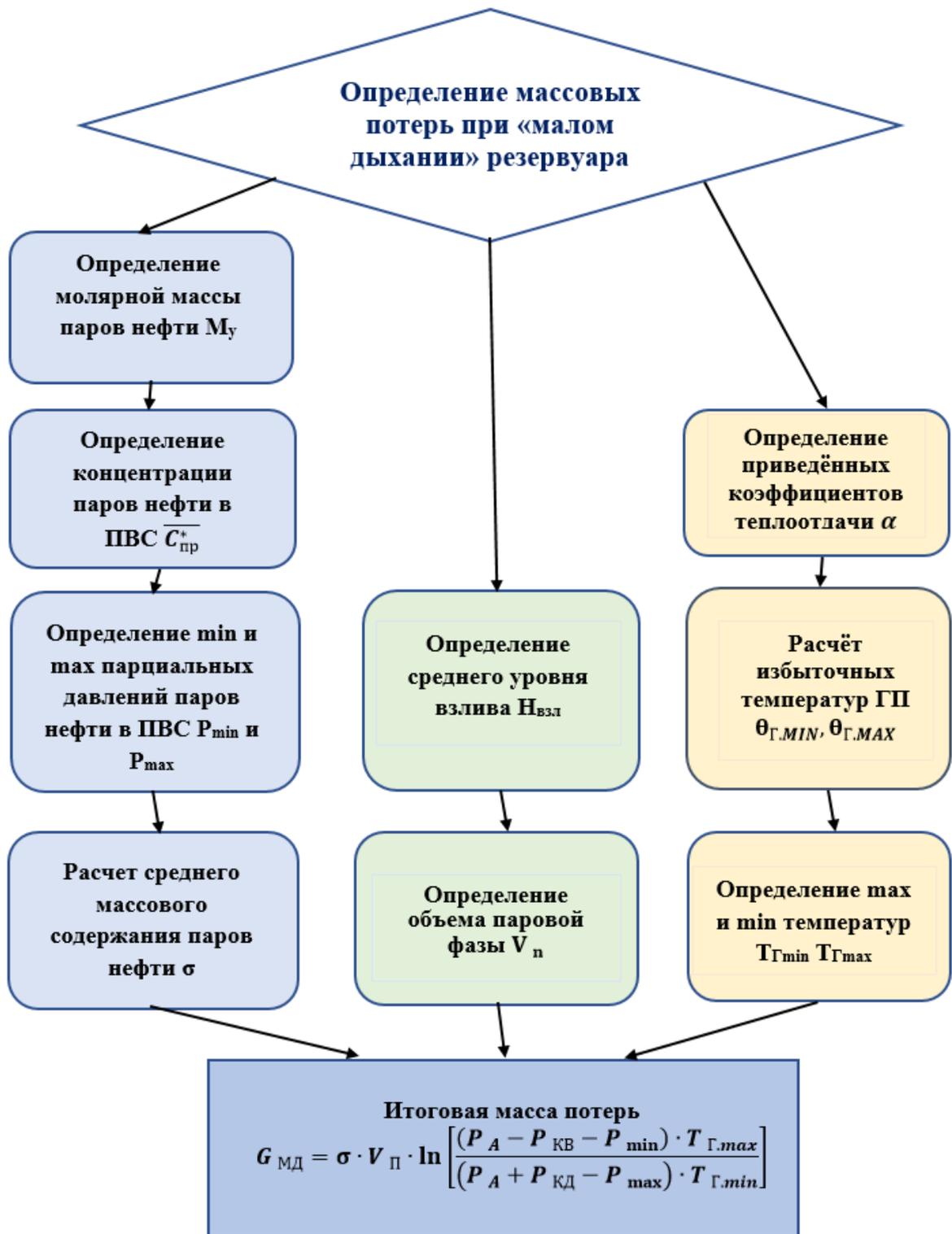
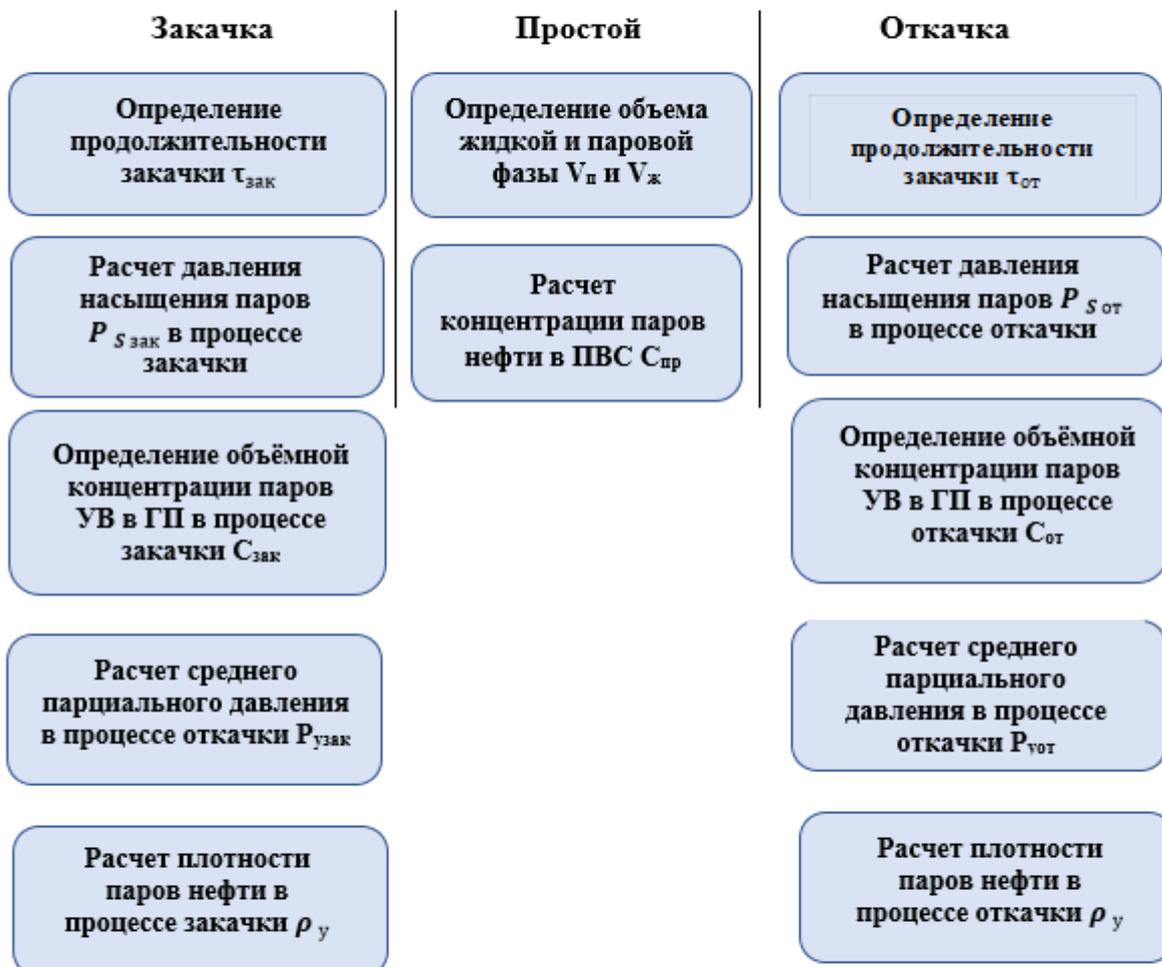


Рисунок 16 – Алгоритм расчёта потерь нефти от «малых дыханий»

**Определение массовых потерь
при «большом дыхании»
резервуара**



Определение массы потерь нефти при «большом дыхании»

$$G_{БД} = \left[V_H - V_{Г} \cdot \left(\frac{P_2 - P_1}{P_2 - P_{Y\text{зак}}} \right) \right] \cdot \frac{P_{Y\text{зак}}}{P_2} \cdot \rho_{у}$$

Рисунок 17 – Алгоритм расчёта потерь нефти от «больших дыханий»

Определим потери нефти при «большом», «малом» дыхании, а также при «обратном» выдохе за год эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м³.

4.1 Расчет потерь нефти от «малого дыхания»

Используя исходные данные, определим потери нефти от «малого выдоха» за один месяц эксплуатации резервуара – январь.

Находим площадь «зеркала» нефти в резервуаре F_H по формуле:

$$F_H = \frac{\pi \cdot D^2}{4}, \quad (4.1)$$

где D – диаметр резервуара, тогда

$$F_H = \frac{3,14 \cdot 22,8^2}{4} = 408,1 \text{ м}^2.$$

Молярная масса паров нефти M_y определяется по формуле Б.П. Воинова:

$$M_y = 60 - 0,3 \cdot T_{\text{НК}} + 0,001 \cdot T_{\text{НК}}^2, \quad (4.2)$$

где $T_{\text{НК}}$ – температура начала кипения нефти.

$$M_y = 60 - 0,3 \cdot \blacksquare + 0,001 \cdot \blacksquare^2 = \blacksquare \text{ кг/кмоль.}$$

Среднюю температуру нефти $T_{\text{н.ср.}}$ принимаем равной средней температуре воздуха $T_{\text{н.ср.}} = T_{\text{ср.в.}} = \blacksquare \text{ К.}$

Теплопроводность λ_H и теплоемкость нефти C_p при его средней температуре определяется по формулам:

$$\lambda_H = \frac{156,6}{\rho_{293}} \cdot (1 - 0,00047 \cdot T_{\text{н.ср.}}), \quad (4.3)$$

$$C_p = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{293}}} \cdot (762 + 3,39 \cdot T_{\text{н.ср.}}). \quad (4.4)$$

Тогда, подставляя известные значения ρ_{293} и $T_{\text{н.ср.}}$ найдем:

$$\lambda_H = \frac{156,6}{900} \cdot (1 - 0,00047 \cdot \blacksquare) = \blacksquare \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)},$$

$$C_p = \frac{31,56}{\sqrt{900}} \cdot (762 + 3,39 \cdot \blacksquare) = \blacksquare \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}.$$

Коэффициент температуропроводности a найдем по формуле:

$$a = \frac{\lambda_H}{C_p \cdot \rho}, \quad (4.5)$$

					Расчет объемов потерь нефти из резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м ³ при данных условиях хранения	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где ρ – плотность нефти при средней температуре $T_{н.ср.}$ определяется

$$\rho = \rho_{293} + \xi \cdot (293 - T_{н.ср.}), \quad (4.6)$$

где ξ – температурная поправка.

Отсюда $\rho = 900 + 0,633 \cdot (293 - \text{[]}) = \text{[]}$ кг/м³,

$$a = \frac{0,15}{\text{[]}} \cdot 3600 = \text{[]}$$
 м²/ч.

Количество суток до рассматриваемого дня включительно с начала года $N_D = 15$ суток, тогда расчетное склонение Солнца φ найдем по формуле:

$$\varphi = -23 + 2,56 \cdot 10^{-2} \cdot (N_D - 1)^{1,55}, \quad (4.7)$$

$$\varphi = -23 + 2,56 \cdot 10^{-2} \cdot (15 - 1)^{1,55} = -21^\circ 28''.$$

Продолжительность дня $\tau_{дн}$ найдем по формуле:

$$\tau_{дн} = \frac{2}{15} \cdot \arccos(-\operatorname{tg}\varphi \operatorname{tg}\psi), \quad (4.8)$$

$$\tau_{дн} = \frac{2}{15} \cdot \arccos(-\operatorname{tg}(-21^\circ 28'') \cdot \operatorname{tg}(56^\circ 29'')) = 7,19 \text{ ч.}$$

Расчетный параметр m_0 найдем по формуле:

$$m_0 = \sqrt{\frac{\pi}{2 \cdot a \cdot \tau_{дн}}}, \quad (4.9)$$

$$m_0 = \sqrt{\frac{3,14}{2 \cdot 0,000332 \cdot 7,19}} = 25,64 \frac{1}{\text{м}}$$

Определяем интенсивность солнечной радиации без учёта облачности I_0 по формуле:

$$I_0 = \frac{1357 \cdot K_0}{1 + \frac{1-\gamma}{\gamma \cdot \cos(\psi - \varphi)}}, \quad (4.10)$$

где K_0 – коэффициент, учитывающий состояние облачности,

γ – коэффициент прозрачности атмосферы.

$$I_0 = \frac{1357 \cdot 0,6}{1 + \frac{1 - 0,8}{0,8 \cdot \cos(59^\circ 29' + 21^\circ 28'')}} = 631,8 \text{ Вт/м}^2$$

Расчётная высота ГП резервуара H_r по формуле:

$$H_r = H - H_{взл} + \frac{H_K}{3}, \quad (4.10)$$

где $H_{взл}$ – средний уровень разлива в резервуаре, определяемый по формуле:

$$H_{взл} = \frac{H_{взл. max} + H_{взл. min}}{2} \quad (4.11)$$

					Расчет объемов потерь нефти из резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м ³ при данных условиях хранения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

$$H_{\text{взл}} = \frac{10,95 + 0,42}{2} = 5,69 \text{ м,}$$

$$H_{\Gamma} = 12 - 5,69 + \frac{2,1}{3} = 7,01 \text{ м.}$$

Находим площадь проекции поверхности стенок, ограничивающих ГП резервуара на вертикальную плоскость $F_{\text{в}}$ по формуле:

$$F_{\text{в}} = D \cdot H_{\Gamma}, \quad (4.12)$$

$$F_{\text{в}} = 22,8 \cdot 7,01 = 159,83 \text{ м}^2.$$

Определяем площадь проекции стенок резервуара на плоскость, нормальную к направлению солнечных лучей в полдень F_0 по формуле:

$$F_0 = F_{\text{в}} \sin(\psi - \varphi) + F_{\text{н}} \cos(\psi - \varphi), \quad (4.13)$$

$$F_0 = 159,83 \cdot \sin(59^\circ 29' + 21^\circ 28'') + 408,1 \cdot \cos(59^\circ 29' + 21^\circ 28'') \\ = 222,03 \text{ м}^2.$$

Определяем площадь поверхности стенок, ограничивающих ГП F_{Γ} по формуле:

$$F_{\Gamma} = F_{\text{н}} + \pi \cdot F_{\text{в}}, \quad (4.14)$$

$$F_{\Gamma} = 408,1 + 3,14 \cdot 159,83 = 909,97 \text{ м}^2$$

Количество тепла, получаемое 1 м^2 стенки, ограничивающей ГП резервуара за счёт солнечной радиации q :

$$q = \varepsilon \cdot \frac{F_0}{F_{\Gamma}} \cdot I_0, \quad (4.15)$$

где ε – степень черноты внешней поверхности резервуара.

$$q = 0,65 \cdot \frac{222,03}{909,97} \cdot 631,8 = 100,2 \text{ Вт/м}^2.$$

Коэффициент теплоотдачи радиацией от стенки резервуара к нефти через ГП $\alpha_{\text{р}}$ для дневного и ночного времени найдем по формулам:

$$\alpha_{\text{р.д.}} = \alpha_{\alpha 0} + \alpha_{\alpha 1} \cdot q + \alpha_{\alpha 2} \cdot q^2, \quad (4.16)$$

$$\alpha_{\text{р.н.}} = b_{\alpha 0} + b_{\alpha 1} \cdot T_{\text{в.ср.}}. \quad (4.17)$$

где $\alpha_{\alpha 0}, \alpha_{\alpha 1}, \alpha_{\alpha 2}, b_{\alpha 0}, b_{\alpha 1}$ – эмпирические коэффициенты.

$$\alpha_{\text{р.д.}} = 3,05 + 9,01 \cdot 10^{-3} \cdot 100,2 - 7,65 \cdot 10^{-6} \cdot 100,2^2 = 3,876 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}};$$

$$\alpha_{\text{р.н.}} = -9,19 + 4,59 \cdot 10^{-2} \cdot 250,5 = 2,3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}.$$

Коэффициенты теплоотдачи от стенки резервуара к внешнему воздуху $\alpha_{\text{св}}$ соответственно для дневного и ночного времени:

					Расчет объемов потерь нефти из резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м^3 при данных условиях хранения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

$$\alpha_{\text{св.д.}} = 2,70 + 8,07 \cdot 10^{-3} \cdot 100,2 - 6,09 \cdot 10^{-6} \cdot 100,2^2 = 3,45 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}};$$

$$\alpha_{\text{св.н.}} = -3,90 + 3,78 \cdot 10^{-2} \cdot 250,5 = 5,57 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}.$$

Коэффициенты конвективного теплообмена от стенки резервуара к ПВС, находящейся в ГП $\alpha_{\text{сс}}$ соответственно для дневного и ночного времени:

$$\alpha_{\text{сс.д.}} = 2,60 + 15,28 \cdot 10^{-3} \cdot 100,2 - 16,54 \cdot 10^{-6} \cdot 100,2^2 = 3,96 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}};$$

$$\alpha_{\text{сс.н.}} = 2,44 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}.$$

Коэффициенты теплоотдачи от стенки резервуара к ПВС, находящейся в ГП $\alpha_{\text{г}}$ соответственно для дневного и ночного времени:

$$\alpha_{\text{г.д.}} = 1,68 + 3,59 \cdot 10^{-3} \cdot 100,2 - 2,96 \cdot 10^{-6} \cdot 100,2^2 = 2,01 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}};$$

$$\alpha_{\text{г.н.}} = 2,33 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}.$$

Вычисляем коэффициенты теплоотдачи от стенки ёмкости в атмосферу $\alpha_{\text{в}}$ соответственно для дневного и ночного времени:

$$\alpha_{\text{в.д.}} = \alpha_{\text{сс.д.}} + \alpha_{\text{св.д.}} \quad (4.18)$$

$$\alpha_{\text{в.н.}} = \alpha_{\text{сс.н.}} + \alpha_{\text{св.н.}} \quad (4.19)$$

$$\alpha_{\text{в.д.}} = 3,96 + 3,45 = 7,41 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}};$$

$$\alpha_{\text{в.н.}} = 2,44 + 5,57 = 8 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}.$$

Приведенные коэффициенты теплоотдачи от стенки к нефти $\alpha_{\text{ст.п.}}$ в дневное и ночное время соответственно, вычисляем по формулам:

$$\alpha_{\text{ст.д.}} = \frac{\alpha_{\text{п}}}{\frac{\alpha_{\text{п}}}{\alpha_{\text{сс.д.}}} + \frac{\alpha_{\text{п}} + m_0 \cdot \lambda_{\text{н}}}{m_0 \cdot \lambda_{\text{н}} \cdot \frac{F_{\text{н}}}{F_{\text{г}}}}}, \quad (4.20)$$

$$\alpha_{\text{ст.н.}} = \frac{\alpha_{\text{п}} \cdot \frac{F_{\text{н}}}{F_{\text{г}}}}{1 + \frac{F_{\text{н}}}{F_{\text{г}}} \cdot \frac{\alpha_{\text{п}}}{\alpha_{\text{сс.н.}}}}, \quad (4.21)$$

где $\alpha_{\text{п}}$ – коэффициент теплоотдачи от ПВС, находящейся в ГП резервуара, и поверхности жидкости,

$$\alpha_{\text{п}} = \blacksquare \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

тогда

					Расчет объемов потерь нефти из резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м ³ при данных условиях хранения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

$$\alpha_{\text{ст.д.}} = \frac{\quad}{\frac{\quad}{3,96} + \frac{\quad + 25,64 \cdot 0,1535}{25,64 \cdot 0,15 \cdot \frac{480,1}{909,97}}} = \quad \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

$$\alpha_{\text{ст.н.}} = \frac{\quad \cdot \frac{408,1}{909,97}}{1 + \frac{408,1}{909,97} \cdot \frac{\quad}{2,4}} = \quad \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Избыточные максимальная и минимальная температуры стенки резервуара $\theta_{\text{ст}}$, отсчитываемые от средней температуры нефти, найдем по формулам:

$$\theta_{\text{ст.мин.}} = \frac{\alpha_{\text{в.н.}} \cdot \theta_{\text{в.мин.}}}{\alpha_{\text{в.н.}} + \alpha_{\text{ст.н.}} + \alpha_{\text{р.н.}} \cdot \frac{F_{\text{н.}}}{F_{\text{г.}}}} \quad (4.22)$$

где

$$\theta_{\text{в.мин.}} = T_{\text{в}}^{\text{мин}} - T_{\text{п.ср.}} \quad (4.23)$$

$$\theta_{\text{в.мин.}} = \quad - \quad = \quad \text{К},$$

$$\theta_{\text{ст.мин.}} = \frac{8 \cdot (\quad)}{7,41 + \quad + 2,44 \cdot \frac{480,1}{909,97}} = \quad \text{К}.$$

$$\theta_{\text{ст.макс.}} = \frac{q + \alpha_{\text{в.}} \cdot \theta_{\text{в.макс.}}}{\alpha_{\text{в.н.}} + \alpha_{\text{ст.д.}} + \alpha_{\text{р.д.}} \cdot \frac{F_{\text{н.}}}{F_{\text{г.}}}} \quad (4.24)$$

где

$$\theta_{\text{в.макс.}} = T_{\text{в}}^{\text{макс.}} - T_{\text{п.ср.}}$$

$$\theta_{\text{в.макс.}} = \quad - \quad = \quad \text{К},$$

$$\theta_{\text{ст.макс.}} = \frac{100,2 + 7,41 \cdot \quad}{7,41 + 0,9 + 3,876 \cdot \frac{480,1}{909,97}} = \quad \text{К}.$$

Избыточные температуры ГП $\theta_{\text{г}}$, отсчитываемые от средней температуры нефти найдем по формуле:

$$\theta_{\text{г.мин.}} = \frac{\theta_{\text{ст.мин.}}}{1 + \frac{F_{\text{н.}}}{F_{\text{г.}}} \cdot \frac{\alpha_{\text{п.}}}{\alpha_{\text{г.д.}}}} \quad (4.25)$$

$$\theta_{\text{г.мин.}} = \frac{\quad}{1 + \frac{480,1}{909,97} \cdot \frac{\quad}{2,01}} = \quad \text{К}.$$

$$\theta_{\text{г.макс.}} = \frac{\theta_{\text{ст.макс.}}}{1 + \frac{F_{\text{н.}}}{F_{\text{г.}}} \cdot \frac{\alpha_{\text{п.}}}{\alpha_{\text{г.}} \cdot \frac{m_0 \cdot \lambda_{\text{н.}}}{\alpha_{\text{п.}} + m_0 \cdot \lambda_{\text{н.}}}}} \quad (4.26)$$

$$\theta_{Г.МАХ} = \frac{\dots}{1 + \frac{480,1 \cdot \dots}{909,97} \cdot \frac{25,64 \cdot 0,1535}{2,01 \cdot \dots + 25,64 \cdot 0,1535}} = \dots \text{ К.}$$

Минимальная и максимальная температуры ГП резервуара $T_{Г}$ определяются по формулам:

$$T_{Г.МІN} = \theta_{Г.МІN} + T_{П.СР.}, \quad (4.27)$$

$$T_{Г.МАХ} = \theta_{Г.МАХ} + T_{П.СР.} \quad (4.28)$$

$$T_{Г.МІN} = \dots + \dots = \dots \text{ К,}$$

$$T_{Г.МАХ} = \dots + \dots = \dots \text{ К}$$

Находим объёмы жидкой $V_{ж}$ и паровой фаз V_n в резервуаре по формулам:

$$V_{ж} = F_H \cdot H_{взл}, \quad (4.29)$$

$$V_n = V_p - V_{ж}. \quad (4.30)$$

$$V_{ж} = 480,1 \cdot 5,69 = 2732,77 \text{ м}^3$$

$$V_n = 4899 - 2732,77 = 2166,23 \text{ м}^3.$$

Соотношение фаз и величина функции $F(V_n/V_{ж})$:

$$\frac{V_n}{V_{ж}} = \frac{2166,23}{2732,77} = 0,793,$$

$$F(V_n/V_{ж}) = 1,41 - 0,25 \cdot \left(\frac{V_n}{V_{ж}}\right)^{0,37}$$

$$F(V_n/V_{ж}) = 1,41 - 0,25 \cdot 0,793^{0,37} = 1,18,$$

Давление насыщенных паров нефти при минимальной температуре в ГП резервуара $T_{Г min}$ найдем по формуле:

$$P_{S min} = 1,22 \cdot P_R \cdot e^{-b_s(311-T)} \cdot F\left(\frac{V_n}{V_{ж}}\right), \quad (4.31)$$

где b_s – эмпирический коэффициент, $b_s = 0,034$.

$$P_{S min} = 1,22 \cdot 57000 \cdot e^{-0,034(311-231)} \cdot 1,18 = 5\,405,5 \text{ Па}$$

Соответствующие величины объёмной C_{MIN} и массовой концентрации УВ C_{MIN}^- в ГП найдем по формулам:

– объёмная концентрация насыщенных паров (доли):

$$C_{MIN} = C_{S MIN} = \frac{P_{S MIN}}{P_A - P_{KB}}, \quad (4.32)$$

$$C_{MIN} = C_{S MIN} = \frac{5\,405,5}{101320 - 150} = 0,053,$$

– молярная масса ПВС:

$$M_{\text{ПВС MIN}} = M_{\text{У}} \cdot C_{\text{MIN}} + M_{\text{В}} \cdot (1 - C_{\text{MIN}}), \quad (4.33)$$

где $M_{\text{В}} = 29 \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}$ – молярная масса воздуха.

$$M_{\text{ПВС MIN}} = 62,5 \cdot 0,53 + 29 \cdot (1 - 0,53) = 16,97 \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}},$$

– массовая концентрация насыщенных паров (доли):

$$\overline{C}_{\text{MIN}} = C_{\text{MIN}} \cdot \frac{M_{\text{У}}}{M_{\text{ПВС MIN}}}, \quad (4.34)$$

$$\overline{C}_{\text{MIN}} = 0,53 \cdot \frac{62,5}{32,48} = 1,02.$$

Параметры ПВС в ГП резервуара при температуре $T_{\text{Г MIN}}$:

– плотность ПВС $\rho_{\text{ПВС MIN}}$ по формуле:

$$\rho_{\text{ПВС MIN}} = \frac{P_{\text{Г}} \cdot M_{\text{ПВС MIN}}}{R \cdot T_{\text{Г MIN}}}, \quad (4.35)$$

$$\rho_{\text{ПВС MIN}} = \frac{(101320 - 150) \cdot 32,48}{8314 \cdot 243,94} = 1,62 \text{ кг/м}^3.$$

– масса ПВС в ГП резервуара $m_{\text{ПВС MIN}}$ по формуле:

$$m_{\text{ПВС MIN}} = \rho_{\text{ПВС MIN}} \cdot V_{\text{П}} \quad (4.36)$$

$$m_{\text{ПВС MIN}} = 1,62 \cdot 2166,23 = 3509,8 \text{ кг.}$$

– масса паров нефти в ГП резервуара $m_{\text{У MIN}}$ по формуле:

$$m_{\text{У MIN}} = \overline{C}_{\text{MIN}} \cdot m_{\text{ПВС MIN}}, \quad (4.37)$$

$$m_{\text{У MIN}} = 1,02 \cdot 3509,8 = 3579,5 \text{ кг.}$$

Продолжительность роста парциального давления в ГП τ по формуле:

$$\tau = 0,5 \cdot \tau_{\text{ДН}} + 3, \quad (4.38)$$

$$\tau = 0,5 \cdot 7,19 + 3 = 6,6 \text{ ч.}$$

Задаёмся средней объёмной концентрацией УВ в ГП в период роста парциального давления равной $C_{\text{СР}} = \blacksquare$.

Параметры ПВС при этой концентрации и средней температуре хранения.

– молярная масса ПВС:

$$M_{\text{ПВС MIN}} = 62,5 \cdot 0,15 + 29 \cdot (1 - \blacksquare) = \blacksquare \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}},$$

– средняя кинематическая вязкость ПВС $\nu_{\text{ПВС ср}}$ по формуле:

$$\nu_{\text{ПВС ср}} = \frac{10^{-6}}{0,1 \cdot T_{\text{В.СР.}} - 14,1 + \frac{C_{\text{СР}}}{0,0225 \cdot T_{\text{В.СР.}} - 3,61}}, \quad (4.39)$$

					Расчет объемов потерь нефти из резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м ³ при данных условиях хранения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

$$v_{\text{ПВС ср}} = \frac{10^{-6}}{0,1 \cdot \blacksquare - 14,1 + \frac{0,15}{0,0225 \cdot \blacksquare - 3,61}} = \blacksquare \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}.$$

– давление насыщенных паров нефти $T_{\text{П.СР.}}$:

$$P_{\text{С.СР.}} = 1,22 \cdot 57000 \cdot e^{-0,034(311 - \blacksquare)} \cdot 1,18 = \blacksquare \text{ Па}.$$

– объёмная концентрация насыщенных паров:

$$C_{\text{С.СР.}} = \frac{P_{\text{С.СР.}}}{P_{\text{А}} + P_{\text{КД}}}, \quad (4.40)$$

$$C_{\text{С.СР.}} = \frac{\blacksquare}{101320 + 1500} = \blacksquare.$$

– коэффициент диффузии паров $D_{\text{М}}$ по формуле:

$$D_{\text{М}} = a_{\text{М}} + b_{\text{М}} \cdot T_{\text{В.СР.}}, \quad (4.41)$$

где $a_{\text{М}}, b_{\text{М}}$ – эмпирические коэффициенты;

$$D_{\text{М}} = -0,117 + 0,000503 \cdot \blacksquare = \blacksquare \text{ м}^2/\text{ч}.$$

– плотность ПВС $\rho_{\text{ПВС ср}}$ по формуле:

$$\rho_{\text{ПВС ср}} = \frac{(P_{\text{А}} + P_{\text{КД}}) \cdot M_{\text{ПВС ср}}}{\bar{R} \cdot T_{\text{В.СР.}}}, \quad (4.42)$$

$$\rho_{\text{ПВС ср}} = \frac{(101320 + 1500) \cdot 32,35}{8314 \cdot \blacksquare} = 1,6 \text{ кг/м}^3.$$

Число Шмидта Sc найдем по формуле:

$$Sc = \frac{v_{\text{ПВС ср}}}{D_{\text{М}}}, \quad (4.43)$$

$$Sc = \frac{\blacksquare \cdot 10^{-6} \cdot 3600}{\blacksquare} = \blacksquare$$

– движущая сила процесса испарения $\Delta\pi$ по формуле:

$$\Delta\pi = \frac{C_{\text{С.ср}} - C_{\text{СР}}}{1 - C_{\text{С.ср}}}, \quad (4.44)$$

$$\Delta\pi = \frac{\blacksquare - 0,1}{1 - 0,102} = \blacksquare.$$

Величина K_t – критерия по формуле:

$$K_{t\text{ПР}} = 2,17 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta\pi^{0,403} \cdot Sc^{0,0932}, \quad (4.45)$$

$$K_{t\text{ПР}} = 2,17 \cdot 10^{-3} \cdot \blacksquare^{0,403} \cdot \blacksquare^{0,0932} = \blacksquare \cdot 10^{-4}$$

Плотность потока массы испаряющейся нефти $J_{\text{ПР}}$ найдем по формуле:

$$J_{\text{ПР}} = K_{t\text{ПР}} \cdot \rho_{\text{ПВС ср}} \cdot D_{\text{М}} \cdot \sqrt[3]{\frac{g \cdot M_{\text{Г}} \cdot T_{\text{В.СР.}}}{v_{\text{ПВС ср}}^2 \cdot M_{\text{ПВС ср}} \cdot T_{\text{П.СР.}}}}, \quad (4.46)$$

$$J_{\text{ПР}} = X \cdot 10^{-4} \cdot 1,6 \cdot \text{XXXXX} \cdot \sqrt[3]{\frac{9,81 \cdot 62,5 \cdot \text{■■■■}}{(\text{■■■■} \cdot 10^{-6})^2 \cdot 32,35 \cdot \text{■■■■}}}$$

$$= \text{■■■■} \frac{\text{кг}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}}$$

Масса нефти, испарившейся в период роста парциального давления в ГП Δm_{γ} найдем по формуле:

$$\Delta m_{\gamma} = J_{\text{ПР}} \cdot F_{\text{Н}} \cdot \tau, \quad (4.47)$$

$$\Delta m_{\gamma} = \text{■■■■} \cdot 408,1 \cdot 7,19 = \text{■■■■} \text{ кг.}$$

Массовая $\overline{C}_{\text{ПР}}^*$ и объёмная $C_{\text{ПР}}^*$ расчётные концентрации нефтяных паров в ГП к концу периода роста парциального давления найдём по формулам:

$$\overline{C}_{\text{ПР}}^* = \frac{m_{\gamma \text{ min}} + \Delta m_{\gamma}}{m_{\text{ПВС min}} + \Delta m_{\gamma}}, \quad (4.48)$$

$$C_{\text{ПР}}^* = \frac{\overline{C}_{\text{ПР}}^*}{\overline{M} - \overline{C}_{\text{ПР}}^* \cdot (\overline{M} - 1)}, \quad (4.49)$$

где \overline{M} – отношение молярной массы паров НП к молярной массе воздуха.

$$\overline{C}_{\text{ПР}}^* = \frac{32,35 + \text{■■■■}}{702 + 61,6} = \text{■■■■}$$

$$C_{\text{ПР}}^* = \frac{\text{■■■■}}{\frac{62,5}{29} - \text{■■■■} \cdot \left(\frac{62,5}{29} - 1\right)} = \text{■■■■}$$

Проверяем, не превышает ли найденная величина $C_{\text{ПР}}^*$ концентрации насыщенных паров при максимальной температуре воздуха:

$$P_{S \text{ MAX}} = 1,22 \cdot 57000 \cdot e^{-0,034(311 - \text{■■■■})} \cdot 1,18 = \text{■■■■} \text{ Па,}$$

$$C_{S \text{ MAX}} = \frac{82 \ 057,2}{101320 + 1500} = 0,798.$$

Так как $C_{S \text{ MAX}} > C_{\text{ПР}}^*$, то расчётная объёмная концентрация УВ в ГП $C_{\text{СР расч}}$ в рассматриваемый период определим по формуле:

$$C_{\text{СР расч}} = \frac{2 \cdot C_{S \text{ MIN}} + C_{\text{ПР}}^*}{3}, \quad (4.50)$$

$$C_{\text{СР расч}} = \frac{2 \cdot \text{■■■■} + \text{■■■■}}{3} = \text{■■■■}$$

Отклонение найденного значения от принятой величины $C_{\text{СР}}$ составляет:

$$\left| \frac{\text{■■■■} - \text{■■■■}}{\text{■■■■}} \right| \cdot 100\% = 3\%,$$

					Расчет объемов потерь нефти из резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м ³ при данных условиях хранения	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

что не превышает допустимую погрешность инженерных расчетов (5%).

Минимальное парциальное давление паров нефти в ГП резервуара $P_{min} = P_{s min} = \blacksquare$ Па. Максимальную величину этого параметра P_{max} найдем по формуле:

$$P_{max} = C_{\text{ПР}}^* \cdot (P_A + P_{\text{КД}}), \quad (4.51)$$

$$P_{max} = \blacksquare \cdot (101320 + 1500) = \blacksquare \text{ Па.}$$

Следовательно, среднее массовое содержание паров нефти в ПВС, вытесняемой из резервуара σ найдем по формуле:

$$\sigma = \frac{M_{\text{Г}} \cdot (P_{max} + P_{min})}{\bar{R} \cdot (T_{\text{Г.max}} + T_{\text{Г.min}})}, \quad (4.52)$$

$$\sigma = \frac{62,5 \cdot (9809 + 10\,489,9)}{8314 \cdot (\blacksquare + \blacksquare)} = \blacksquare \text{ кг/м}^3,$$

Потери нефти от «малого дыхания» $G_{\text{МД}}$ определим по формуле:

$$G_{\text{МД}} = \sigma \cdot V_{\text{П}} \cdot \ln \left[\frac{(P_A - P_{\text{КВ}} - P_{\text{min}}) \cdot T_{\text{Г.max}}}{(P_A + P_{\text{КД}} - P_{\text{max}}) \cdot T_{\text{Г.min}}} \right], \quad (4.53)$$

$$G_{\text{МД}} = \blacksquare \cdot 2166,23 \cdot \ln \left[\frac{(101320 - 150 - \blacksquare) \cdot \blacksquare}{(101320 + 1500 - \blacksquare) \cdot \blacksquare} \right] = 14,8 \text{ кг.}$$

Таким образом, потери от малых дыханий за январь составят 14,8 кг. Аналогичным образом рассчитываются потери нефти от «малых дыханий» для остальных месяцев года, результаты расчётов сводятся в таблицу 4.2.

4.2 Расчёт потерь нефти от «больших дыханий»

Рассчитаем потери от «больших дыханий» за месяц эксплуатации резервуара – январь. Принимаем, что за месяц происходит полная откачка резервуара, простой более трёх суток и полная закачка. Продолжительность закачки и откачки $\tau_{\text{отк,зак}}$ найдем по формуле:

$$\tau_{\text{отк,зак}} = \frac{F_{\text{Н}} \cdot (H_{\text{взл.max}} - H_{\text{взл.min}})}{Q}, \quad (4.54)$$

$$\tau_{\text{отк,зак}} = \frac{408,1 \cdot (10,95 - 0,42)}{\text{XXX}} = \blacksquare \text{ ч.}$$

Объёмы жидкой $V_{\text{жО}}$ и паровой фаз $V_{\text{пО}}$ на момент начала откачки нефти определим формуле:

					Расчет объемов потерь нефти из резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м ³ при данных условиях хранения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

$$V_{\text{жо}} = F_H \cdot H_{\text{взл.мах}}, \quad (4.55)$$

$$V_{\text{жо}} = 408,1 \cdot 10,95 = 4\,468,7 \text{ м}^3.$$

$$V_{\text{но}} = V_p - V_{\text{жо}}, \quad (4.56)$$

$$V_{\text{но}} = 4899 - 4\,468,7 = 430,3 \text{ м}^3.$$

Скорость закачиваемой нефти $V_{\text{зак}}$ в приёмо-раздаточном устройстве определяется по формуле:

$$V_{\text{зак}} = \frac{4 \cdot Q}{3600 \cdot \pi \cdot d^2}, \quad (4.57)$$

$$V_{\text{зак}} = \frac{4 \cdot \blacksquare}{3600 \cdot \pi \cdot 0,36^2} = \blacksquare \text{ м/с.}$$

Скорость струи воздуха в монтажном патрубке ДК U_0 определяется по формуле:

$$U_0 = \frac{Q}{\pi \cdot r \cdot N_k}, \quad (4.58)$$

где r – радиус монтажного патрубка ДК,

N_k – число ДК, установленных на резервуаре.

$$U_0 = \frac{\blacksquare}{3600 \cdot \pi \cdot 0,075 \cdot 1} = \blacksquare \text{ м/с.}$$

Диаметр круга, эквивалентного площади поверхности нефти, омываемой струей воздуха, подсасываемого в резервуар $d_э$ определяется по формуле:

$$d_э = 0,44 \cdot H_r \cdot \sqrt{N_k}, \quad (4.59)$$

где $H_r = 6,36$ – средняя высота ГП за время опорожнения.

$$d_э = 0,44 \cdot 6,36 \cdot \sqrt{1} = 2,8 \text{ м.}$$

Скорость струи воздуха у поверхности откачиваемой нефти U определим по формуле:

$$U \approx 14,4 \cdot \frac{U_0}{3,56 + \frac{H_r}{r}}, \quad (4.60)$$

$$U \approx 14,4 \cdot \frac{\blacksquare}{3,56 + \frac{6,36}{0,075}} = \blacksquare \text{ м/с.}$$

Определим, как изменится концентрация паров в ГП в ходе каждой из операций. В процессе откачки средние объёмы жидкой $V_{\text{жот}}$ и паровой $V_{\text{пот}}$ фаз при $H_{\text{срот}} = H_{\text{срвзл}} = 5,69$ м.

$$V_{\text{жот}} = 408,1 \cdot 5,69 = 2\,322,1 \text{ м}^3,$$

					Расчет объемов потерь нефти из резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м ³ при данных условиях хранения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

$$V_{\text{п от}} = 4899 - 2\,322,1 = 2\,576,9 \text{ м}^3.$$

Соотношение фаз и величина функции F ($V_n/V_{\text{ж}}$):

$$\frac{V_n}{V_{\text{ж}}} = \frac{2\,576,9}{2\,322,1} = 1,097.$$

Так как $V_n/V_{\text{ж}} < 4$, то для нефти:

$$F(V_n/V_{\text{ж}}) = 1,41 - 0,25 \cdot 1,097^{0,37} = 1,15.$$

Давление насыщения паров нефти $P_{\text{с от}}$ при средней температуре в ГП при операции откачки:

$$P_{\text{с от}} = 1,22 \cdot 57000 \cdot e^{-0,034(311 - \text{■■■■})} \cdot 1,15 = \text{■■■■} \text{ Па.}$$

Концентрация насыщения паров нефти $C_{\text{с от}}$ при откачке:

$$C_{\text{с от}} = \frac{\text{■■■■}}{101320 - 150} = \text{■■■■}.$$

Начальная объёмная концентрация паров УВ в ГП резервуара перед откачкой $C_{\text{о от}}$:

$$C_{\text{о от}} = 0,9 \cdot \text{■■■■} = \text{■■■■}.$$

Плотность паров нефти $\rho_{\text{у.от.}}$ и воздуха $\rho_{\text{в.от.}}$ при условиях откачки:

$$\rho_{\text{у.от.}} = \frac{(101320 - 150) \cdot 62,5}{8314 \cdot \text{■■■■}} = \text{■■■■} \frac{\text{кг}}{\text{м}^3},$$

$$\rho_{\text{в.от.}} = \frac{(101320 - 150) \cdot 29}{8314 \cdot \text{■■■■}} = \text{■■■■} \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Плотность ПВС $\rho_{\text{ПВС 0}}$ перед началом откачки:

$$\rho_{\text{ПВС 0}} = 3,03 \cdot \text{■■■■} + 1,41 \cdot (1 - \text{■■■■}) = \text{■■■■} \text{ кг/м}^3.$$

Масса ПВС $m_{\text{ПВС 0}}$ и паров нефти $m_{\text{у 0}}$ в ГП резервуара:

$$m_{\text{ПВС 0}} = \text{■■■■} \cdot 430,3 = \text{■■■■} \text{ кг,}$$

$$m_{\text{у 0}} = \text{■■■■} \cdot \text{■■■■} \cdot 430,3 = \text{■■■■} \text{ кг.}$$

Объём $\Delta V_{\text{в}}$ и масса $\Delta m_{\text{в}}$ воздуха, подсасываемого в резервуар при его опорожнении:

$$\Delta V_{\text{в}} = \text{■■■■} \cdot \text{■■■■} = \text{■■■■} \text{ м}^3,$$

$$\Delta m_{\text{в}} = \text{■■■■} \cdot \text{■■■■} = \text{■■■■} \text{ кг.}$$

Если бы нефть в процессе опорожнения не испарялась, то к концу опорожнения объёмная концентрация паров в ГП $C_{\text{от}}^{*(0)}$ составляла бы:

$$C_{\text{от}}^{*(0)} = \frac{\text{■■■■} \cdot \text{■■■■}}{430,3 + 4\,296} = \text{■■■■}.$$

Соответственно средняя объёмная концентрация паров нефти $C_{\text{ср.от}}^{(0)}$

					Расчет объемов потерь нефти из резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м ³ при данных условиях хранения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

была бы

$$C_{\text{ср.от}}^{(0)} = \frac{2 \cdot \blacksquare + \blacksquare}{3} = \blacksquare.$$

Поскольку в ходе опорожнения происходит донасыщение ГП парами нефти, то в качестве первого приближения принимаем, что $C_{\text{ср.от}}^{(0)} = \blacksquare$.

При этой концентрации вычисляем:

– молярная масса ПВС $M_{\text{ПВС от}}$:

$$M_{\text{ПВС от}} = 62,5 \cdot \blacksquare + 29 \cdot (1 - \blacksquare) = \blacksquare \frac{\text{КГ}}{\text{КМОЛЬ}}.$$

– плотность ПВС $\rho_{\text{ПВС от}}$:

$$\rho_{\text{ПВС от}} = \frac{\blacksquare \cdot (101320 - 150)}{8314 \cdot \blacksquare} = \blacksquare \frac{\text{КГ}}{\text{М}^3}.$$

– кинематическая вязкость ПВС $\nu_{\text{ПВС от}}$:

$$\nu_{\text{ПВС от}} = \frac{10^{-6}}{\frac{1}{0,1 \cdot \blacksquare - 14,1} + \frac{0,1}{0,0225 \cdot \blacksquare - 3,61}} = \blacksquare \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$$

– число Шмидта Sc :

$$Sc = \frac{\blacksquare \cdot 10^{-6} \cdot 3600}{\blacksquare} = \blacksquare$$

– модуль движущей силы процесса испарения $\Delta\pi_{\text{от}}$:

$$\Delta\pi_{\text{от}} = \frac{\blacksquare - 0,1}{1 - \blacksquare} = \blacksquare$$

– величина $K_{t \text{ от}}$ – критерий опорожнения по формуле:

$$K_{t \text{ от}} = K_{t \text{ ПР}} \cdot (1 + 7,45 \cdot 10^{-3} \cdot Sc^{0,197} \cdot Re_{\text{СР}}^{0,569}), \quad (4.61)$$

где $Re_{\text{СР}}$ – среднее число Рейнольдса, характеризующее скорость омывания поверхности нефти воздухом при опорожнении резервуаров:

$$Re_{\text{СР}} = 0,788 \cdot \frac{U \cdot d_{\text{э}}}{\nu_{\text{ПВС от}}} \cdot \sqrt{N_k}, \quad (4.62)$$

$$Re_{\text{СР}} = 0,788 \cdot \frac{\blacksquare \cdot 2,8}{\blacksquare \cdot 10^{-6}} \cdot \sqrt{1} = \blacksquare,$$

$$K_{t \text{ ПР}} = 2,17 \cdot 10^{-3} \cdot 0,0077^{0,403} \cdot \blacksquare^{0,0932} = \blacksquare \cdot 10^{-4},$$

$$K_{t \text{ от}} = \blacksquare \cdot 10^{-4} \cdot (1 + 7,45 \cdot 10^{-3} \cdot \blacksquare^{0,197} \cdot 246221^{0,569}) = \blacksquare \cdot 10^{-3}.$$

Плотность потока массы испаряющейся нефти $J_{\text{от}}$:

					Расчет объемов потерь нефти из резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м ³ при данных условиях хранения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

$$J_{от} = \dots \cdot 10^{-3} \cdot 1,78 \cdot \dots \cdot \sqrt[3]{\frac{9,81 \cdot 62,5 \cdot \dots}{(\dots \cdot 10^{-6})^2 \cdot 36,725 \cdot \dots}}$$

$$= \dots \frac{\text{кг}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}}$$

Масса нефти, испарившейся во время откачки $\Delta m_{Y_{от}}$:

$$\Delta m_{Y_{от}} = 0,4 \cdot 408,1 \cdot \dots = \dots \text{ кг.}$$

Массовая $\overline{C_{от}^*}$ и объёмная $C_{от}^*$ расчётные концентрации нефтяных паров в ГП к завершению откачки по формуле:

$$\overline{C_{от}^*} = \frac{m_{Y_0} + \Delta m_{Y_{от}}}{m_{ПВС_0} + \Delta m_{Y_{от}} + \Delta m_B} \quad (4.62)$$

$$\overline{C_{от}^*} = \frac{121,17 + 1753,2}{670 + \dots + 6057,4} = \dots$$

$$C_{от}^* = \dots \cdot \frac{34,62}{\dots} = \dots$$

Так как $C_s < \dots$, то принимаем $C_{от}^* = \dots$.

Средняя расчётная объёмная концентрация УВ в ГП при откачке:

$$C_{ср\ от} = \frac{2 \cdot \dots + \dots}{3} = \dots$$

Проверим расхождение ранее принятой расчётной величины $C_{ср\ от}$:

$$\left| \frac{\dots - \dots}{\dots} \right| \cdot 100\% = 3,3\%$$

что меньше допустимой погрешности инженерных расчетов (5%).

Парциальное давление паров нефти в ГП к началу простоя резервуара:

$$P_{y.пр.}^{(0)} = \dots \cdot (101320 - 150) = \dots \text{ Па.}$$

Так как нефть хранится в резервуаре более 3-х суток, то рост концентрации в ГП начнется с ее значения при минимальной температуре воздуха T_B^{min} . При этих условиях вычисляем:

– объём жидкой $V_{ж\ пр}$ и паровой $V_{п\ пр}$ фаз в процессе простоя резервуара перед его заполнением:

$$V_{ж\ пр} = 408,1 \cdot 0,42 = 171,402 \text{ м}^3,$$

$$V_{п\ пр} = 4899 - 171,402 = 4727,6 \text{ м}^3.$$

– соотношение фаз и величина функции F ($V_n/V_{ж}$):

$$\frac{V_n}{V_{ж}} = \frac{4727,6}{171,402} = 27,6.$$

Так как $\frac{V_n}{V_{ж}} > 4$, то для нефти $F(V_n/V_{ж})$ вычисляем по формуле:

$$F(V_n/V_{ж}) = 1,15 - 0,063 \cdot (V_n/V_{ж})^{0,629}, \quad (4.63)$$

$$F\left(\frac{V_n}{V_{ж}}\right) = 1,15 - 0,063 \cdot 27,6^{0,629} = 0,72.$$

– давление насыщения паров нефти $P_{s min}$ при минимальной температуре воздуха T_B^{min} :

$$P_{s min} = 1,22 \cdot 57000 \cdot e^{-0,034(311 - \dots)} \cdot 0,7 = \dots \text{ Па.}$$

– соответствующую объёмную концентрацию паров нефти в ГП

$C_{s min}$:

$$C_{s min} = \frac{\dots}{101320 - 150} = \dots$$

– плотность паров нефти $\rho_{y.min}$, воздуха $\rho_{в.min}$ и ПВС $\rho_{ПВС min}$ при минимальной температуре:

$$\rho_{y.min} = \frac{(101320 - 150) \cdot 62,5}{8314 \cdot \dots} = \dots \frac{\text{кг}}{\text{м}^3},$$

$$\rho_{в.min} = \frac{(101320 - 150) \cdot 29}{8314 \cdot \dots} = \dots \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

$$\rho_{ПВС min} = \dots \cdot 0,049 + 1,434 \cdot (1 - 0,049) = \dots \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

– молярная масса ПВС:

$$M_{ПВС min} = \dots \cdot \dots + 29 \cdot (1 - \dots) = \dots \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}.$$

– масса ПВС $m_{ПВС min}$ и паров нефти $m_{y min}$ в ГП резервуара при

T_B^{min} :

$$m_{ПВС min} = \dots \cdot 4727,6 = \dots \text{ кг,}$$

$$m_{y min} = \dots \cdot 0,03 \cdot 4727,6 = \dots \text{ кг.}$$

Задаемся средней объёмной концентрацией УВ в ГП в период роста парциального давления равной $C_{ср} = \dots$. При этой концентрации вычисляем:

– молярную массу ПВС $M_{ПВС ср}$:

$$M_{ПВС ср} = 61,5 \cdot \dots + 29 \cdot (1 - \dots) = \dots \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}.$$

– средняя кинематическая вязкость ПВС $\nu_{ПВС ср}$:

$$\nu_{ПВС ср} = \frac{10^{-6}}{\frac{1}{\dots \cdot \dots - 14,1} + \frac{\dots}{0,0225 \cdot \dots - 3,61}} = \dots \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}.$$

– давление насыщения паров нефти $P_{s пр}$:

$$P_{s min} = 1,22 \cdot 57000 \cdot e^{-0,034(311 - \blacksquare)} \cdot 0,7 = \blacksquare \text{ Па.}$$

– плотность ПВС $\rho_{ПВС пр}$:

$$\rho_{ПВС пр} = \frac{102820 \cdot \blacksquare}{8314 \cdot \blacksquare} = \blacksquare \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

– число Шмидта Sc :

$$Sc = \frac{\blacksquare \cdot 10^{-6} \cdot 3600}{\blacksquare} = \blacksquare$$

– модуль движущей силы процесса испарения $\Delta\pi_{от}$:

$$\Delta\pi_{от} = \frac{0,096 - \blacksquare}{1 - 0,096} = \blacksquare.$$

– величина $K_{t пр}$ – критерия при простое:

$$K_{t пр} = 2,17 \cdot 10^{-3} \cdot \blacksquare^{0,403} \cdot \blacksquare^{0,0932} = \blacksquare \cdot 10^{-4}.$$

Плотность потока массы испаряющейся нефти $J_{пр}$:

$$J_{пр} = \blacksquare \cdot 10^{-4} \cdot 1,7 \cdot \blacksquare \cdot \sqrt[3]{\frac{9,81 \cdot 62,5 \cdot \blacksquare}{(1,4 \cdot 10^{-6})^2 \cdot 32,25 \cdot \blacksquare}}$$

$$= \blacksquare \frac{\text{кг}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}}.$$

Масса нефти, испарившейся во время откачки Δm_{γ} при $\tau = \blacksquare$ ч:

$$\Delta m_{\gamma} = \blacksquare \cdot 408,1 \cdot \blacksquare = \blacksquare \text{ кг.}$$

Массовая $\overline{C_{пр}^*}$ и объёмная

(4.64)

$$\overline{C_{пр}^*} = \frac{m_{\gamma min} + \Delta m_{\gamma от}}{m_{ПВС min} + \Delta m_{\gamma от}},$$

$$\overline{C_{пр}^*} = \frac{468 + \blacksquare}{\blacksquare + \blacksquare} = \blacksquare.$$

$C_{пр}^*$ концентрации паров нефти в ГП к завершению роста парциального давления:

$$C_{пр}^* = \frac{\blacksquare}{2,155 - \blacksquare \cdot (\blacksquare - 1)} = \blacksquare.$$

Проверяем, не превышает ли найденная величина $C_{пр}^*$ концентрации насыщенных паров при максимальной температуре воздуха $T_B^{max} = \blacksquare$ К:

$$P_{s max} = 1,22 \cdot 57000 \cdot e^{-0,034(311 - \blacksquare)} \cdot \blacksquare = \blacksquare \text{ Па.}$$

$$C_{s max} = \frac{\blacksquare}{101320 + 150} = \blacksquare.$$

					Расчет объемов потерь нефти из резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м ³ при данных условиях хранения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

Так как $C_{smax} > C_{пр}^*$, то принимаем $C_{пр}^* = \dots$.

Средняя расчётная объёмная концентрация УВ в ГП при простое:

$$C_{пр\ расч} = \frac{2 \cdot \dots + \dots}{3} = \dots,$$

Найденное значение отличается от принятого на:

$$\left| \frac{\dots - \dots}{\dots} \right| \cdot 100\% = 4,3\%,$$

что меньше допустимой погрешности инженерных расчетов (5%).

Таким образом, к моменту начала закачки объёмная концентрация паров нефти в ГП составляла $C_0 = \dots$

– масса ПВС $m_{ПВС 0}$ была:

$$m_{ПВС 0} = \dots + \dots = \dots \text{ кг.}$$

– масса паров нефти $m_{γ 0}$:

$$m_{γ 0} = \dots + \dots = \dots \text{ кг.}$$

– парциальное давление паров нефти:

$$P_{у.зак}^{(0)} = \dots \cdot (101320 - 150) = \dots \text{ Па.}$$

Средние объёмы жидкой и паровой фаз в процессе закачки равны объёмам жидкой и паровой фаз откачки:

$$V_{ж\ зак} = V_{ж\ от} = 4727,6 \text{ м}^3,$$

$$V_{п\ зак} = V_{п\ от} = 171,402 \text{ м}^3.$$

Соотношение фаз и величина функции $F (V_n/V_{ж})$

$$\frac{V_n}{V_{ж}} = 0,036,$$

$$F \left(\frac{V_n}{V_{ж}} \right) = 1,41 - 0,25 \cdot 0,036^{0,37} = 1,34.$$

– давление насыщения паров нефти $P_{s\ зак}$ при средней температуре в ГП резервуара в процессе закачки:

$$P_{s\ зак} = 1,22 \cdot 57000 \cdot e^{-0,034(311 - \dots)} \cdot 1,15 = \dots \text{ Па.}$$

– концентрация насыщения паров нефти при закачке $C_{s\ зак}$

$$C_{s\ зак} = \frac{\dots}{101320 + 150} = \dots.$$

Так как $P_{s\ зак} > P_{у.зак}^{(0)}$, то в процессе заполнения резервуара будет происходить донасыщение ГП резервуара парами нефти.

Задаем, что средняя концентрации равна [] и с этим значением вычисляем:

– молярная масса ПВС $M_{\text{ПВС зак}}$:

$$M_{\text{ПВС пр}} = 62,5 \cdot [] + 29 \cdot (1 - []) = [] \frac{\text{КГ}}{\text{КМОЛЬ}}$$

– плотность ПВС $\rho_{\text{ПВС зак}}$:

$$\rho_{\text{ПВС зак}} = \frac{[] \cdot 102820}{8314 \cdot []} = [] \frac{\text{КГ}}{\text{М}^3}$$

– кинематическая вязкость ПВС $\nu_{\text{ПВС зак}}$:

$$\nu_{\text{ПВС зак}} = \frac{10^{-6}}{\frac{1}{0,1 \cdot [] - 14,1} + \frac{0,1}{0,0225 \cdot [] - 3,61}} = [] \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$$

– число Шмидта Sc:

$$Sc = \frac{[] \cdot 10^{-6} \cdot 3600}{[]} = []$$

– модуль движущей силы процесса испарения $\Delta\pi_{\text{от}}$:

$$\Delta\pi_{\text{от}} = \frac{[] - 0,1}{1 - []} = []$$

– величина $K_{t \text{ пр}}$ – критерий при простое:

$$K_{t \text{ пр}} = 2,17 \cdot 10^{-3} \cdot []^{0,403} \cdot []^{0,0932} = [] \cdot 10^{-4},$$

– характерная скорость перемешивания нефти в резервуаре при его закачке W_x определяется по формуле:

$$W_x = \frac{V_{\text{зак}}}{1 + \frac{\pi \cdot D^2 \cdot H_{\text{взл ср}}}{4 \cdot Q}}, \quad (4.65)$$

$$W_x = \frac{1,415}{1 + \frac{\pi \cdot 22,8^2 \cdot 5,69}{4 \cdot []}} = [] \text{ м/с}$$

– параметр подобия, характеризующий интенсивность перемешивания нефти в резервуаре при его заполнении ($Fr \cdot Re$) определим по формуле:

$$Fr \cdot Re = \frac{W_x^3}{g \cdot \nu}, \quad (4.66)$$

$$Fr \cdot Re = \frac{[]^3}{9,81 \cdot 0,8 \cdot 10^{-6}} = []$$

– величина $K_{t \text{ зак}}$ – критерий при заполнении резервуаров:

$$K_{t \text{ зак}} = K_{t \text{ пр}} \cdot [1 + 1,34 \cdot Sc^{1,327} \cdot \Delta\pi_{\text{зак}}^{-0,655} \cdot (Fr \cdot Re)^{0,087}] \quad (4.67)$$

$$K_{t \text{ зак}} = 1,63 \cdot 10^{-4} \cdot [1 + 1,34 \cdot \blacksquare^{1,327} \cdot \blacksquare_{\text{зак}}^{-0,655} \cdot \blacksquare^{0,087}] = \blacksquare \cdot 10^{-4} \frac{\text{кг}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}}$$

– плотность потока массы испаряющейся нефти J_3 :

$$J_3 = \blacksquare \cdot 10^{-4} \cdot \blacksquare \cdot \blacksquare \cdot \sqrt[3]{\frac{9,81 \cdot 62,5 \cdot \blacksquare}{(\blacksquare \cdot 10^{-6})^2 \cdot 32,35 \cdot \blacksquare}}$$

$$= \blacksquare \frac{\text{кг}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}}$$

– масса нефти, испарившейся в период закачки $\Delta m_{Y \text{ зак}}$:

$$\Delta m_{Y \text{ зак}} = \blacksquare \cdot 408,1 \cdot \blacksquare = \blacksquare \text{ кг.}$$

– масса УВ $m_{Y 0}$ и ПВС $m_{\text{ПВС} 0}$ в ГП резервуара на момент начала закачки:

$$m_{Y 0} = \blacksquare + \blacksquare = \blacksquare \text{ кг,}$$

$$m_{\text{ПВС} 0} = \blacksquare + \blacksquare = \blacksquare \text{ кг.}$$

– объём закачиваемой нефти

$$V_{\text{н}} = \blacksquare \cdot \blacksquare = \blacksquare \text{ м}^3,$$

$$\Delta m_{\text{ПВС}} = \blacksquare \cdot 1,7 = \blacksquare \text{ кг.}$$

– среднюю массовую концентрацию УВ $\overline{C}_{\text{ср зак}}$ в ГП в процессе заполнения резервуара:

$$\overline{C}_{\text{ср зак}} = \blacksquare \cdot \frac{61,25}{32,35} = \blacksquare.$$

– массовую концентрацию нефти в ГП к моменту окончания закачки по формуле при заполнении резервуара:

$$\overline{C}_{\text{зак}} = \frac{m_{Y 0} + \Delta m_{Y \text{ зак}} - \Delta m_{\text{ПВС}} \cdot \overline{C}_{\text{ср зак}}}{m_{\text{ПВС} 0} + \Delta m_{Y \text{ зак}} - \Delta m_{\text{ПВС}}}, \quad (4.68)$$

$$\overline{C}_{\text{зак}} = \frac{\blacksquare + \blacksquare - \blacksquare \cdot \blacksquare}{\blacksquare + \blacksquare - \blacksquare} = \blacksquare.$$

Соответствующую объёмную концентрацию паров в ГП $C_{\text{зак}}^*$:

$$C_{\text{зак}}^* = \blacksquare \cdot \frac{32,35}{62,5} = \blacksquare$$

Так как величина $C_{\text{зак}}^*$ получилась отрицательной, то принимаем

$$C_{S \text{ зак}}^* = \blacksquare.$$

– Расчётную концентрацию паров нефти в ГП в процессе закачки

$C_{\text{ср зак}}$:

					Расчет объемов потерь нефти из резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м ³ при данных условиях хранения	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$C_{\text{ср зак}} = \frac{2 \cdot \blacksquare + \blacksquare}{3} = \blacksquare$$

Найденное значение отличается от принятого на

$$\left| \frac{\blacksquare - \blacksquare}{\blacksquare} \right| \cdot 100\% = 0,33\%,$$

$$C_{\text{ср расч}} = \frac{2 \cdot C_{S \text{ MIN}} + C_{\text{ПР}}^*}{3}, \quad (4.69)$$

$$C_{\text{ср расч}} = \frac{2 \cdot \blacksquare + \blacksquare}{3} = \blacksquare.$$

Отклонение найденного значения от принятой величины $C_{\text{ср}}$ составляет:

$$\left| \frac{\blacksquare - \blacksquare}{\blacksquare} \right| \cdot 100\% = 4,3\%,$$

что меньше допустимой погрешности инженерных расчетов (5%).

Абсолютное давление срабатывания клапанов НДКМ вакуума P_1 и давления P_2 :

$$P_1 = 101320 - 150 = 101170 \text{ Па},$$

$$P_2 = 101320 + 1500 = 102820 \text{ Па}.$$

Среднее парциальное давление паров нефти в ГП в процессе закачки:

$$P_{y \text{ зак}} = 0,07 \cdot 102820 = 7197,4 \text{ Па}.$$

Плотность паров нефти в процессе закачки ρ_y :

$$\rho_y = \frac{102820 \cdot 62,5}{8314 \cdot \blacksquare} = \blacksquare \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Потери нефти от «большого дыхания» $G_{\text{БД}}$ в январе определим по формуле:

$$G_{\text{БД}} = \left[V_H - V_{\Gamma} \cdot \left(\frac{P_2 - P_1}{P_2 - P_{Y \text{ зак}}} \right) \right] \cdot \frac{P_{Y \text{ зак}}}{P_2} \cdot \rho_y \quad (4.70)$$

где V_H – объём закачиваемого в резервуар нефти, $V_H = \Delta V_{\text{в}}$

V_{Γ} – объём ГП резервуара перед закачкой нефти

$$G_{\text{БД}} = \left[4296 - 7148,13 \cdot \left(\frac{102820 - 10170}{102820 - \blacksquare} \right) \right] \cdot \frac{\blacksquare}{102820} \cdot \blacksquare = 567,9 \text{ кг}.$$

Таким образом, потери от больших дыханий за январь при эксплуатации резервуара составляют 567,9 кг. Аналогичным образом рассчитываем потери нефти от «больших дыханий» для остальных месяцев года, результаты расчётов сводим в таблицу 4.2.

					Расчет объемов потерь нефти из резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м ³ при данных условиях хранения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

4.3 Расчёт потерь нефти от «обратного выдоха»

Потери нефти от «обратного выдоха» найдем по формуле:

$$G_{ОВ} = \frac{(P_A + P_{КД}) \cdot V_{Г}}{R \cdot P_{П\text{ ср}}} \cdot \left[\ln \left(\frac{1 - C_{от}^*}{1 - C_{ПР}^*} \right) + C_{от}^* - C_{ПР}^* \right], \quad (4.71)$$

где $V_{Г}$ – объём ГП резервуара

$C_{от}^*$ и $C_{ПР}^*$ – объёмная концентрация паров нефти в ГП резервуара к моменту окончания соответственно опорожнения и простоя резервуара.

R – газовая постоянная паров нефти:

$$\frac{\overline{R}}{M_{У}} = \frac{8314}{62,5} = 133 \text{ Дж/кг} \cdot \text{К.}$$

– массовую концентрацию нефти в ГП к моменту завершения откачки:

$$\overline{C_{от}^*} = \frac{121,17 + \blacksquare}{\blacksquare + \blacksquare + 6057,4} = \blacksquare.$$

– соответствующую объёмную концентрацию паров в ГП $C_{от}^*$:

$$C_{от}^* = v \cdot \frac{36,725}{62,5} = \blacksquare.$$

– средняя расчётная объёмная концентрация УВ в ГП при откачке

$C_{ср\text{ от}}$:

$$C_{ср\text{ от}} = \frac{2 \cdot \blacksquare + \blacksquare}{3} = \blacksquare.$$

Найденное значение отличается от принятого на

$$\left| \frac{\blacksquare - \blacksquare}{\blacksquare} \right| \cdot 100\% = 3,56\%,$$

что меньше допустимой погрешности инженерных расчетов (5%).

Потери нефти от «обратного выдоха»:

$$G_{ОВ} = \frac{(101320 + 1500) \cdot \blacksquare}{\blacksquare \cdot \blacksquare} \cdot \left[\ln \left(\frac{1 - \blacksquare}{1 - \blacksquare} \right) + \blacksquare - \blacksquare \right]$$

= 12,32 кг.

Потери от обратного выдоха в январе составили 12,32 кг. Аналогичным образом рассчитываем потери нефти от «обратного выдоха» для остальных месяцев года, результаты расчётов сводим в таблицу 4.2.

Общие потери нефти от испарений из РВС-5000 м³ за 12 месяцев составят:

					Расчет объемов потерь нефти из резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м ³ при данных условиях хранения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

$$G_{\text{ОБЩИЕ}} = G_{\text{МД}} + G_{\text{БД}} + G_{\text{ОВ}} = 16100,7 + 13066,29 + 153,6 \\ = 29320,59 \text{ кг/год.}$$

4.4 Результаты и выводы по расчету потерь нефти

Результаты, полученные при расчёте потерь нефти за весь год эксплуатации резервуара, представим в таблице 4.2. Составим график зависимости потерь нефти в зависимости от месяца эксплуатации резервуара (рисунок 18). График отражает влияние термобарических условий эксплуатации резервуара на объемы потерь нефти.

Потери за год эксплуатации резервуар составили **29 320,59 кг**. Очевидна необходимость максимального устранения потерь.

Таблица 4.2 – потери нефти за год эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м³

Расчётный месяц года	Вид потерь нефти, кг					
	«малые дыхания»			«большие дыхания»		«обратный выдох»
	за сутки	за месяц	за год	за месяц	за год	
январь	14,8	222	16100,7	567,9	13066,29	153,6
февраль	17,28	259,2		604,9		
март	32,8	492		703,31		
апрель	63,8	957		989,29		
май	114,8	1722		1262,13		
июнь	215,9	3238,5		1711,16		
июль	223,5	3352,5		1786,17		
август	199,6	2994		1712,35		
сентябрь	101	1515		1416,5		
октябрь	51,8	777		987,84		
ноябрь	20,1	301,5		761,87		
декабрь	18	270		562,87		



Рисунок 18 – Влияние термобарических условий на изменение объема потерь

По графику, отражающему интенсивность потерь в зависимости от месяца эксплуатации объекта исследования можно сделать следующие выводы:

1. Потери от «малых» дыханий выше потерь от «больших» дыханий.
2. В зимний период потери нефти от «малых» дыханий значительно меньше, чем в летний период.
3. Установлено, что максимальные потери происходят в летний период эксплуатации резервуара, что связано с повышенной температурой окружающей среды, увеличивающей испарение нефти вследствие теплообмена «окружающая среда – стенка резервуара – ГП резервуара».

Очевидна необходимость применения одного из методов сокращения потерь нефти при эксплуатации резервуара.

Согласно [11], резервуары без понтона, оборудованные ГО или УЛФ применяют для хранения нефти с температурой вспышки в закрытом тигле не выше 55°C и давлением насыщенных паров от 26,6 кПа до 93,3 кПа. Нефть, принятая в расчётах, имеет подходящие параметры (температура вспышки в закрытом тигле 51 °С, давление насыщенных паров 57 кПа). Для сокращения потерь из данного резервуара воспользуемся введением системы УЛФ.

По данным экспериментальных данных, представленных в [49], эффективность системы УЛФ $k_{эф}$ составляет 98%.

Отсюда, после установки УЛФ количество уловленных УВ будет равно $G_{ул}$:

$$G_{ул} = G_{ОБЩИЕ} \cdot k_{эф} \quad (4.72)$$

Тогда количество уловленных УВ за год эксплуатации резервуара с использованием системы УЛФ составит:

$$G_{ул} = 29320,59 \cdot 0,98 = 28734,18 \text{ кг/год}$$

Потери нефти после установки системы УЛФ составят **589 кг** в год.

Эффективность такого метода сокращения потерь очевидна.

					Расчет объемов потерь нефти из резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м ³ при данных условиях хранения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Трудовая деятельность работника на производстве должна регламентироваться правилами охраной труда и единой системой управления промышленной безопасности. Организация работ должна соответствовать четким требованиям безопасности. Особенно этот вопрос касается нефтегазовой отрасли, так как речь идет об опасных производственных объектах, поэтому соблюдение норм крайне необходимо для организации безопасных условий труда.

Объектом исследования данной работы является резервуар вертикальный стальной типа РВС-5000 м³. Рассматриваются методы сокращения потерь нефти и нефтепродуктов при эксплуатации резервуара.

В настоящее время проблема сокращения потерь нефти и нефтепродуктов при хранении их в резервуаре требует поиск эффективных методов сокращения таких потерь, так как это приносит не только материальный ущерб, но и наносит вред экологической обстановке.

Измерять уровень нефти в резервуаре, брать пробы, производить безопасные операции закачки-откачки продукта обязан оператор товарный. Оператор товарный должен знать порядок работ по локализации и ликвидации аварийных разливов нефтепродуктов.

Согласно [49] оператор товарный осуществляет трудовую деятельность на распределительной нефтебазе с резервуарным парком, являющейся опасным производственным объектом.

В данном разделе рассматриваются вредные и опасные производственные факторы, которые возникают при отборе проб, операциях закачки и откачки нефти и нефтепродуктов в резервуаре, правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на производстве.

					Влияние условий эксплуатации на потери нефти в резервуаре вертикальном стальном РВС-5000 кубических метров		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность		
Разраб.		Дикопавленко М.А.		10.06			
Руковод.		Чухарева Н.В.		10.06			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		10.06			
					Лит.	Лист	Листов
						96	142
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Трудовая деятельность оператора товарного должна производиться согласно действующим нормативным документам, а именно:

1. В области охраны труда и промышленной безопасности:

а) «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30 декабря 2001 г. N 197-ФЗ [50];

б) «Правилами промышленной безопасности для нефтеперерабатывающих производств» ПБ 09-563-2003 от 29.05.2003 г. [51];

2. В области пожарной безопасности:

а) «Пожарная безопасность зданий и сооружений» СП 112.13330.2011 [52];

б) «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации» ППБ-01-03 [53].

3. В области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:

а) «Правилами эксплуатации электроустановок потребителей», VII-ое издание 2003г [54].

б) «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок потребителей» [55].

4. В области охраны окружающей среды:

а) «Правила противопожарного режима РФ правительства РФ от 25.04.2012г. №390 «Об охране окружающей среды»» [56];

б) Приказ от 16 декабря 2020 г. N 915н об утверждении правил по охране труда при хранении, транспортировании и реализации нефтепродуктов [57].

Специальная оценка условий труда (СОУТ) является единым комплексом последовательно осуществляемых мероприятий идентификации вредных и опасных факторов производственной среды и трудового процесса и оценке уровня их взаимодействия на работника с учётом отклонения их фактических значений от установленных уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти нормативов условий труда и применения средств защиты работников [1].

Согласно [1], по результатам СОУТ для оператора товарного условия труда на рабочих местах отнесены к вредным условиям труда 3 степени. На основе этого работникам предусматривается:

- 1) Сокращение продолжительности рабочего времени согласно ТК РФ Статье 92 – не более 36 часов в неделю;
- 2) Ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск предоставляется работникам (ТК РФ Статья 117);
- 3) Работникам бесплатно выдаются прошедшие обязательную сертификацию или декларирование соответствия специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты, а также смывающие и (или) обезвреживающие средства (ТК РФ Статья 221).
- 4) При повреждении здоровья или в случае смерти работника вследствие несчастного случая на производстве либо профессионального заболевания работнику (его семье) возмещаются его утраченный заработок (доход), а также связанные с повреждением здоровья дополнительные расходы на медицинскую, социальную и профессиональную реабилитацию либо соответствующие расходы в связи со смертью работника (ТК РФ Статья 184).

Согласно [58] к работе оператором товарным допускаются лица старше 18 лет, прошедшие:

- предварительный медицинский осмотр и не имеющие противопоказаний к выполнению работ;
- вводный инструктаж по охране труда;
- противопожарный инструктаж;
- первичный инструктаж по охране труда на рабочем месте;
- обучение безопасным приемам и методам ведения работ;
- проверку знаний требований охраны труда, пожарной безопасности, а также практических навыков безопасной работы, предупреждения, локализации и ликвидации аварийных ситуаций и пожаров.

В течение трудовой деятельности оператор товарный обязан проходить:

- периодические медицинские осмотры не реже 1 раза в год;
- повторные инструктажи на рабочем месте (1 раз в квартал) по безопасности труда, производственной санитарии и пожарной безопасности, а также при необходимости внеплановые и целевые инструктажи;

– изучение плана ликвидации аварийных ситуаций, противоаварийные и противопожарные тренировки по отработке этого плана;

– очередную проверку знаний в области охраны труда, промышленной, экологической, пожарной безопасности не реже одного раза в год в объеме требований инструкций по видам работ, входящих в его обязанности.

Организация рабочего места рабочих должна обеспечивать безопасность выполнения работ, а также должна быть тщательно спланирована, очищена от посторонних предметов. Средства аварийной сигнализации и контроля состояния воздушной среды должны находиться в исправном состоянии. Оборудование, которое может оказаться под напряжением должны быть заземлено. Во взрывоопасных зонах должно быть установлено оборудование во взрывозащищенном исполнении [49].

5.2 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, которые формируют опасные и производственные факторы, возникающие в процессе обслуживания резервуаров при хранении в них нефти и нефтепродуктов (таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Этапы работы			Нормативные документы
		Разработка	Изготовлени	Эксплуатац	
1		2	3	4	5
Вредные факторы	Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	–	–	+	Требования к запыленности и загазованности приведены в ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [59].
	Повышенный уровень шума на рабочем месте	–	–	+	Требования к безопасности связанные с повышенным уровнем шума устанавливают в ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ Шум. Общие требования безопасности [60].

	1	2	3	4	5
	Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны	–	–	+	Требования к температуре воздуха рабочей зоны устанавливаются в СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [61].
	Недостаточная освещенность рабочей зоны	–	–	+	Требования к освещению устанавливаются СП искусственное Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 [62].
Опасные факторы	Движущиеся транспортные средства, грузоподъемные механизмы (подъемные сооружения), перемещаемые материалы, подвижные части оборудования	–	–	+	Требования к движущимся машинам и механизмам устанавливаются в ГОСТ 12.2.003 - 91 ССБТ Оборудование производственное. Общие требования безопасности [63].
	Замыкание электрических цепей через тело человека	–	–	+	Требования к электробезопасности устанавливаются в ГОСТ 12.1.019-017 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [64].
	Пожаровзрывоопасность на рабочем месте	–	–	+	Требования к пожаробезопасности представлены в ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ «Взрывобезопасность. Общие требования». [65]., ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности [66].

5.3.1 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Рассмотрим подробнее вредные производственные факторы, которые воздействуют на человека, производящего работы по обслуживанию объектов хранения нефти и нефтепродуктов, а также рассмотрим мероприятия для снижения влияния этих факторов и их нормативные значения.

1. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Контроль воздушной среды должен проводиться при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК).

Предельно - допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³, для природного газа ПДК равно 300 мг/м³. ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [67]:

– метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м³;

– в качестве одорантов в основном применяют меркаптаны, в частности этилмеркаптан (C₂H₅SH), которые относятся ко 2-му классу опасности (вещества высокоопасные). ПДК в воздухе рабочей зоны по санитарным нормам 1 мг/м³:

– ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2-ой классу опасности);

– ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);

– ПДК метанола (CH₃OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м³;

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами. При работе с вредными веществами 1-, 2-, 3-го классов опасности (одорант, сероводород, метанол, диэтиленгликоль и т.д.) должно быть обеспечено регулярное обезвреживание и дезодорирование средств индивидуальной защиты [50].

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны. Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах («Лепесток», Ф-62Ш, У-2К, «Астра-2», РПКМ и др.), защитных очках и комбинезонах.

При загазованности траншеи или котлована в результате утечки газа необходимо прекратить работу и вывести людей, запретив курить, зажигать спички или пользоваться открытым огнем [70].

1. Превышение уровней шума

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА [61].

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи), средств звукопоглощения.

Необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников. В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования, вкладыши «Беруши» и др.), заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА. В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство [61].

2. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера используется понятие *предельной жесткости погоды* (эквивалентная температура, численно равная сумме отрицательной температуре воздуха в градусах Цельсия и удвоенной скорости ветра в м/с), устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления [62].

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -40 до -45 °С. При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже -25 °С работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, а также грузчикам, занятым на погрузочно-разгрузочных работах, и другим работникам, ежедневно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру около +25 °С [62].

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева [62].

3. Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов [63].

5.3.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые воздействуют на человека, производящего работы по обслуживанию объектов хранения нефти и нефтепродуктов, а также рассмотрим мероприятия для снижения влияния этих факторов и их нормативные значения.

1. Движущиеся транспортные средства, грузоподъемные механизмы (подъемные сооружения), перемещаемые материалы, подвижные части оборудования и инструмента

Скорость движения автотранспорта, по строительной площадке и вблизи мест производства работ не должны превышать 10 км/ч на прямых участках и 5 км/ч на поворотах. Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например, двуручное управление), предотвращающие травмирование. Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право [64].

2. Замыкание электрических цепей через тело человека

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

Чтобы предупредить возможность случайного проникновения тока и прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки [65].

Для защиты от поражения электрическим током персонала необходимо использовать следующие средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), резиновые коврики, изолирующие подставки. Для защиты от электрической дуги и металлических искр при сварке необходимо использовать: защитные костюмы, защитные каски или очки.

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

Для защиты от электрической индукции и отвода зарядов статического электричества все технологическое оборудование и аппараты заземляются путем присоединения к защитному контуру заземления или специально сооружаемому для этой цели очагу заземления. Предусматривается глухое заземление нейтрали силовых трансформаторов на стороне низкого напряжения. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом [65].

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

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

3. Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте

Хранилища нефтепродуктов создают потенциальную опасность возникновения утечек или аварийных разливов из оборудования, резервуаров, трубопроводов, особенно во время операций по опорожнению и наполнению.

Хранение и перемещение этих материалов также представляет значительный риск возникновения пожара и взрыва в силу горючести и огнеопасности нефти и нефтепродуктов. Особенно это касается накопленных паров в резервуарах хранения. К потенциальным источникам возгорания относятся искры из-за статического электричества, молнии и открытый огонь.

Оборудование должно соответствовать стандартам проектирования, целостности и операционной деятельности для исключения происшествий катастрофического масштаба и предотвращения накопления статического электричества. У резервуаров должна иметься надлежащая вторичная обваловка.

Все это должно проходить регулярную проверку и техническое обслуживание. В организациях должны иметься хорошо разработанные системы управления пожарным риском и планы ликвидации аварии.

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

Резервуарный парк относится:

- к категории «А» по взрыво- и пожароопасности;
- к классу взрывоопасности «В-1а»;
- к категории молниезащиты «II».

С целью обеспечения взрыво- и пожаробезопасности в резервуарных парках для паров углеводородов установлена предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация ПДВК = 2100 мг/м³. [68]

Таблица 5.2 – Значения НКПР, ВКПР и ПДВК веществ [68].

Наименование веществ	Диапазон взрываемости				ПДВК	
	по объему (%)		по массе мг/м ³		% об.	мг/м ³
Метан	5	15,7	3300	104000	0,25	1650
Этан	2,9	15	3600	18600	0,15	1800
Пропан	2,2	9,5	38000	164000	0,11	1900
Бутан	1,8	9,1	45000	227500	0,09	2250
Окись углерода	12,5	75	74000	444000	0,63	3700

Машины и механизмы, используемые в резервуарном парке, должны иметь исправное электрооборудование, а их выхлопные трубы должны быть оборудованы искрогасителями.

Персоналу необходимо иметь средства индивидуальной защиты. Для безопасной эвакуации предусматривается необходимое количество эвакуационных выходов, соответствующие средства коллективной защиты.

Каждый производственный объект, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка, цеха, организации.

5.3.3 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего

Для снижения влияния воздействия температуры рабочей зоны возможно сокращение продолжительности рабочей смены, прекращение работ в зависимости от погодных условий. В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, необходимо предоставить перерывы для обогрева в специальных помещениях, которые обязан обеспечить работодатель. Перерывы включаются в рабочее время. В жаркое время года вводят перерывы для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом [62].

Для снижения воздействия шума работающего необходимо поглощать его источник. Снижению шума способствует смазка трущихся деталей механизма, балансировка вращающихся частей, ремонт и обслуживание оборудования [61]. Для снижения уровня воздействия недостаточной освещенности рабочего места необходимо правильно проектировать искусственное освещение согласно требуемым нормам. Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника.

Для снижения вероятности травматизма при работе движущихся машин и механизмов необходимо [62]:

- оградить вращающиеся части механизмов; - проводить своевременно инструктажи по технике безопасности.

- при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

- проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения;
- проведение плановых и внеплановых проверок пусковых и тормозных устройств.

Снижение вероятности поражения электрическим током достигается с помощью следующих мероприятий:

-проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ), «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» [65].

Для снижения пожароопасности все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов. Территория должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара запрещается располагать электропроводку в местах ее возможного повреждения подвижными механизмами.

Объекты нефтедобычи должны быть обеспечены средствами пожаротушения.

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители. В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением, чтобы исключить возможность возгорания от перегрева.

5.4 Экологическая безопасность

При технической эксплуатации резервуара типа РВС-5000 м³ необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, условия землепользования, установленные законодательством по охране природы [70].

Защита атмосферы

К загрязняющим веществам атмосферного воздуха относятся выбросы паров нефти и нефтепродуктов при срабатывании дыхательных клапанов, продукты неполного сгорания топлива в двигателях строительных машин и механизмов, вещества, выделяющиеся при сварке труб, выполнении изоляционных работ.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

Загрязнение атмосферы в период производства работ носит временный обратимый характер. При попадании в атмосферу вредные вещества физико-химически преобразуются, а впоследствии рассеиваются. Предельная допустимая концентрация испарений в нефти составляет не более 10 мг/м³ [69]. Для снижения уровня загрязнения атмосферы выбросами углеводородов необходимо осуществлять мероприятия по сокращению потерь нефти при эксплуатации резервуара, а также потерь в результате аварийного разлива нефтепровода и выбросов токсичных испарений. Для устранения возможных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при эксплуатации резервуара и технологического оборудования осуществляется комплекс мероприятий:

1. Проверка оборудования на прочность и герметичность;
2. Соблюдение правил эксплуатации;
3. Своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры.

Защита гидросферы

Попадание загрязняющих веществ (нефть, нефтепродукты) в сточные воды через трубопроводы при откачке из резервуара приводит к загрязнению нефтью и нефтепродуктами, появлению нефтяных пятен, что затрудняет процессы фотосинтеза в воде из-за прекращения доступа солнечных лучей, а также вызывает гибель флоры и фауны. Каждая тонна нефти создает нефтяную пленку на площади до 12 км². Восстановление пораженных экосистем занимает от 10 до 15 лет.

Нефть, попадая в воду, растекается вследствие ее гидрофобности по поверхности, образуя тонкую нефтяную пленку, которая перемещается со скоростью примерно в два раза большей, чем скорость течения воды. При соприкосновении с берегом и прибрежной растительностью нефтяная пленка оседает на них. В процессе распространения по поверхности воды легкие фракции нефти частично испаряются, растворяются, а тяжелые опускаются в толщу воды, оседают на дно и образуют донное загрязнение [70]. Биохимическое окисление нефти сопровождается интенсивным поглощением кислорода воды. В среднем на окисление 1 мг нефти затрачивается от 0,5 до 3,5 мг кислорода.

Защита литосферы

Общая особенность всех нефтезагрязненных почв – изменение численности и ограничение видового разнообразия микрофауны и

микрофлоры. Последствия возникновения нефтяного загрязнения почв носят губительный характер.

Для разных почв процесс восстановления зависит от глубины проникновения продуктов в основание. Например, время реанимации почв достигает 25 лет при концентрации отходов 12 л/м². Временной интервал зависит от типа основания и погодных условий [71].

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, катастрофы, опасного природного процесса, стихийного бедствия, которая приводит к человеческим жертвам, наносит ущерб здоровью населения и природной среде, а также вызывает значительные материальные потери и нарушение условий жизни людей [72].

Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например, паводковые наводнения, лесные пожары, террористические акты, по причинам техногенного характера (аварии) и др.

В вопросе хранения нефти и нефтепродуктов чрезвычайные ситуации могут представлять из себя такие ситуации, как крупные пожары, что влечет за собой экологическое загрязнение и гибель людей. Крупные порывы и выбросы нефти и нефтепродуктов представляют угрозу для экологической обстановки, что вызвано недостаточной герметизацией оборудования. Негерметичность прилегания затворов к стенке, неустойчивость материалов, из которых выполнены затворы к воздействию атмосферных осадков и сернистой нефти, и нефтепродуктов, «прикипание» материала затвора к стенке резервуара при длительном простое, приводит к насыщению газового пространства парами нефтепродуктов и образованию взрывоопасных концентраций.

Около 50% пожаров происходит на действующих резервуарах. Основными источниками зажигания здесь являются механические искры, разряды статического электричества, самовозгорание пирофорных отложений, проявление атмосферного электричества, искры электродвигателей и др. Необходимость сосредоточения большого количества

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

огнетушащих средств и техники увеличивает время ликвидации пожаров, при этом сами пенообразователи, в огромном количестве сливаемые в ливневую канализацию, являются опасными для окружающей среды. Опыт показывает, что причина этих пожаров, как правило, целая совокупность обстоятельств, каждое из которых само по себе не способно инициировать крупный пожар, и только их сочетание приводит к серьезным последствиям.

Предотвращение чрезвычайных ситуаций предусматривает: правовые, организационные, экономические, инженерно-технические, эколого-защитные, санитарно-эпидемиологические и социальные мероприятия, которые обеспечивают наблюдения и контроль состояния окружающей среды и потенциально опасных объектов, прогнозирование и профилактику возникновения источников чрезвычайных ситуаций, подготовку к этим ситуациям [72].

Заключение по разделу

В разделе социальная ответственность были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, вопросы производственной и экологической безопасности, а также возможные чрезвычайные ситуации на объектах исследования. Проанализированы вредные и опасные производственные факторы, которые возникают при работе оператора товарного: отборе проб, замер уровня нефти и нефтепродуктов в резервуаре, раскрыты правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на производстве. Рассмотрена типовая чрезвычайная ситуация – пожар в резервуаре с сорванной крышей и свободным горением над зеркалом жидкости.

Раздел имеет важное значение, так как резервуары и резервуарные парки являются опасными производственными объектами, на которых имеется большой ряд вредных факторов. Обеспечение безопасности труда является приоритетной задачей руководящих лиц.

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

6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

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

6.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Для сравнения взяты три метода сокращения потерь нефти в товарных резервуарах:

- УУЛФ;
- газоуравнительная система (ГО) без газосборника;
- понтон.

При оценке качества используется два типа критериев: технические и экономические. Веса показателей в сумме составляют 1. Баллы по каждому показателю оцениваются по пятибалльной шкале (1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная). Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений представлена в таблице 1 (K_{ϕ} – УУЛФ, $K_{к1}$ – ГО без газосборника, $K_{к2}$ – понтон).

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112

$$K = \sum B_i \cdot B_i, \quad (6.1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Таблица 6.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		B_{ϕ}	$B_{к1}$	$B_{к2}$	K_{ϕ}	$K_{к1}$	$K_{к2}$
1	2	3	4	5	6	7	8
<i>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</i>							
Повышение производительности	0,2	5	3	2	1	0,6	0,4
Удобство в эксплуатации	0,08	4	4	3	0,32	0,32	0,24
Энергоэкономичность	0,07	3	4	5	0,21	0,28	0,35
Надежность	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
Уровень шума	0,03	3	4	5	0,09	0,12	0,15
Безопасность	0,08	5	5	4	0,4	0,4	0,32
Простота эксплуатации	0,05	4	4	5	0,2	0,2	0,25
<i>Экономические критерии оценки эффективности</i>							
Конкурентоспособность продукта	0,07	5	3	3	0,35	0,21	0,21
Уровень проникновения на рынок	0,04	4	4	4	0,16	0,16	0,16
Цена	0,11	2	4	5	0,22	0,44	0,55
Предлагаемый срок эксплуатации	0,17	5	3	3	0,85	0,51	0,51
Итого	1	-	-	-	4,3	3,64	3,54

Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод, что конкурентоспособность применения метода сокращения потерь нефти в резервуаре применением установки УЛФ составляет 4,3. В то время как

показатели применения ГО без газосборника и применения понтона составляют 3,64 и 3,54 соответственно.

Уязвимость конкурентов обусловлена низкими показателями надежности, повышения производительности, а также незначительными показателями конкурентоспособности.

6.1.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта, заключающийся в выявлении факторов внешней и внутренней среды, оказывающих влияние на реализацию проекта. Факторы делятся на четыре категории: Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы).

Сильные стороны – это факторы, характеризующие конкурентоспособную сторону научно-исследовательского проекта. Слабые стороны – это недостатки, упущения или ограничения научно-исследовательского проекта, которые препятствуют достижению его целей. Возможности включают в себя любую предпочтительную ситуацию, возникающую в условиях окружающей среды проекта, которая поддерживает спрос на результаты проекта. Угрозы – это нежелательные ситуации, тенденции или изменение в условиях окружающей среды проекта, которые имеют угрожающий характер для его конкурентоспособности.

Результаты SWOT-анализа исследования, проведенного в рамках данной выпускной квалификационной работы, представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны проекта: С1. Заявленная экономичность при внедрении технологии на производство; С2. Экологичность технологии; С3. Наличие квалифицированного персонала; С4. Уменьшения уровня пожароопасности путем внедрения технологии на производство.</p>	<p>Слабые стороны проекта: Сл1. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца; Сл2. Отсутствие прототипа научной разработки; Сл3. Необходимость больших компьютерных ресурсов и времени для разработки модели УУЛФ конкретного производства; Сл4. Более высокая стоимость производства технологии по сравнению с конкурирующими</p>
<p>Возможности: В1. Появление дополнительного спроса на новый продукт В2. Ужесточение экологических требований со стороны государства для НПЗ В3. Возможность полного сокращения потерь легких фракций углеводородов из резервуаров на НПЗ В4. Развитие нефтяной промышленности в целом</p>	<p>1. Из-за приемлемых цен мы сможем выйти на новые сегменты рынка 2. Высокий уровень проникновения на рынок, функциональная мощность даст возможность в будущем выпеснить конкурентов.</p>	<p>1. Применение опыта работы компаний-партнеров 2. Возможность наличия партнерских отношений с исследовательскими институтами для взаимного использования уникального оборудования 3. Отбор высококвалифицированных специалистов 4. Сотрудничество с иностранными компаниями</p>
<p>Угрозы: У1. Отказ производств от внедрения предложенных технологий из-за высокой себестоимости У2. Развитие и усовершенствование конкурентных технологий для производств У3. Ограничение на импорт технологии У4. Рост темпов инфляции, налогов и пошлин</p>	<p>1. Удержание высоких позиций на рынке за счет более эффективного сокращения потерь 2. Экологичность разработок превысит запросы в иностранных компаний</p>	<p>1. Спад спроса на технологию за счет развития более экономичных разработок конкурентов</p>

Результаты анализа учитываются при разработке структуры работ, выполняемых в рамках научно-исследовательского проекта. Анализируя результаты SWOT-анализа, можно утверждать, что реализация представленных возможностей позволяет выгодно реализовать сильные стороны и уменьшить влияние слабых.

6.2 Планирование научно-исследовательских работ

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

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

6.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный график проведения научно-исследовательских работ. Для построения графика необходимо составить план выполнения проекта с указанием вида работа, длительности их исполнения и участников, ответственных за исполнение каждого пункта плана.

План производства работ по реализации научно-исследовательского проекта представлен в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ работ	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Разработка концепции проекта	2	Разработка общей методики проведения исследований	Руководитель, Исполнитель
	3	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель
	4	Определение возможностей и оценка имеющихся ресурсов	Руководитель
	5	Календарное планирование работ	Руководитель, Исполнитель
	6	Определение объема и частей ВКР	Руководитель, Исполнитель

Основные этапы	№ работ	Содержание работ	Должность исполнителя
Теоретическое исследование	7	Проведение теоретического исследования темы	Исполнитель
	8	Проведение расчетов	Исполнитель
	9	Разработка части «финансовый менеджмент»	Исполнитель
	10	Разработка части «социальная ответственность»	Исполнитель
Обобщение и анализ результатов	11	Оценка эффективности проделанных работ	Исполнитель
Оформление отчета	12	Составление пояснительной записки	Исполнитель
	13	Разработка презентации	Исполнитель

6.2.2 Разработка графика проведения научного исследования

Для расчета длительности работ в календарных днях найдем коэффициент календарности $k_{\text{кал}}$:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{пр}} - T_{\text{вых}}} = \frac{365}{365 - 14 - 104} = 1,48, \quad (6.2)$$

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

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней.

Продолжительность i -й работы в календарных днях T_{ki} :

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (6.3)$$

где T_{pi} – Продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях

Результаты расчетов занесем в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни	t_{max} , чел-дни	$t_{ож}$, чел-дни			
Составление и утверждение технического задания	1	2	1	1	1	2
Разработка общей методики проведения исследований	3	6	5	2	2,5	4
Подбор и изучение материалов по теме	2	4	3	2	1,5	2
Определение возможностей и оценка имеющихся ресурсов	2	2	2	1	2	3
Календарное планирование работ	2	3	2	1	2	3
Определение объема и частей ВКР	1	3	2	2	1	1
Проведение теоретического исследования темы	7	14	10	1	10	15
Проведение расчетов	5	9	7	1	7	10
Разработка части «финансовый менеджмент»	5	8	7	1	7	10
Разработка части «социальная ответственность»	5	7	7	1	7	10
Оценка эффективности проделанных работ	2	4	3	2	1,5	2
Составление пояснительной записки	10	15	12	1	12	18
Разработка презентации	2	5	3	1	2	3
Итого:						83

Итого для выполнения ВКР потребуется 83 календарных дня. Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады (таблица 6.5).

Таблица 6.5 – Календарный план-график выполнения ВКР

№	Вид работ	Исполнители	T _{ki} , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ																		
				февраль			март			апрель			май									
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3							
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	2	■																		
2	Разработка общей методики проведения исследований	Руководитель, Исполнитель	4	■																		
3	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель	2	■	■																	
4	Определение возможностей и оценка имеющихся ресурсов	Руководитель	3		■																	
5	Календарное планирование работ	Руководитель, Исполнитель	3		■	■																
6	Определение объема и частей ВКР	Руководитель, Исполнитель	1			■																
7	Проведение теоретического исследования темы	Исполнитель	15			■	■	■														
8	Проведение расчетов	Исполнитель	10				■	■	■													
9	Разработка части «финансовый менеджмент»	Исполнитель	10					■	■	■												
10	Разработка части «социальная ответственность»	Исполнитель	10						■	■	■											

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

$Ц_i$ – цена приобретения единиц i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб/шт., руб/кг, руб/м, руб/м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Значения цен на материальные ресурсы установлены по данным, размещенным на сайте Единой информационной системы в сфере закупок.

Величина коэффициента k_T , отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д.

Материальные затраты, необходимые для данной разработки отражены в таблице 5, в исследовании рассматривается резервуарный парк.

Исполнение 1 – УУЛФ компрессионного типа с роторно-пластинчатым компрессором изготовления Челябинского завода промышленного оборудования (2 шт.).

Исполнение 2 – Газоуравнительная система без газосборника (2 шт.)

Исполнение 3 – понтоны из алюминия для РВС-2000 ГК «Газовик» (10 шт.)

Материальные затраты, необходимые для данной разработки, занесены в таблицу 6.6.

Таблица 6.6 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед. с НДС, руб.			Затраты на материалы, З _м , руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Картридж для принтера	шт.	1	1	1	1150	1150	1150	1150	1150	1150
Итого:								1150	1150	1150

6.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование

Расчет затрат на специальное оборудование для проведения исследования, включая затраты в размере 20% на установку и монтаж представлен в виде таблицы 6.7.

Таблица 6.7 – Затраты на специальное оборудование

Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость с НДС, руб
Компьютер персональный	1	44 000
Итого		44 000

6.3.3 Расчет затрат на оплату труда

Данный раздел отображает основную заработную плату научных сотрудников и инженерно-технических работников непосредственно участвующих в выполнении работ в рамках проекта. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20-30 % от тарифа или оклада.

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату $Z_{зп}$:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (6.5)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20% от $Z_{осн}$).

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

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (6.6)$$

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

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб.дн. дополнительная заработная плата (12-20% от $Z_{осн}$).

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (6.7)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 6.8)

Таблица 6.8 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней: – выходные дни/ праздничные дни	66	66
Потери рабочего времени: – отпуск/ невыходы по болезни	52	52
Действительный годовой фонд рабочего времени	248	248

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p, \quad (6.8)$$

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

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

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

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

1) Расчет заработной платы:

$$Z_{\text{м.рук}} = 35000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 68250 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{м.исп}} = 12800 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 24960 \text{ руб.}$$

2) Расчет среднедневной заработной платы:

$$Z_{\text{дн.рук}} = \frac{68250 \cdot 10,4}{248} = 2862 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{дн.ст}} = \frac{24960 \cdot 10,4}{248} = 1047 \text{ руб.}$$

3) Расчет основной заработной платы:

$$Z_{\text{осн.рук}} = 2862 \cdot 7 = 20034 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{осн.ст}} = 1047 \cdot 61 = 63867 \text{ руб.}$$

Результаты расчетов представлены в таблице 6.9.

Таблица 6.9 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{\text{тс}}$, руб.	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}$, руб	$Z_{\text{дн}}$, руб	$T_{\text{р}}$, руб.дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб
Руководитель	35000	0,3	0,2	1,3	68250	2862	7	20034
Инженер	12800	0,3	0,2	1,3	24960	1047	61	63867
Затраты по основной заработной плате, руб.	83901							

Таким образом, суммарные затраты на основную заработную плату составляют 83901 рублей.

6.3.4 Дополнительная заработная плата исполнительской темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций. Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} \cdot k_{\text{доп}}, \quad (6.9)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12-0,15).

$$Z_{\text{доп.рук}} = Z_{\text{осн}} \cdot k_{\text{доп}} = 0,15 \cdot 20034 = 3005 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{доп.ст}} = Z_{\text{осн}} \cdot k_{\text{доп}} = 0,15 \cdot 63867 = 9580 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{доп.рук}} + Z_{\text{доп.ст}} = 3005 + 9580 = 12585 \text{ руб.}$$

Таким образом, суммарные затраты на дополнительную заработную плату составляют 12585 рублей.

6.3.5 Расчет отчислений во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников. Общая ставка взносов составляет в 2021 году – 30,2% (ст.425,426НКРФ): 22 % – на пенсионное страхование; 5,1 % – на медицинское страхование; 2,9 % – на социальное страхование, 0,2 % - на страхование от несчастных случаев.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (6.10)$$

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

Таблица 6.10 – Отчисление во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Исполнитель	63867	9580
Руководитель проекта	20034	3005
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30,2%	
Итого:	29139	

6.3.6 Расчет накладных расходов

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		125

телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (6.11)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы равный 0,16.

$$Z_{\text{накл.1}} = (1150 + 26988 + 44000 + 29139) \cdot 0,16 = 16\,204 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{накл.2}} = (1150 + 26988 + 44000 + 29139) \cdot 0,16 = 16\,204 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{накл.3}} = (1150 + 26988 + 44000 + 29139) \cdot 0,16 = 16\,204 \text{ руб.}$$

6.3.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат на проведение исследовательской работы является основой для формирования бюджета.

Определение бюджета затрат на проведение исследовательской работы приведено в таблице 6.12.

Таблица 6.12 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
Материальные затраты НИИ	1150	1150	1150	Пункт 7.3.1
Затраты на специальное оборудование	44000			Пункт 7.3.2
Затраты по основной заработной плате исполнительной темы	83901			Пункт 7.3.3
Затраты по дополнительной заработной плате исполнительной темы	12585			Пункт 7.3.4
Отчисления во внебюджетные фонды	29139			Пункт 7.3.5
Накладные расходы	17280	17280	17280	Пункт 7.3.6
Бюджет затрат НИИ	188 055	188 055	188 055	Сумма ст. 1-5

6.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей) финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования

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

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

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

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (6.12)$$

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 (в т.ч. аналоги).

Так как суммы всех вариантов равны, то интегральные финансовые показатели одинаковые:

Для 1-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} = I_{\text{финр}}^{\text{исп}3} = \frac{188055}{188055} = 1$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки. Интегральный показатель ресурсоэффективности определяется по формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (6.13)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент проекта;

b_i – бальная оценка проекта, устанавливается экспериментальным путем по выбранной шкале оценивания.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в таблице 6.13.

Таблица 6.13 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования / Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Повышение производительности труда пользователя	0,2	5	3	4
Удобство эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	4	4	4
Энергоэкономичность	0,15	4	4	4
Надежность	0,2	5	3	3
Безопасность	0,15	4	3	3
Простота эксплуатации	0,15	4	4	3
Итого	1	4,4	3,45	3,5

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

$$I_{испи} = \frac{I_{р-испи}}{I_{финр}}, \quad (6.14)$$

$$I_{испи} = \frac{4,4}{0,9981} = 4,41$$

$$I_{испи} = \frac{3,45}{0,998} = 3,46$$

$$I_{испи} = \frac{3,5}{1} = 3,5$$

Из расчетов видно, что наиболее целесообразный вариант проекта разработки НТИ произведен в первом исполнении.

Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{ср}$):

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{испи}}{I_{финр}}$$

Таблица 6.14 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,9981	0,998	1
2	Интегральный ресурсоэффективности показатель разработки	4,4	3,45	3,5
3	Интегральный показатель эффективности	4,41	3,46	3,5
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,26	1,28	0,99

Исходя из полученных данных, наиболее эффективным оказалась разработка под исполнением №1.

Заключение по главе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1) Анализ конкурентоспособности выявил преимущество метода улавливания легких фракций над двумя другими способами уменьшения потерь нефти при эксплуатации резервуара. В связи с этим использование такого способа является эффективным.

2) SWOT-анализ проекта показал потенциальные внутренние и внешние сильные и слабые стороны, возможности и угрозы проекта. По результатам анализа можно сказать, что проект является перспективным.

3) Планирование работ установило, что суммарная длительность разработки проекта составляет 83 дней. На основе временных показателей по каждой из произведенных работ была построена диаграмма Ганта, согласно которой, самая продолжительная по времени работа – это проведение теоретического исследования темы.

4) Расчет бюджета проекта определил сумму, необходимую для его реализации, которая составила 194426 рублей. В данную сумму входят все затраты по проекту: основная и дополнительная заработная плата руководителю и исполнителю проекта, материальные, амортизационные, а также внебюджетные отчисления.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Кузнецов, Е. В. Методы сокращения потерь светлых нефтепродуктов при проведении технологических операций на нефтебазах / Е.В. Кузнецов. – Текст: электронный // ГИАБ: [сайт]. – 2008. – №2-1. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/metody-sokrascheniya-poter-svetlyh-nefteproduktov-pri-provedenii-tehnologicheskikh-operatsiy-na-neftebazah> (дата обращения: 29.05.2021).
2. Коннова Г.В. Оборудование транспорта и хранения нефти и газа: учеб. пособие для вузов / Г.В, Коннова. – 2-е изд. – Ростов н/Д.: Феникс, 2007. – 128 с.
3. ГОСТ Р 57512-2017. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения (Переиздание): дата введения 2018-04-01. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200146219> (дата обращения 24.03.2021). – Текст: электронный.
4. Краус Ю.А. Проектирование и эксплуатация магистральных нефтепроводов. Основные факторы, влияющие на особенности эксплуатации и выбор проектных параметров магистральных нефтепроводов: учеб. пособие / Ю. А. Краус; ОмГТУ. - Омск: Изд-во ОмГТУ, 2010. - 109 с.
5. ГОСТ 34563-2019. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технологического проектирования (с Поправками): дата введения 2020-06-01. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200167871> (дата обращения 21.01.2021). – Текст: электронный.
6. РД 153-39.4-056-00. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов: дата введения 2001-01-01. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200030378> (дата обращения 22.01.2021). – Текст: электронный.
7. СНиП 2.11.03-93. Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы: дата введения 1993-07-01. URL: <http://docs.cntd.ru/document/871001020> (дата обращения 13.11.2020). – Текст : электронный.

					Влияние условий эксплуатации на потери нефти в резервуаре вертикальном стальном РВС-5000 кубических метров		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Дикопавленко М.А.		10.06	Список использованных источников		
Руковод.		Чухарева Н.В.		10.06			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.		10.06			
					Лит.	Лист	Листов
					131	142	
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		

16. ГОСТ 34396-2018. Системы измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия: Дата введения 2018-12-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200159377> (дата обращения 24.03.2021). – Текст: электронный.

17. РД 153-39-019-97. Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях нефтяных компаний российской федерации: дата введения 1998-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200021671> (дата обращения 24.04.2021). – Текст: электронный.

18. РМГ 116-2011. ГСИ. Резервуары магистральных нефтепроводов и нефтебаз. Техническое обслуживание и метрологическое обеспечение в условиях эксплуатации: дата введения 2013-01-01. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200118420> (дата обращения 24.03.2021). – Текст: электронный.

19. Российская Федерация. Постановления. Об утверждении норм естественной убыли нефтепродуктов при приеме, хранении, отпуске и транспортировании: Постановление N 40 : [принят ГОССТАБ СССР]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/9014650> (дата обращения 24.01.2021). – Текст : электронный.

20. Российская Федерация. Постановления. Об утверждении норм естественной убыли нефтепродуктов при приеме, хранении, отпуске и транспортировании: Постановление N 451: URL: <https://base.garant.ru/70655588/> (дата обращения 14.02.2021). – Текст: электронный.

21. ГОСТ Р 58623-2019. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные. Правила технической эксплуатации: дата введения 2020-08-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200169168> (дата обращения 15.02.2021). – Текст: электронный.

22. Завод САРРЗ: официальный сайт. – Саратов, 2021. – URL: https://sarrz.ru/produkcija/rezervuarное_oborudovanie/dyhatelnye_klapany.html (дата обращения 25.04.2021). – Текст: электронный.

23. Коршак А. А. Ресурсо- и энергосбережение при транспортировке и хранении углеводородов: учебник / А. А. Коршак. – Ростов н/Д: Феникс, 2016. – 411 с. – (Высшее образование).; ISBN 5-94423-088-6 (В пер.)

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		133

24. Кузнецов Е. В. Методы сокращения потерь светлых нефтепродуктов при проведении технологических операций на нефтебазах // ГИАБ. 2008. №2-1. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/metody-sokrascheniya-poter-svetlyh-nefteproduktov-pri-provedenii-tehnologicheskikh-operatsiy-na-neftebazah> (дата обращения: 24.03.2021).

25. СП 365.1325800.2017. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для хранения нефтепродуктов. Правила производства и приемки работ при монтаже: дата введения 2018-06-14. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/550965736> (дата обращения 15.02.2021). – Текст: электронный.

26. Патент № 2307776 Российская Федерация, МПК В65D 88/34 (2006.1), В65D 90/28(2006.01). Понтон для вертикальных стальных резервуаров: № 2006110794: заявл. 03.04.2006: опубл. 10.10.2007 / Багдасаров Р. С.; заявитель СГТУ.

27. Патент № 2248315 Российская Федерация, МПК В65D 88/34 (2006.1), В65D 88/42 (2006.01). Плавающая крыша нефтеналивного резервуара : № 2003109802 : заявл. 08.04.2003: опубл. 10.01.2005 / Землянский А. А.; заявитель СГТУ.

28. ГОСТ Р 58619-2019. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Оборудование резервуарное. Понтоны. Общие технические условия: дата введения 2020-08-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200169165> (дата обращения 15.02.2021). – Текст: электронный.

29. Патент № 2502660 Российская Федерация, МПК В65D 88/34 (2006.1). Резервуар для хранения жидких углеводородов: № 2012149061: заявл. 20.11.2012: опубл. 27.12.2013 / Паутов В.И.

30. Патент № 1434210 Российская Федерация, МПК В65D 88/34 (2006.1). Газоуравнительная система резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов: № 4063224: заявл. 05.05.1986: опубл. 30.10.1988 / Манакин А.Ю.

31. Патент № 1404090 Российская Федерация, МПК В01D 19/00(2006.01). Установка улавливания легких фракций: № 4112527: заявл. 27.05.1986: опубл. 23.06.1988 / Тронов В.П.

32. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № 529 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила

промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов"»: дата введения 2020.12.15. – URL: <https://workproekt.ru/oformlenie-proekta/oformlenie-spiska-literaturyi/>(дата обращения 15.02.2021). – Текст: электронный.

33. ГОСТ 6356-75. Метод определения температуры вспышки в закрытом тигле: дата введения 1977-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200005427> (дата обращения 24.03.2021). – Текст: электронный.

34. Приказ Министерства Энергетики Российской Федерации № 232 Об утверждении Правил технической эксплуатации нефтебаз: дата введения 2003–06–19. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901866234> (дата обращения 19.12.2020). – Текст: электронный.

35. Патент № 146942 Российская Федерация, МПК В65D 90/38(2006.01). Дифференциальный газовый отражатель резервуара для хранения нефти и нефтепродуктов: № 2014129088: заявл. 15.07.2014: опубл. 20.10.2014 / Кульмухамбетов М.Б.

36. Патент № 2693966 Российская Федерация, МПК В65D 90/38(2006.01), В65D 90/44(2006.01). Способ снижения потерь нефтепродуктов из резервуаров и повышения их взрывопожарной безопасности: № 2018127559: заявл. 26.07.2018: опубл. 08.07.2019 / Чертыковцева А.Н.; заявитель СГТУ.

37. Гурьянов А.А. "Азотная подушка +..." альтернативный метод сокращения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения/ А.А. Гурьянов. – Текст: электронный // КанТЭТ: [сайт]. – 2018. – 28 март. – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=36644858&pff=1> (дата обращения 20.10.2020). – Текст: электронный.

38. Правила проектирования, изготовления и монтажа вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов (СТО-СА-03-002-2009)/ Колл. авт. - 1-е изд. - Российская ассоциация экспертных организаций техногенных объектов повышенной опасности (Ассоциация Ростехэкспертиза), М., 2009 - 216 с.

39. ГОСТ 27751-2014. Надежность строительных конструкций и оснований: дата введения 2015-07-01. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200115736> (дата обращения 24.03.2021). – Текст: электронный.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		135

40. СП 16.13330.2017. Стальные конструкции: дата введения 2017-08-28. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/456069588> (дата обращения 20.03.2021). – Текст: электронный.

41. СТО 56947007-29.240.056-2010. Методические указания по определению региональных коэффициентов при расчете климатических нагрузок: дата введения 2010-08-09. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200088449> (дата обращения 20.03.2021). – Текст: электронный.

42. ГОСТ Р 56728-2015. Здания и сооружения. Методика определения ветровых нагрузок на ограждающие конструкции: дата введения 2016-05-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200127225> (дата обращения 20.03.2021). – Текст: электронный.

43. РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04. Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 м³: дата введение 2007-06-05. – URL: https://sarrz.ru/proektirovschiku/spravochnaya_informatsiya__gost_snipyi_pb/normi_proektirovaniya/ (дата обращения 20.03.2021). – Текст: электронный.

44. ГОСТ Р 58622-2019. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Методика оценки прочности, устойчивости и долговечности резервуара вертикального стального: дата введения 2020-08-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200169167> (дата обращения 20.03.2021). – Текст: электронный.

45. Патент № 2541695 Российская Федерация, МПК G01L 11/00(2006.01). Способ определения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения при хранении и транспортировке: № 2013144489: заявл. 04.10.2013; опубл. 20.02.2015 / Бузенков О. П.

46. Цегельский В.Г., Ермаков П.Н., Спиридонов В.С. Защита атмосферы от выбросов углеводородов из резервуаров для хранения и транспортирования нефти и нефтепродуктов // Безопасность жизнедеятельности. – 2001. – № 3. – С. 16–18.

47. Приказ Ростехнадзора № 780 «Об утверждении Руководства по безопасности вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов»: дата введения 2012.12.26. – URL: <https://workproekt.ru/oformlenie-proekta/oformlenie-spiska-literaturyi/> (дата обращения 15.02.2021). – Текст: электронный.

48. ГОСТ Р 8.587-2019. Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений: дата введения 2016-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200169617> (дата обращения 15.03.2021). – Текст: электронный.

49. Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации № 420н «Об утверждении профессионального стандарта "Оператор товарный"»: дата введения 2018–06–27. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/542628901> (дата обращения 19.05.2021г.). – Текст: электронный.

50. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 13.04.2021).

51. ПБ 09-563-2003. Об утверждении правил промышленной безопасности для нефтеперерабатывающих производств: дата введения 2003–05–29. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901865546> (дата обращения 19.05.2021г.). – Текст: электронный.

52. СНиП 112.13330.2011. Пожарная безопасность зданий и сооружений: дата введения 1998-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/871001022> (дата обращения 19.05.2021г.). – Текст: электронный.

53. ППБ-01-03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации: дата введения 2003–06–18. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_43497/0b93cc757b53bbc86c687d43202078da6ee812d4/ (дата обращения 19.05.2021г.). – Текст: электронный.

54. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации № 6 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок»: дата введения 2003–01–13. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901839683> (дата обращения 19.05.2021г.). – Текст: электронный.

55. Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации № 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»: дата введения 2020–12–15. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573264184> (дата обращения 19.05.2021г.). – Текст: электронный.

56. Постановление Правительства Российской Федерации № 390 «Правила противопожарного режима РФ правительства РФ»: дата введения 2012–04–25 . – URL: <https://docs.cntd.ru/document/902344800> (дата обращения 19.05.2021 г.). – Текст: электронный.

57. Приказ Министерство труда и социальной защиты Российской Федерации № 915н «Об утверждении правил по охране труда при хранении, транспортировании и реализации нефтепродуктов»: дата введения 2020.12.16. – URL: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=380435> (дата обращения 19.05.2021г.). – Текст: электронный.

58. Приказ Минтруда России № 182н «Об утверждении профессионального стандарта "Оператор товарный"»: дата введения 2015–03–23. – URL: <https://legalacts.ru/doc/prikaz-mintruda-rossii-ot-23032015-n-182n/> (дата обращения 19.05.2021г.). – Текст: электронный.

59. ГН 2.2.5.3532-18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны: дата введения 2018–02–13. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/557235236> (дата обращения 19.05.2021г.). – Текст: электронный.

60. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности: дата введения 2015-11-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения 19.05.2021г.). – Текст: электронный.

61. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений: 1996–10–01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901704046> (дата обращения 19.05.2021г.). – Текст: электронный.

62. СНиП 23-05-95*. Естественное и искусственное освещение: дата введения 1996-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/871001026> (дата обращения 19.05.2021г.). – Текст: электронный.

63. ГОСТ 12.2.003 - 91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности: дата введения 1992-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901702428> (дата обращения 19.05.2021г.). – Текст: электронный.

64. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты: дата введения 2019-01-01. – URL:

<https://docs.cntd.ru/document/1200161238> (дата обращения 19.05.2021г.). – Текст: электронный.

65. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования: дата введения 1978-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200270> (дата обращения 19.05.2021г.). – Текст: электронный.

66. ППБО-85. Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/898902441> (дата обращения 19.05.2021г.). – Текст: электронный.

67. Российская Федерация. Законы. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности: Федеральный закон №131–ФЗ: [Принят Государственной Думой 16 сентября 2003 года]. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_44571/ (дата обращения 11.05.21 г.).

68. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны: – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/901862250> (дата обращения 18.05.2021 г.).

69. Российская Федерация. Законы. Закон об охране окружающей среды: Федеральный закон № 7-ФЗ: [Принят Государственной Думой 10 января 2002 года]. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34823/ (дата обращения 11.05.21 г.).

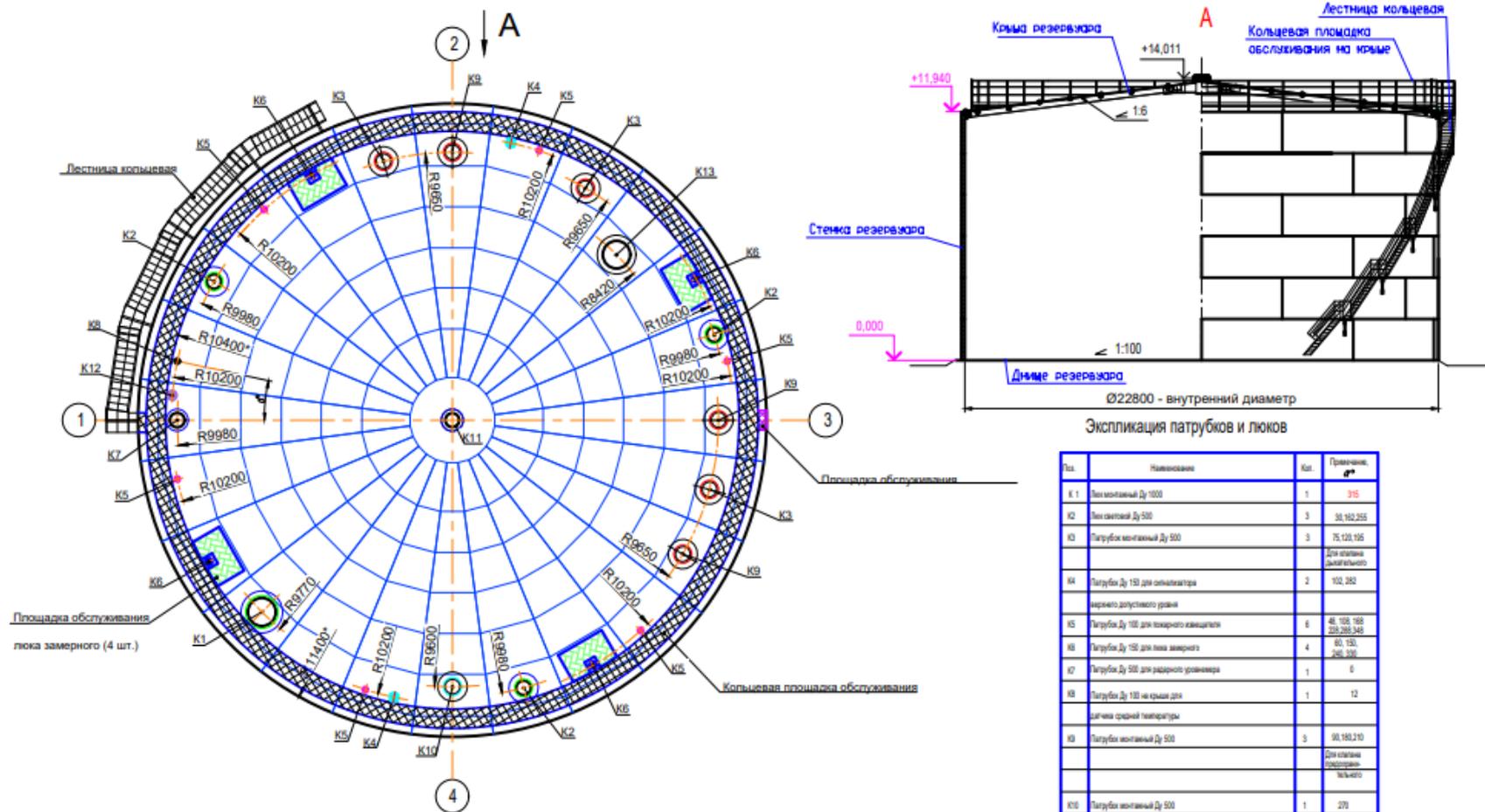
70. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод: дата введения 1983-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004387> (дата обращения 11.05.21 г.).

71. ГОСТ 17.5.3.04-83. Охрана природы (ССОП). Земли. Общие требования к рекультивации земель (с Изменением N 1): дата введения 1984-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003393> (дата обращения 11.05.21 г.).

72. Российская Федерация. Законы. Закон о защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера: Федеральный закон № 68-ФЗ: [Принят Государственной Думой 11 ноября 1994 года]. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_5295/ (дата обращения 11.05.21 г.).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА РЕЗЕРВУАР А ВЕРТИКАЛЬНОГО СТАЛЬНОГО ТИПА РВС-5000 М³



Экспликация патрубков и люков

Поз.	Назначение	Кол.	Примечание
K 1	Центральный Ду 1000	1	315
K2	Люк системы Ду 500	3	30, 162, 255
K3	Патрубок монтажный Ду 500	3	75, 120, 165
			для системы дренажа
K4	Патрубок Ду 150 для сигнализатора	2	102, 252
			верхнего допустимого уровня
K5	Патрубок Ду 150 для пожарного клапана	6	48, 108, 168, 228, 288, 348
K6	Патрубок Ду 150 для люка замерного	4	60, 120, 240, 300
K7	Патрубок Ду 500 для радиочастотного уровня	1	0
K8	Патрубок Ду 150 на крыше для датчика средней температуры	1	12
K9	Патрубок монтажный Ду 500	3	90, 162, 210
			для системы подогрева топлива
K10	Патрубок монтажный Ду 500	1	270
			для системы аварийного
K11	Центральный патрубок	1	центр
	Патрубок Ду 150 для датчика давления	1	5
	Патрубок для трубопровода сброса нефти	1	135

- 1* - размер для справок.
- 2 За условную нулевую отметку принята отметка верха окрайки днища резервуара в месте пересечения с осью 1.
- 3 При проектировании конкретного объекта уточнить положение:
 - шитов крыши резервуара относительно осей резервуара;
 - положение патрубков, люков, площадок обслуживания на стенке и крыше резервуара относительно осей резервуара;
- 4 Радиус расположения патрубков, люков, кольцевой площадки обслуживания на крыше резервуара могут быть изменены проектировщиком при проектировании конкретного объекта. При изменении радиуса расположения кольцевой площадки обслуживания уточнить конструкции примыкающих площадок и закладных конструкций крепления коробов КИПиА и контура заземления.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица Б.1 – Сравнительная характеристика методов сокращения потерь нефти при эксплуатации резервуара

№	Метод снижения потерь	Сущность метода	Достоинства	Недостатки
1	<i>Применение понтонов и плавающих крыш (п. 1.6.1)</i>	Конструкция плавает на поверхности продукта и закрывает его, уменьшая ГП	– эффективность 70– 98% в зависимости как от материалов понтона (крыши), так и уплотняющего затвора.	<ul style="list-style-type: none"> — высокая металлоемкость; — низкая коррозионная стойкость; — возможность попадания воды в хранимый продукт; — возможность закупорки дренажной системы осадками и загрязнения окружающей среды; — перекос стальных понтонов (крыш) из-за наличия газа в нефти; — образование ПВС со взрыво- и пожароопасной концентрацией из-за несовершенства уплотнения; — невозможность использования ГУС между стационарными и подвижными емкостями.
2	<i>Применение внутренней эластичной оболочки (п. 1.6.2)</i>	Закачка продукта в эластичные оболочки, которые меняют свой объем в зависимости от количества продукта и не дают выход испарениям	<ul style="list-style-type: none"> – эффективность 99% – возможность хранения в резервуаре двух различных НП 	<ul style="list-style-type: none"> – использование только в РВС без центральных стоек, в которых НП хранится при атмосферном давлении. – сложность монтажа и эксплуатации
3	<i>Применение ГО или ГУС (п. 1.6.3)</i>	Система трубопроводов соединяет ГП резервуаров с одинаковым НП. При одновременных операциях закачки–откачки часть ПВС не уйдет в атмосферу, а перетечет в резервуар, из которого производится откачка.	<ul style="list-style-type: none"> – эффективность 70– 90% – снижение пожароопасности и количества отравляющих веществ в воздухе рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – работа ГО зависит от числа совпадений операций откачки-закачки – ГУС служат путём быстрого распространения огня сразу на несколько резервуаров, поэтому при пожаре это принимает особо крупные размеры и приводит к уничтожению парка РВС

4	Применение систем УЛФ (п. 1.6.4)	Отбор и накопление легких фракций УВ с целью возвращения их в резервуар	<ul style="list-style-type: none"> – снижение потерь на 98%; – уменьшение загрязнения воздуха в районе РП; – уменьшение пожароопасности РП; – сокращение внутренней коррозии крыш резервуаров. 	<ul style="list-style-type: none"> — большие энергозатраты на сжатие компрессором газовой смеси, содержащей пары НП, до давления хранения в ресивере — высокая металлоемкость ресивера при большом объеме сжатых паров газовой смеси, что ограничивает применимость данной установки при большом объеме хранения НП.
5	Применение дисков-отражателей (п. 1.6.5)	При ударе об диск струи ПВС, она изменяет направление на горизонтальное, замещение ПВС воздухом приводит к их смешению – в верхней части ГП преобладает воздух, а ближе к поверхности жидкости – пары нефти.	<ul style="list-style-type: none"> – дешевизна монтажа и эксплуатации – при некоторых условиях дает эффект 30–40 % 	<ul style="list-style-type: none"> — зависит от характеристики НП, времени хранения, периода года, типа и места расположения резервуара — при длительном хранении НП эффективность дисковых отражателей практически равна 0.
6	Применение микропых шариков и защитных эмульсий (п. 1.6.6)	Образование на поверхности НП защитной пленки, что уменьшает ГП	– эффективность до 80 %	<p>В зависимости от состава:</p> <ul style="list-style-type: none"> – при высокой эффективности малый срок службы– всего 10% от срока окупаемости ввиду разрушения и оседания её на дно резервуара; – при высоком сроке службы очень малая эффективность; – при плотности менее 500 кг/м³ происходит разрыв покрытия парами НП, выше 700 – его погружение в НП. – обеспечение сплошности защитного покрытия при толщине покрытия менее 0,5% от высоты разлива НП невозможно; – при наличии в составе воды при температуре ниже нуля покрытие частично примерзнет к стенке резервуара, а частично будет разорвано льдом; – при опорожнении резервуара в случае низкого уровня разлива защитная эмульсия забивает насосы и фильтры.
7	Использование инертных газов (п. 1.6.7)	Изменении ГП в резервуаре путем принудительной подачи в это пространство инертных газовых смесей.	<ul style="list-style-type: none"> – отсутствие выходов УВ в атмосферу; – снижение металлоемкости; – исключение вероятности возникновения пожара; – уменьшение коррозии; – предотвращение окисления НП; – источник азота – атмосферный воздух. 	<ul style="list-style-type: none"> – невозможность удаления конденсата с поверхности защитной пленки; — дороговизна азотной мембранной установки для получения азота из атмосферного воздуха.