

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

ООП «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Отделение школы Отделение нефтегазового дела

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА**

Тема работы
<b>Организационно-техническое обеспечение хранения и распределения нефтепродуктов в условиях нефтебазы</b>

УДК 622.692.5.005:932

**Студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Акпаров Артур Салимович		

**Руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Гончаров Н.В.	к.т.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Рыжакина Т.Г.	к.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.	-		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		

Томск – 2023 г.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров  
по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Эксплуатация и  
обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Код компетенции	Наименование компетенции
<b>Универсальные компетенции</b>	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии

<b>ОПК(У)-6</b>	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
<b>ОПК(У)-7</b>	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
<b>Профессиональные компетенции</b>	
<b>ПК(У)-1</b>	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-2</b>	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-3</b>	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-4</b>	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-5</b>	Способен обеспечивать заданные режимы эксплуатации нефтегазотранспортного оборудования и контролировать выполнение производственных показателей процессов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
<b>ПК(У)-6</b>	Способен проводить планово-предупредительные, локализационно-ликвидационные и аварийно-восстановительные работы линейной части магистральных газонефтепроводов и перекачивающих станций
<b>ПК(У)-7</b>	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-8</b>	Способен использовать нормативно-технические основы и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности работы объектов трубопроводного транспорта углеводородов



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**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**

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП ОНД ИШПР

\_\_\_\_\_ Чухарева Н.В.  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

**В форме:**

бакалаврской работы

**Студенту:**

Группа	ФИО
2Б92	Акпаров Артур Салимович

**Тема работы:**

**Организационно-техническое обеспечение хранения и распределения нефтепродуктов в условиях нефтебазы**

Утверждена приказом директора (дата, номер) 07.02.2023 г. № 38-108/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

31.05.2022 г.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Исследовать технологические потери нефти от испарения в РВС-10000 на нефтебазе. Характеристика РВС, расположенного на нефтебазе в Краснодарском крае Номинальный объем – 10000 м <sup>3</sup> ; Диаметр внутренней емкости – 34,2 м; Максимальная высота налива – 11,1 м;.
---------------------------------	--

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Аналитический обзор видов потерь нефтепродуктов при хранении и распределении на нефтебазе;</li> <li>2. Выполнение анализа нормативно-технической базы, в области проектирования, сооружения и эксплуатации нефтебаз и резервуаров;</li> <li>3. Обзор и сравнение перспективных методов для минимизации потерь нефтепродуктов от испарения;</li> <li>4. Подбор оборудования и расчет эффективности применения методов от сокращения потерь нефтепродуктов.</li> </ol>
<b>Перечень графического материала</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Принципиальная схема перевалочно-распределительной нефтебазы;</li> <li>- Технологическая схема условной нефтебазы с РВС 10000 м<sup>3</sup>;</li> <li>- Чертеж исследуемого резервуара вертикально-стального 10000 м<sup>3</sup>;</li> <li>- Рисунки;</li> <li>- Таблицы.</li> </ul>
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжакина Татьяна Гавриловна Доцент (ОСГН, ШБИП), к.т.н.
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович Старший преподаватель
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</b>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	07.02.2023 г.
---	---------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Гончаров Н.В	к.т.н.		07.02.2023 г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Акпаров А.С		07.02.2023 г.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б92	Акпаров Артур Салимович

<b>Школа</b>	ИШПР	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Отделения нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

<b>Организационно-техническое обеспечение хранения и распределения нефтепродуктов в условиях нефтебазы.</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расходы на приобретение оборудования, амортизация, общехозяйственные расходы, прямые производственные расходы.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы потребления электроэнергии на предприятии, нормативы выбросов в атмосферный воздух.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Годовые амортизационные отчисления, ставка на выброс легких углеводородов.
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Определить коммерческую эффективность внедрения в эксплуатацию установки улавливания лёгких фракций нефти
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение итоговой стоимости годовых выбросов до и после внедрения установки улавливания лёгких фракций.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка годового экономического эффекта от внедрения установки в стоимостной форме

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	01.02.2023
---	------------

Задание выдал консультант:

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		01.02.2023

Задание принял к исполнению студент:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б92	Акпаров А.С		01.02.2023

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2Б92		Акпаров Артур Салимович	
Школа		Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Организационно-техническое обеспечение хранения и распределения нефтепродуктов в условиях нефтебазы.	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul>	<p>Условная нефтебаза с вертикально стальными резервуарами 10000 м<sup>3</sup></p> <p>Резервуарные парки хранения нефтепродуктов на добывающих и транспортирующих предприятиях.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 13.04.2021).</li> <li>2. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;</li> <li>3. Приказ от 16 декабря 2020 г. N 915н об утверждении правил по охране труда при хранении, транспортировании и реализации нефтепродуктов.</li> </ol>
<p><b>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации):</b> Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации объекта исследования;</p>	<p>1.1 Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.</li> <li>- Повышенный уровень шума и вибрации.</li> <li>- Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;</li> <li>- Производственные факторы, связанные с электрическим током;</li> <li>- Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды;</li> </ul> <p>1.2 Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Пожаровзрывоопасность;</li> <li>- Движущиеся транспортные средства, механизмы производственного оборудования, подъемные сооружения, подвижные части оборудования</li> <li>- Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности пола (земли)</li> </ul>

<p><b>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации):</b> Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации объекта исследования;</p>	<p>1.1 Вредные факторы: - Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. - Повышенный уровень шума и вибрации. - Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; - Производственные факторы, связанные с электрическим током; - Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды;</p> <p>1.2 Опасные факторы: - Пожаровзрывоопасность; - Движущиеся транспортные средства, механизмы производственного оборудования, подъемные сооружения, подвижные части оборудования - Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности пола (земли)</p>
<p><b>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации</b></p>	<p>При хранении нефтепродуктов в резервуарном парке, воздействия оказывают производственные процессы, и объекты постоянного временного назначения Потеря нефтепродуктов сопровождаются: Загрязнение атмосферы выбросами паров. Загрязнение гидросферы сточных вод нефтепродуктами через трубопроводы Загрязнение почвы производственными отходами.</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения/при эксплуатации</b></p>	<p>Возможные ЧС: ЧС природного характера, Террористические акты, военные действия, взрывы, пожары</p> <hr/> <p>Наиболее типичная ЧС Взрывы и пожары</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Акпаров Артур Салимович		





Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**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 2022/2023 учебного года

**Форма представления работы:**

бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы: 11.05.2023

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
07.02.2023	<i>Введение</i>	5
28.02.2023	<i>Характеристика нефтебаз как объект хранения и распределения нефтепродуктов</i>	10
15.03.2023	<i>Структура нефтебазы</i>	5
18.03.2023	<i>Распределение нефтепродуктов на нефтебазе</i>	5
27.03.2023	<i>Методы и оборудования по сокращению потерь нефтепродуктов</i>	10
07.04.2023	<i>Характеристика объекта исследования</i>	5
14.04.2023	<i>Технологический расчет</i>	15
05.05.2023	<i>Сравнительный анализ</i>	10
04.05.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
15.05.2023	<i>Социальная ответственность</i>	10
25.05.2023	<i>Заключение</i>	5
01.06.2023	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

**Составил преподаватель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Гончаров Н. В.	к.х.н.		07.02.2023

**Согласовано:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		07.02.2023

## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 90 страниц, 13 рисунков, 15 таблиц, 54 источников, 2 приложения.

**Ключевые слова:** Нефтебаза, распределение нефтепродуктов, испарение, резервуар, транспортировка, хранение.

**Объект исследования:** Условная нефтебаза с вертикально стальными резервуарами 10000 м<sup>3</sup>

**Цель работы** – Разработка предложений по повышению эффективности нефтебазы при хранении и распределении нефтепродуктов.

**В выпускной квалификационной работе бакалавра** были предоставлены эксплуатационные характеристики резервуаров. Произведен анализ и расчет технологических потерь нефтепродуктов при хранении нефти в зависимости условий окружающей среды, плотности, условий наполнения и опорожнения резервуаров объемов РВС – 10000 м<sup>3</sup>, а также проанализированы мероприятия, с помощью которых можно снизить потери нефтепродуктов.

**Область применения:** Выбор эффективных технологий снижения потерь нефтепродуктов в резервуарном парке в условии нефтебазы.

					<i>Организационно-техническое обеспечение хранения и распределения нефтепродуктов в условиях нефтебазы</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Акпаров А.С			<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Гончаров Н.В					10	90
<i>Консульт.</i>						Отделение нефтегазового дела 2Б92		
<i>И.о. зав.</i>		Чухарева Н.В						

## Abstract

Final paper consist of 90 pages, 13 figures, 15 tables, 54 citations

**Key words:** Tank farm, distribution of petroleum products, evaporation, tank, transportation, storage.

**Object of study:** Conditional tank farm with tanks RVS 10,000 m<sup>3</sup>

**The purpose of the work:** Development of proposals for evaluating the effectiveness of the tank farm in the storage and distribution of petroleum products.

**In the final qualifying work of the bachelor,** the operational characteristics of vertical steel tanks are given. The analysis and calculation of technological losses of oil products during storage and distribution of oil, depending on environmental conditions, density, conditions of filling and emptying of reservoirs of VST - 10,000 m<sup>3</sup> are provided, and measures are analyzed with the help of which it is possible to reduce losses hydrocarbons.

**Scope:** The choice of effective technologies to reduce the loss of oil products in the tank farm in the conditions of the tank farm.

					Abstract	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

## Определения, сокращения

### Определения:

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

**Нефтебаза** – это предприятие, которое включается в себя сооружения и устройства, для хранения, распределения, погрузке, выгрузки, нефтепродуктов с одного вида транспорта на другой.

**Нефтепродукты** – смеси углеводородов, полученные в результате переработки нефти. Они могут включать в себя различные виды бензина, дизельное топливо, керосин, мазут, смазочные материалы и т.д.

**Резервуар вертикально стальной** — это емкость, которая используется для хранения нефтепродуктов, таких как бензин, дизельное топливо, мазут и другие нефтепродукты. Она имеет форму вертикального цилиндра, сделанного из стали, и имеет крышку, которая плотно закрывает емкость сверху.

**Резервуарный парк** – комплекс технических сооружения, состоящий из групп, резервуаров, которые, предназначены для хранения нефтепродуктов и сжиженных углеводородных газов, которые по периметру территории ограничены обвалованием или ограждающей стеной.

**Плавающая крыша** — это отдельный конструктивный элемент технического оснащения, плавающий в жидкости, находящейся в резервуаре.

### Сокращения:

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод

НБ – нефтебаза

РВСП – резервуар вертикальный стальной с понтоном

НП – нефтепродукты

РВС – резервуар вертикальный стальной

УВ – углеводороды

ГП – газовое пространство

МН – магистральный нефтепровод

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

## Содержание

Введение.....	16
1 Характеристика нефтебаз как объект хранения и распределения Нефтепродуктов.....	18
1.1 Структура нефтебазы.....	20
1.2 Распределение нефтепродуктов на нефтебазе.....	24
1.3 Технология приема и отпуска нефтепродуктов на нефтебазе.....	28
2 Виды и источники потерь нефти и нефтепродуктов .....	30
3 Методы и оборудования по сокращению нефти.....	36
3.1 Метод заглубления и окрашивания специальной краской резервуара.....	38
3.2 Использование тепловой изоляции на резервуарах.....	39
3.3 Использование плавающих крыш и понтонов.....	49
3.4 Дыхательный и предохранительный клапан.....	52
3.5 Применение системы улавливания легких фракций.....	53
4 Расчет потерь нефтепродуктов в условии нефтебазы.....	55
4.1 Характеристика объекта исследования.....	56
4.2 Расчёт потерь нефтепродуктов от «больших дыханий» .....	57
4.3 Расчёт потерь нефтепродуктов от «малых дыханий».....	61
4.4 Расчет эффективности применения понтонов.....	68
4.5 Эффективность применения установки улавливания легких фракций....	69
5 «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».	70
5.1 Экономическая эффективность применения установки УЛФ.....	74

					<i>Организационно-техническое обеспечение хранения и распределения нефтепродуктов в условиях нефтебазы</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		Акпаров А.С			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Гончаров Н.В				14	90
<i>Консульт.</i>					<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> <div style="text-align: center;"><i>Содержание</i></div> <div style="text-align: right;">Отделение нефтегазового дела</div> </div>		
<i>И.о. зав. каф.</i>		Чухарева Н.В					

6	Социальная ответственность .....	74
6.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	75
6.2	Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению.....	76
6.3	Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению.....	77
6.4	Экологическая безопасность.....	79
6.5	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	81
	Заключение.....	83
	Список использованных источников .....	84
	Приложение А.....	89
	Приложение Б.....	90

## Введение

**Актуальность.** В процессе транспортировки нефти и нефтепродуктов до потребителей возникают большие потери нефти от испарения. В следствии чего загрязняется атмосферный слой земли, а также получает ущерб экономика предприятия. Поэтому резервуары оборудуют новыми средствами и технологиями для сокращения потерь.

Эти средства включают в себя специальные покрытия для внутренней поверхности резервуара, установку системы вентиляции и конденсации паров, а также использование специальных насосов и запорной арматуры. Это позволяет существенно сократить потери нефтепродуктов, сохранить их качество и не загрязнять окружающую среду. Такие меры не только способствуют экономической выгоде предприятий, но и соответствуют требованиям экологической безопасности.

Чтобы определить эффективность использования таких средств, нужно провести сравнительный анализ испарившихся нефтепродуктов до их использования и после.

### **Цель выпускной квалификационной работы.**

Разработка предложений по повышению эффективности нефтебазы при хранении и распределении нефтепродуктов.

### **Основные задачи в процессе исследования:**

1. Провести анализ литературы по процессам хранения и распределения нефтепродуктов в условиях нефтебазы.
2. Подробно описать виды и способы борьбы с потерями нефтепродуктов при хранении и распределении нефтепродуктов на нефтебазе.
3. Рассмотреть условную нефтебазу с резервуарным парком в составе которой РВС-10000 м<sup>3</sup>

3. На основе смоделированных данных провести технологический расчет испарения при «малых и больших дыханиях» резервуара, за счет технологического расчета предложить наиболее эффективный метод борьбы с потерями.
4. Провести годовой расчет экономической эффективности за счет введения в эксплуатацию методов борьбы с потерями нефтепродуктов.

**Объект исследования:** Условная нефтебаза с вертикально стальными резервуарами 10000 м<sup>3</sup>

**Предмет исследования:** Технологические потери нефти из-за испарения при хранении в резервуарах вертикально-стальных.

**Область применения:** Резервуарные парки хранения нефтепродуктов на добывающих и транспортирующих предприятиях.

**Практическая значимость работы.**

Результаты исследования могут стать разработкой новых технологических методик по уменьшению потерь нефтепродуктов от испарения в резервуарном парке на нефтебазе.



## **1 Характеристика нефтебаз как объект хранения и распределения нефтепродуктов.**

Нефтебазы — это объекты, призванные обеспечивать хранение, транспортировку нефти и нефтепродуктов. Они являются одним из ключевых звеньев нефтяной промышленности и обеспечивают непрерывность поставок различных типов нефтепродуктов.

В состав нефтебазы входят резервуары для хранения нефтепродуктов, насосные станции для загрузки, выгрузки и перекачки нефтепродуктов, платформы и системы подачи топлива на автотранспорт, железнодорожную технику и водный транспорт, контрольно-измерительное оборудование, здания управления и склады для хранения оборудования.

Основное назначение нефтебаз - это хранение и распределение нефтепродуктов. Нефтебазы могут быть как крупными комплексами, имеющими несколько емкостей с большой вместимостью, так и маленькими складами для хранения небольших объемов топлива.

Нефтепродукты поступают на нефтебазы из НПЗ с помощью нефтепроводов, железнодорожных цистерн, автомобильных цистерн, судов и хранятся в специальных резервуарах, оборудованных средствами контроля за состоянием и уровнем топлива. От нефтебаз топливо распределяется по местным и интернациональным маршрутам, включая автомобильную, железнодорожную и водную транспортировку. В соответствии с СНиП 2.11.03-93, нефтебазы подразделяются на перевалочные, распределительные и перевалочно-распределительные [18].

Перевалочные нефтебазы – нефтебазы, которые предназначены для временного хранения, а также перекачки нефти из одного транспортного в другой.

Распределительные нефтебазы – предназначены для хранения нефтепродуктов в резервуарах, и в последующем реализации потребителям через собственные нефтебазы или систему трубопроводов.

									Лист
									18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Характеристика нефтебаз как объект хранения и распределения нефтепродуктов				

Перевалочно-распределительные нефтебазы - нефтебазы, которые включают функции и перевалочных, и распределительных нефтебаз, то есть могут проводить как выгрузку нефтепродуктов с резервуаров на транспорт, так и их реализацию потребителям.

Кроме того, в зависимости от локации и величины объема хранимых нефтепродуктов, нефтебазы могут быть классифицированы как малые, средние и крупные [1,3,18].

**По транспортным связям** нефтебазы делятся на водные (речные, морские), железнодорожные, водно-железнодорожные, трубопроводные. Железнодорожные нефтебазы обычно находятся вблизи железнодорожных станций и имеют железнодорожные пути прямого подъезда. Это позволяет быстро и удобно доставлять нефтепродукты на место хранения и отгрузки. Водные нефтебазы располагаются на берегу реки или моря, и обеспечивают перегрузку нефтепродуктов с судов на хранилища и обратно.

Водно-железнодорожные нефтебазы расположены близко к железнодорожной станции и порту, что позволяет перегружать нефтепродукты как с кораблей, так и с поездов.

Трубопроводные нефтебазы – это комплексы, на которых работают нефтепроводы, предназначенные для транспортировки нефтепродуктов на большие расстояния.

Глубинные нефтебазы находятся на значительной глубине внутри земли и используются для хранения нефтепродуктов при определенной температуре и давлении. Они обладают высокой степенью безопасности, так как не подвержены воздействию внешних факторов, таких как наводнения, пожары и т.д.

Так же нефтебазы делятся по номенклатуре хранимых нефтепродуктов. Нефтебазы общего назначения обычно содержат в себе несколько отдельных резервуаров, предназначенных для хранения разных видов нефтепродуктов.

					<i>Характеристика нефтебаз как объект хранения и распределения нефтепродуктов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

Также на таких нефтебазах может быть организована отгрузка нефтепродуктов как транспортом общего пользования (например, на топливных колонках) так и на специализированных транспортных средствах (например, специальных цистернах).

Нефтебазы только для легковоспламеняющихся (светлых) нефтепродуктов обладают усиленными мерами безопасности и специальным оборудованием для защиты окружающей среды и предотвращения пожаров.

Нефтебазы только для горючих (темных) нефтепродуктов также обладают специальным оборудованием и мерами безопасности, так как эти виды нефтепродуктов обладают особенно высокой воспламеняемостью и опасны при хранении.

Специализированные нефтебазы для хранения определенных видов нефтепродуктов дополнительно оборудованы специальными резервуарами, насосами и системами контроля, обеспечивающими правильное хранение и отгрузку конкретного вида нефтепродуктов.

Вспомогательными операциям на нефтебазе являются:

- 1) Прием и проверка качества поставляемых нефтепродуктов;
- 2) Разделение нефтепродуктов по видам и классам;
- 3) Маркировка и планирование загрузки нефтепродуктов в транспортные средства;
- 4) Очистка, обслуживание и ремонт резервуаров и технических систем;
- 5) Диспетчеризация системы снабжения нефтепродуктами;
- 6) Мероприятия по сбору и утилизации нефтепродуктного загрязнения;

					Характеристика нефтебаз как объект хранения и распределения нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

### *Классификация нефтебаз по объему резервуарной емкости*

По объему резервуарной емкости нефтебазы делятся на следующие 5 категорий [18].

- I – общая емкость резервуаров свыше 100000 м<sup>3</sup> нефтепродуктов;
- II – общая емкость от 20 000 до 100 000 м<sup>3</sup>;
- IIIа – от 10000 до 20000 м<sup>3</sup> при объеме одного резервуара до 5000 м<sup>3</sup>;
- IIIб – от 2000 до 10 000 м<sup>3</sup> при объеме резервуара до 2000 м<sup>3</sup>;
- IIIв – 2000 м<sup>3</sup>, объем одной емкости до 2000 м<sup>3</sup>.

### *Классификация нефтебаз по грузообороту, 5 категорий:*

- 1 – оборот свыше 500 тысяч тонн нефтепродуктов в год;
- 2 – 100 – 500 тысяч тонн в год;
- 3 – 50 – 100 тысяч тонн в год;
- 4 – 20 – 50 тысяч тонн;
- 5 – до 20 тысяч тонн.

#### **1.1 Структура нефтебазы**

При проектировании нефтебазы разрабатывается оптимальная схема расположения объектов в соответствии с требованиями пожарной и экологической безопасности, а также удобством эксплуатации. При этом учитываются следующие факторы:

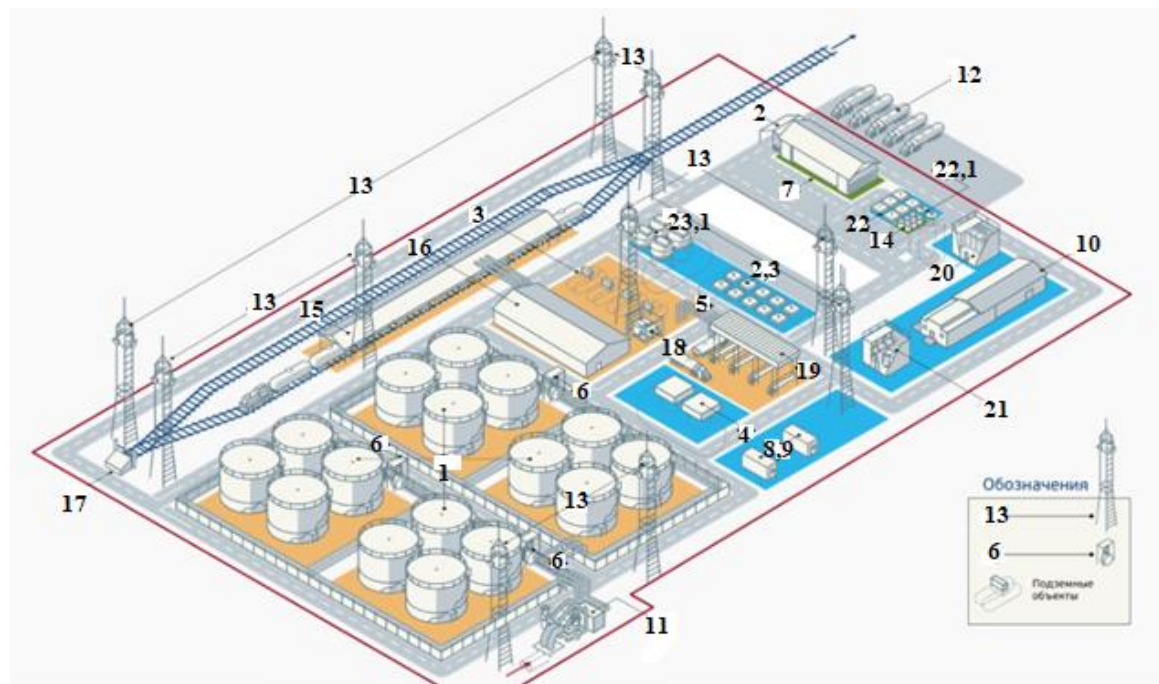
1. Расстояние между объектами на территории нефтебазы: необходимо оставлять достаточное расстояние между объектами, чтобы в случае возгорания или аварии распространение огня или взрыва было минимальным.

2. Расстояние от нефтебазы до населенных пунктов: нефтебаза должна находиться на безопасном расстоянии от населенных пунктов, чтобы в случае аварии общественность не пострадала.

3. Размеры объектов: объекты нефтебазы проектируются таким образом, чтобы обеспечивать максимальную производительность и удобство эксплуатации.

					<i>Классификация нефтебаз</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		20

На рисунке 1 показана типовая схема нефтебазы.



№	НАИМЕНОВАНИЕ	№	НАИМЕНОВАНИЕ	№	НАИМЕНОВАНИЕ
1	Резервуарный парк. Общий объем 82000 м <sup>3</sup>	11	Узел учета нефтепродуктов (СИННП)	21	Насосная станция пожаротушения (совместно со складом хранения пожарного инвентаря)
2	Досмотровая площадка с навесом	12	Площадка спецтехники накопительная	22	Очистные сооружения хозяйственно-бытовых стоков
3	Площадка дренажных емкостей	13	Пронекторная мачта с молниеотводом	22.1	Емкость сбора очищенных стоков
4	Пожарные резервуары подземные V=1000 м <sup>3</sup> — 2 шт.	14	Площадка для хозяйственно-бытовых и промышленных отходов	23	Очистные сооружения промливневых стоков
5	Установка для изготовления брендированного топлива	15	Н/д эстакада слива нефтепродуктов	23.1	Емкость сбора очищенных стоков
6	Площадка запорной арматуры под навесом	16	Насосная продуктовая (совместная н/д и АСН)		
7	Административно-бытовой корпус	17	Н/д тупик с маневровым устройством		
8	КТП и ЦСУ	18	Установка изготовления ДТ с низкотемпературными показателями		
9	Дизельная электростанция	19	Автоматическая станция налива нефтепродуктов		
10	Склад фасованной продукции	20	Насосная станция хозяйственно-питьевого водоснабжения		

Рис. 1 Типовая схема нефтебазы [53].

Техническая оснащенность нефтебаз должна удовлетворять следующим требованиям:

1. Наличие современного оборудования для хранения и транспортировки нефтепродуктов, которое должно соответствовать всем стандартам безопасности.
2. Наличие системы контроля качества нефтепродуктов, включающей в себя лаборатории для проведения необходимых анализов.
3. Наличие системы автоматизации управления бизнес-процессами, позволяющей обеспечить более эффективное управление складскими запасами и реализацией продукции.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

4. Наличие средств защиты окружающей среды, таких как системы очистки выбросов, технологии переработки отходов и контроля за выбросами загрязняющих веществ.

5. Наличие современных методов обслуживания и ремонта технических средств, обеспечивающих максимальную надежность и безопасность эксплуатации оборудования.

Территория нефтебазы подразделена на 7 зон:

- 1) железнодорожных операций;
- 2) операций с автотранспортом;
- 3) операций с баржами и танкерами;
- 4) хранения нефтепродуктов на открытом воздухе;
- 5) склада упакованных нефтепродуктов;
- 6) цеха по ремонту и обслуживанию техники;
- 7) административные здания, здания складов для хранения оборудования и расходных материалов [18].

На территории действуют следующие основные процессы:

- 1) прием, отгрузка и хранение нефтепродуктов;
- 2) подготовка нефтепродуктов к отгрузке;
- 3) очистка и ремонт цистерн и другой техники;
- 4) лабораторные исследования качества нефтепродуктов;
- 5) обслуживание и ремонт оборудования и техники;
- 6) административно-хозяйственная деятельность.

К основным показателям, характеризующим мощность нефтебаз, относятся:

1. Максимальная емкость хранения нефтепродуктов (обычно измеряется в тоннах), которая определяется количеством резервуаров и их объемом.
2. Пропускная способность технических средств погрузки (железнодорожные цистерны, автоцистерны, суда и пр.): измеряется в тоннах в час или в день.
3. Расход нефтепродуктов в сутки: этот показатель характеризует объемы поставляемых и отгружаемых нефтепродуктов и связан с емкостью нефтебазы.
4. Количество резервуаров, установленных на территории нефтебазы.
5. Аварийная емкость - это емкость, зарезервированная для хранения нефтепродуктов, которые могут быть использованы в случае аварии, непредвиденной остановки или иных чрезвычайных ситуациях.
6. Количество перекачивающих насосов и их производительность в объеме составляет дополнительный показатель мощности нефтебазы.
7. Продолжительность хранения - это период времени, в течение которого нефтепродукты могут храниться в резервуарах до выхода из физических и химических свойств [19].

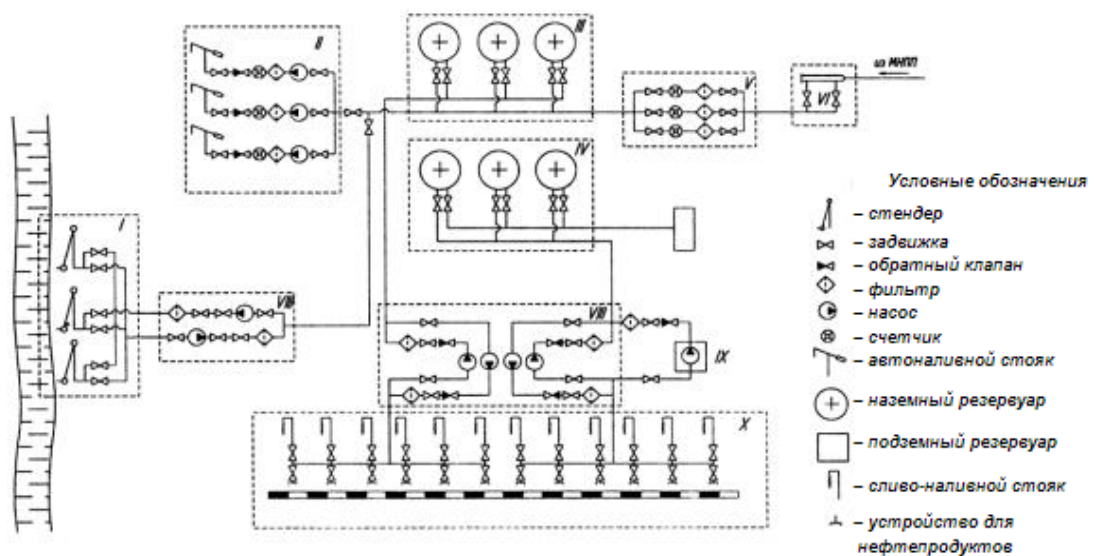


Рис 2 Принципиальная технологическая схема перевалочно-распределительной нефтебазы: I – причальные сооружения; II – автомативная эстакада; III – резервуарный парк светлых нефтепродуктов; IV – резервуарный парк темных нефтепродуктов; V – узел учета; VI – камера приема очистного устройства; VII – разливочная; VIII – насосная; IX – нулевой резервуар; X – сливная железнодорожная эстакада

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

## 1.2 Распределение и транспортировка нефтепродуктов.

Распределение нефтепродуктов на нефтебазе происходит следующим образом:

1. Поставка. Нефть поступает на нефтебазу с помощью трубопроводов либо же с помощью транспортных средств.
2. Хранение нефти. Нефть хранится в резервуарах на базе до момента отгрузки.
3. Подготовка к отгрузке. Нефтепродукты подвергаются специальной обработке и проверке качества перед отгрузкой.
4. Заказ на отгрузку. Покупатели заказывают нефтепродукты на базе по заранее оговоренным условиям.
5. Сборка и упаковка заказов. Нефтепродукты, заказанные покупателями, собираются в соответствии с заказом, упаковываются и готовятся к отгрузке.
6. Отгрузка нефтепродуктов. В данном этапе происходит процесс отгрузки нефтепродуктов заказчиком с помощью транспортных средств.
7. Учет и отчетность. В данном этапе все процессы хранения, покупки нефтепродуктов фиксируются в отчетности [1,2].

Нефть и нефтепродукты транспортируют различными видами транспорта.

Наиболее распространенными из них являются: [17].

1. Трубопроводный вид транспорта является основным для транспортировки нефтепродуктов из месторождения до НПЗ, а также между регионами.
2. Железнодорожный вид транспорта так же применяется для транспортировки нефтепродуктов между регионами внутри страны, так и за ее пределами. Для такой транспортировки используются специальные железнодорожные цистерны.

					<i>Распределение и транспортировка нефтепродуктов.</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		24



3. Автомобильный транспорт. Этот вид транспортировки включается в себя транспортировку нефти и нефтепродуктов с помощью автоцистерн. С помощью них нефть и нефтепродуктов доставляются к местам потребления, например, АЗС.
4. Морской вид транспорта включает в себя транспортировку нефти и нефтепродуктов с помощью специально оборудованных танкеров. Транспортировка проходит между странами.
5. Речной вид транспорта применяется для транспортировки нефти по рекам.

Для транспортировки нефти воздушный транспорт практически не применяют из-за его высокой себестоимости по сравнению с другими видами транспорта. Воздушный транспорт может использоваться только в крайне срочных случаях, когда необходим быстрый и экстренный перевоз нефти или нефтепродуктов на большие расстояния, где нет возможности использовать другие виды транспорта.

Морские и речные танкеры являются основным транспортом для перевозки нефти. Морские танкеры перевозят нефть по всему миру, обеспечивая транспортировку международной нефтяной торговли. Речные танкеры обеспечивают транспортировку нефти вдоль рек и каналов на территории различных стран. Танкеры снабжены специальными цистернами, предназначенными для хранения нефти. Обычно на танкерах также есть оборудование для откачки и перекачки нефти, которое используется для загрузки и выгрузки нефти в портах [21].

Они обычно имеют большие грузовые отсеки, куда может быть помещено от 100 000 до 400 000 тонн нефти или нефтепродуктов. Морские танкеры могут иметь различную грузоподъемность и размеры, от маленьких танкеров, которые могут перевозить около 10 000 тонн груза, до супертанкеров, которые могут иметь более 300 метров в длину и перевозить более 500 000 тонн груза.

Всего в общем в океане находится около 7500 нефтяных танкеров.

Важными параметрами для морских танкеров являются их скорость, грузоподъемность, мощность двигателя и системы безопасности для предотвращения загрязнения окружающей среды.

Грузовой танкер — это судно, которое позволяет транспортировать нефтепродукты по воде. Всего в общем в океане находится около 7500 нефтяных танкеров.

Эти танкеры перевозят около 2,4 миллиардов тонн нефти в год, что составляет примерно 60% от всего объема нефтепереработки в мире. Большая часть нефтяных танкеров находится под флагом Панамы, Либерии и Греции, а основные экспортеры нефти – Саудовская Аравия, Россия и Иран. Рынок нефтяных танкеров является одним из наиболее прибыльных среди транспортных отраслей.

Нефтяные танкеры могут быть классифицированы по различным критериям. Одним из основных критериев является размер судна. В соответствии с этим критерием нефтяные танкеры обычно разделяют на следующие категории:

1. Мелкие танкеры (до 25 000 тонн). Эти суда часто называют танкерами "молочного типа", так как они имеют форму, напоминающую бутылку молока. Такие танкеры обычно используются для перевозки нефти на небольшие расстояния.
2. Средние танкеры (от 25 000 до 100 000 тонн). Эти суда применяются для перевозки нефти между различными портами в рамках одной региона.
3. Большие танкеры (от 100 000 до 250 000 тонн). Эти суда используются для перевозки нефти на длинные расстояния между различными регионами.
4. Сверхбольшие танкеры (свыше 250 000 тонн). Это самые крупные нефтяные танкеры с грузоподъемностью более 1 миллиона баррелей. Они используются для перевозки нефти на длинные расстояния между различными континентами.

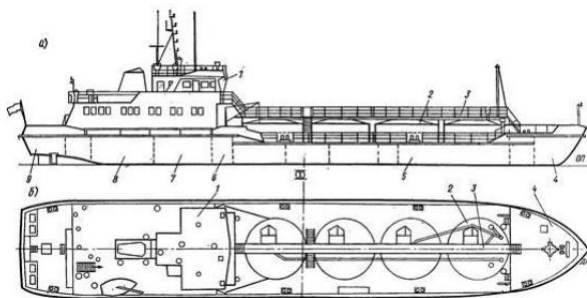


Рисунок 3 – Общая схема танкера

а – вид сбоку; б – план главной палубы; 1 – рулевая рубка; 2 – грузовые танки; 3 – переходный мостик; 4 – форпик; 5 – трюм; 6 – насосное отделение; 7 – дизель-генераторное отделение; 8 – машинное отделение; 9 – румпельное отделение

Железнодорожные цистерны, подаваемые для подготовки под налив, должны сопровождаться документом, содержащим наименование слитого нефтепродукта. [22]

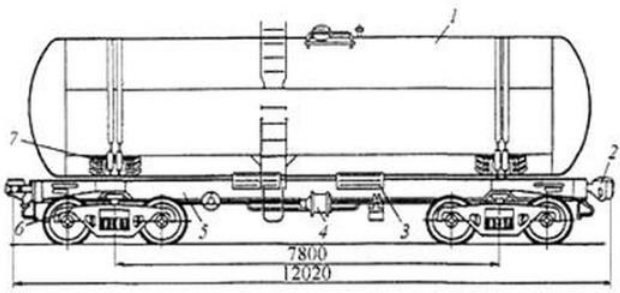


Рисунок 3.1. Четырехосная железнодорожная цистерна грузоподъемностью 60т:

1 – котел; 2 – авто сцепное устройство; 3 – крепление котла к раме; 4 – тормозное оборудование; 5 – рама; 6 – тележка; 7 – опора котла на раму.

Таблица 1. Классификация резервуаров цистерн [22].



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

### 1.3 Технология приема и отпуска нефтепродуктов на нефтебазе

Для транспортировки нефтепродуктов по железнодорожным путям, применяются специальные железнодорожные сливо-наливные эстакады.

Железнодорожная сливо-наливная эстакада - это специальное сооружение, которое предназначено для эффективной и безопасной наливки и слива различных нефтепродуктов, таких как бензин, дизельное топливо, керосин, мазут и другие. Она обычно состоит из нескольких платформ, оснащенных наливным оборудованием, которое может включать шланги, насосы, пробоотборники и другие элементы. Важно, чтобы эстакада соответствовала определенным требованиям безопасности, таким как наличие средств для тушения пожаров и системы очистки воды, загрязненной нефтепродуктами. Основная конструкция нефтеналивной эстакады состоит из базового модуля рисунок 4.

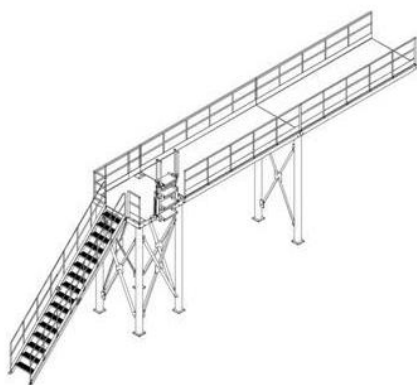


Рис.4 – Базовый модуль.



Рис. 5 Пример ж.д. эстакады, которая оборудованная стояком верхнего налива ж.д. цистерн.

Схемы налива и слива нефтепродуктов из железнодорожных цистерн показаны на рисунке 6 и 7 [24].

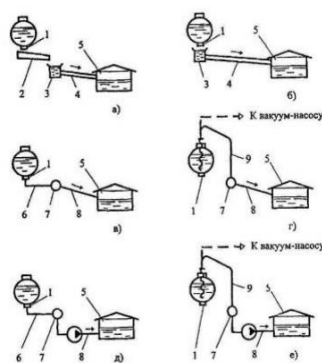


Рисунок 6 – Схемы слива светлых нефтепродуктов из железнодорожных цистерн: а) – сифонный слив; б) – верхний и нижний сливы под избыточным давлением; в) – верхний слив при помощи погружного насоса. 1 – цистерна; 2 – сливной стояк; 3 – резервуар; 4 – вакуум-насос; 5 – насос; 6 – погружной насос; 7 – компрессор; 8 – вакуум-коллектор [19]

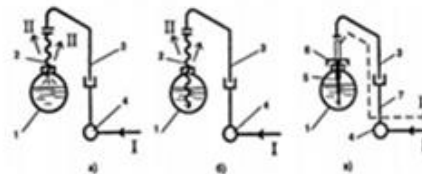


Рисунок 7 - Схемы налива железнодорожных цистерн  
а) налив открытой струей; б) налив закрытой струей; в) герметичный налив  
1 - цистерна; 2 - шланг; 3 - наливной стояк; 4 - коллектор; 5 - телескопическая труба; 6 - герметизирующая крышка; 7 - линия отвода паровоздушной смеси [19]

Слив нефтепродуктов должен производиться закрытым (герметичным) способом через нижние сливные приборы цистерны и установки нижнего слива. Это требование определено правилами охраны труда и техники безопасности в нефтегазовой промышленности и связано с минимизацией риска аварийного выброса нефтепродуктов. При использовании нижнего слива сливные приборы цистерны должны быть крепко закреплены на полу, а оборудование на сливной эстакаде должно обеспечивать полную герметизацию соединений для предотвращения утечки жидкости.

Таким образом, правильная и безопасная процедура слива нефтепродуктов требует использования закрытого (герметичного) способа через нижние сливные приборы и установки нижнего слива. К закрытому способу слива и налива нефтепродуктов в цистерну, как правило, относится использование специализированного оборудования, такого как наливные колонны и наливные арматуры, а также система грунтовых защитных барьеров. При использовании наливных колонн это оборудование обеспечивает введение жидких продуктов в цистерну через закрытую систему трубопроводов и клапанов, что позволяет избежать риска эмиссии паров нефтепродуктов в окружающую среду. Также используются наливные арматуры, которые обеспечивают герметичную связь между наливным шлангом и цистерной, предотвращая утечки.

					Технология приема и отпуска нефтепродуктов на нефтебазе	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

## 2 Виды потерь нефти и нефтепродуктов

Потери нефти и нефтепродуктов делятся на классификации, они имеют, как и сходства так и отличия между собой.

### 1 подход к классификации

К первой группе классификации относятся: количественные, качественные, и качественно-количественные потери.

Количественные потери связаны с утечками нефти или нефтепродуктов из-за различных причин: аварийных ситуаций на трубопроводах, неисправностей на трубопроводе, неправильной эксплуатации хранилищ и т.д. Эти потери измеряются в объемных единицах (тоннах, кубических метрах и т.д.).

Разлив нефти является опасным экологическим явлением, которое происходит в результате пролива нефти из различных источников, включая танкеры, скважины и нефтепроводы. Один из основных факторов, который приводят к разливу нефти, это переполнение тары для хранения нефти. Если ёмкость для хранения нефти заполнена сверх меры, то нефть может вылиться на землю или в водоёмы. Приводит к серьёзному загрязнению природы и водных ресурсов, а также угрозой здоровью людей и животных.

Качественно-количественные потери происходят при процессе испарения нефтепродуктов. Качественные потери связаны с изменением свойств нефтепродуктов вследствие процесса испарения. Например, при испарении могут улетучиваться легкие фракции нефти, что приводит к увеличению плотности и вязкости продукта, а также к ухудшению его качества. Одновременно с тем, испарение может являться причиной загрязнения окружающей среды и вызывать негативные экологические последствия, так как при этом в атмосферу выбрасываются вредные вещества [2,3].

					<i>Виды потерь нефти и нефтепродуктов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		30

В целом, качественно-количественные потери при испарении являются серьезной проблемой для нефтяной индустрии и требуют комплексных мер для их минимизации.

Испарение нефтепродуктов обусловлено специфическими процессами – так называемыми дыханиями резервуара, которые делятся на 2 вида (большое и малое)

Малое дыхание резервуара связано с изменением давления и температуры внутри резервуара под влиянием климатических и других внешних факторов. Это приводит к тому, что некоторые легкие углеводороды начинают испаряться из поверхности нефти. Чем выше летучесть, тем быстрее испаряются легкие углеводороды. При этом давление внутри резервуара повышается и начинает запускаться регулирующий (дыхательный) клапан. Он стравливает давление наружу. А в темное время суток начинается обратный процесс, температура снаружи падает, в резервуаре получается недостаток давления (вакуум) и открывается (впускной клапан) для того чтобы запустить давление.

При этом давление внутри резервуара повышается и начинает запускаться регулирующий (дыхательный) клапан. Он стравливает давление наружу. А в темное время суток начинается обратный процесс, температура снаружи падает, в резервуаре получается недостаток давления (вакуум) и открывается (впускной клапан) для того чтобы запустить давление. Однако явление малого дыхания является менее значительным по сравнению с большим дыханием резервуара [13].

					<i>Виды потерь нефти и нефтепродуктов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		31

Необходимо отметить, что процесс испарения легких углеводородов из поверхности нефти может быть минимизирован путем снижения температуры и уровня давления внутри резервуара.

«Большое дыхание» - процесс, при котором воздух попадает и вытесняется из резервуара. На «вдохе» пространство резервуара заполняется воздух из окружающей среды в процессе откачки нефтепродукта на нефтебазе. На «выдохе» происходит обратный процесс – нефтепродукт заливается в резервуар, постепенно вытесняя паровоздушную смесь в окружающую среду. Объем вытесняющей паровоздушной смеси равен объему поступившего нефтепродукта в резервуар. Потери от «больших дыханий» напрямую зависят от частоты циклов залива – откачки и пропорциональны объему нефти, которая была закачена в резервуар.

*Качественные потери.*

Уменьшение качества нефтепродукта в результате компаундирования происходит при последовательной транспортировке по одному трубопроводу различных по свойствам нефтепродуктов.

Каждый нефтепродукт имеет свои физические и химические свойства, такие как плотность, вязкость, содержание примесей. При смешивании различных нефтепродуктов могут происходить химические реакции, которые приводят к изменению свойств продукта.

Например, при хранении топлива в баках с недостаточной вентиляцией может возникать окисление продукта, что приводит к потере качества и снижению его эффективности.

Также причины потерь могут быть – несоблюдение норм по зачистке резервуара при переходе на другой вид ресурса

В целом можно сказать, что компаундирование нефтепродуктов может приводить к серьезным качественным потерям, которые могут повлиять на безопасность и эффективность использования продукта.

					<i>Организационно-техническое обеспечение хранения и распределения нефтепродуктов в условиях нефтебазы</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Акпаров А.С			<i>Виды потерь нефти и нефтепродуктов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Гончаров Н.В					32	91
<i>Консульт.</i>						Отделение нефтегазового дела 2Б92		
<i>И.о. зав.</i>		Чухарева Н.В						



Поэтому необходимо правильно выбирать сочетание нефтепродуктов и сохранять продукт в соответствующих условиях, чтобы минимизировать потери и максимизировать его эффективность.

## 2 Подход классификации

Второй подход классификации потерь нефти состоит из: естественных, эксплуатационных, аварийных потерь.

*Естественные потери* происходят в процессе добычи и транспортировки нефти и нефтепродуктов из-за испарения и утечек в окружающую среду.

При транспортировке нефтепродуктов возможны потери вследствие утечек на транспорте, например, при авариях на нефтепроводах или несчастных случаях на железнодорожном и автомобильном транспорте. Также возможно испарение нефтепродуктов в процессе транспортировки, особенно при высоких температурах [5,6].

*Эксплуатационные потери*, происходят из за дефектов нефтегазового оборудования, к ним относятся [6,11]:

Проливы – это случаи, когда нефтепродукты выливаются на поверхность земли или воду в результате неправильного обращения с нефтесодержащими емкостями или утечек из нефтепроводов. Проливы не только приводят к экологическим проблемам, но и могут стать причиной пожаров и взрывов.

Утечки – это потери нефтепродуктов, вызванные повреждением емкостей или нефтепроводов, сливом или другими причинами. Эти потери могут происходить как на самом нефтескладе, так и в процессе транспортировки.

					<i>Организационно-техническое обеспечение хранения и распределения нефтепродуктов в условиях нефтебазы</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		Акпаров А.С			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Гончаров Н.В				33	91
<i>Консульт.</i>					Отделение нефтегазового дела 2Б92		
<i>И.о. зав.</i>		Чухарева Н.В					
					<b>2 подход классификации</b>		

Неполный слив – это ситуация, когда при перекачке нефтепродуктов из емкости в емкость или из нефтесклада в транспортное средство происходят потери, связанные с остаточным количеством нефтепродукта в емкости. Эксплуатационный вид потерь нефтепродуктов может минимизирован или полностью устранен если будут выполняться условия:

1. Внедрение современного и надежного нефтескладского оборудования, которое позволит избежать механических повреждений, утечек нефтепродуктов и других аварийных ситуаций.
2. Регулярная проверка технического состояния оборудования и осуществление его профилактического обслуживания, что поможет избежать неисправностей, связанных с выходом системы из строя.
3. Обучение сотрудников правилам хранения и транспортировки нефтепродуктов, а также проведение регулярных тренингов по действиям в случае аварийных ситуаций.
4. Соблюдение всех требований и нормативных документов в части эксплуатации нефтескладского оборудования, а также контроль над соблюдением безопасности технологических процессов.
5. Проведение мониторинга залива и выкачки нефтепродуктов, следя за точностью их измерения.
6. Установление средств видеонаблюдения и помещение на объектах эксплуатации систем автоматического контроля, надежно защищающих от кражи топлива или его неправильного использования.
7. Соблюдение всех требований и нормативных документов в части эксплуатации нефтескладского оборудования, а также контроль над соблюдением безопасности технологических процессов.
8. Проведение мониторинга залива и выкачки нефтепродуктов, следя за точностью их измерения.
9. Установление средств видеонаблюдения и помещение на объектах эксплуатации систем автоматического контроля, надежно защищающих от кражи топлива или его неправильного использования.

					<i>Виды потерь нефти и нефтепродуктов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		34

Таким образом, соблюдение всех мер, перечисленных выше, поможет существенно сократить эксплуатационные потери нефтепродуктов и, в идеале, минимизировать их полностью.

Эксплуатационные потери нефтепродуктов являются серьезной проблемой для нефтескладов и предприятий нефтегазовой отрасли в целом. Они приводят к экологическим проблемам и могут негативно сказаться на финансовых результатах компаний. Поэтому важно соблюдать правила безопасности и проводить регулярную техническую проверку нефтескладского оборудования.

*Аварийные потери*, возникают из за дефектов или разрушения трубопроводов, резервуаров, и другого оборудования. К аварийным ситуациям относятся: пожары, взрывы, проливы, а так же потери нефтепродуктов из за них. Пожары могут возникать в результате технических неисправностей, неправильного использования оборудования, халатности или других причин, и могут привести к полному или частичному разрушению оборудования, а также к значительной потере нефтепродуктов.

Взрывы также могут возникать вследствие технических неисправностей, халатности, ошибок при монтаже и настройке оборудования, а также в результате воздействия сторонних факторов. Они могут вызвать серьезное повреждение нефтескладского оборудования и оказать опасное воздействие на окружающую среду и людей.

Проливы нефтепродуктов в окружающую среду могут происходить вследствие нарушения целостности трубопроводов или резервуаров, ошибок персонала или других причин. Они могут привести к загрязнению почвы, подземных вод, рек и озер, а также к значительным экологическим проблемам и прямым и косвенным экономическим потерям.

					<i>Виды потерь нефти и нефтепродуктов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		36

### 3 Методы и оборудование по сокращению потерь нефтепродуктов

Рассмотрим методы борьбы с потерями нефтепродуктов на нефтебазах, в резервуарах, а также методы выбирают исходя из характера этих потерь. Методы сокращения потерь делятся на 5 групп [28].

1 группа – уменьшение объема газового пространства резервуара.

С помощью применения плавающих крыш и понтов можно процесс испарения нефти из резервуара от «большого и малого дыхания» Плавающие крыши или понтонные также эффективно предотвращают токсичные выбросы, что делает их особенно эффективными в случаях, когда нефтепродукты содержат вредные вещества. Таким образом, введение в эксплуатацию резервуаров с плавающими крышами, а также понтонами является одним из самых эффективных методов сокращения потерь от испарения ГП.

Это достигается путем использования резервуаров с меньшим объемом, а также за счет увеличения уровня НП в резервуаре.

2 группа – использование специальных покрытий и изоляционных материалов на поверхности резервуаров. Такие материалы могут существенно снизить скорость испарения и, соответственно, потери ГП.

3 группа Хранение ГП под избыточным давлением является эффективным способом для уменьшения потерь из-за испарения ГП. Если конструкция резервуара рассчитана на работу под избыточным давлением, то в таком резервуаре могут быть полностью устранены потери от "малых дыханий" и частично от "больших дыханий".

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	Методы и оборудование по сокращению потерь нефтепродуктов	36

В резервуарах, работающих под избыточным давлением, газ находится в постоянном напряжении, что затрудняет процесс испарения. Более того, если давление в резервуаре выше, чем окружающее атмосферное давление, то нагрузка на крышку резервуара увеличивается, что может помочь предотвратить "большие дыхания". В силу этого факта резервуары, работающие под избыточным давлением, являются предпочтительным вариантом для хранения ГП, так как они практически исключают возможность потерь из-за испарения ГП.

Однако, такой подход требует специального оборудования, проектирования и строительства, что может повлиять на стоимость проекта. Кроме того, необходимы дополнительные меры предосторожности и безопасности для работы с резервуарами, давление в которых выше атмосферного. Важно также следить за состоянием и обслуживанием всех компонентов, чтобы снизить вероятность аварийных ситуаций.

4 группа – применение плотных заглушек и уплотнителей на люках и других отверстиях в резервуаре. Это позволяет предотвратить незначительные, но постоянные потери газов и испарений из-за неплотного закрытия отверстий. 5 группа – использование вентиляции и оборудования для сбора испарений. Вентиляционные системы могут использоваться для сбора и переработки.

Каждый из этих способов имеет свои преимущества и недостатки, а также может быть эффективным в зависимости от конкретных условий эксплуатации резервуара. Правильный выбор метода тепловой защиты должен основываться на различных факторах, включая климатические условия, условия эксплуатации, стоимость и т.д.

Резервуары для нефтепродуктов по размещению распределяются на три вида.

1. Надземные резервуары. Эти резервуары размещаются на поверхности земли и часто используются для хранения солянки, бензина и других нефтепродуктов.

					<i>Методики уменьшения потерь нефтепродуктов</i>	<i>Лист</i>
						37
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

Они могут быть изготовлены из различных материалов, таких как сталь, алюминий, пластик или бетон. Надземные резервуары легко доступны для обслуживания и ремонта, но могут быть более уязвимы к брошенным взрывным устройствам и пожарам, чем подземные резервуары.

2. Подземные резервуары. Эти резервуары устанавливаются под землей и обычно изготавливаются из стали или фиброгласа. Они могут быть более дорогими во время установки, но имеют меньшие затраты на эксплуатацию и обслуживание по сравнению с надземными резервуарами.

### **3.1 Метод заглубления и окрашивания специальной краской резервуара.**

Метод заглубления резервуара показывает высокие результаты, так как насыщенный слой сырой нефти на дне резервуара предотвращает ее испарение. Кроме того, используемая при этом технология сочетает в себе меры пассивной и активной защиты, что увеличивает эффективность борьбы с потерями нефтепродуктов. В результате, заглубление резервуаров становится всё более популярным и востребованным способом защиты окружающей среды от негативного воздействия нефтепродуктов.

Так же метод заглубление резервуара оказывает положительные свойства на прочностные характеристики резервуара, так как подземные условия уменьшают воздействие динамических нагрузок на конструкцию. Это особенно важно для резервуаров, работающих с высоким давлением или подверженных землетрясениям. Также заглубление резервуара может обеспечить защиту от атмосферных условий, таких как морозы или сильные ветры. Поэтому, заглубление резервуара является эффективным способом улучшения его прочностных свойств и надежности.

Так же одним из методов борьбы с испарением нефтепродуктов является использование специальной окраски для резервуара эта окраска обладает свойством замедлять испарение нефтепродуктов из поверхности резервуара.

					<i>Метод заглубления и окрашивания специальной краской резервуара.</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		38

Приведен пример использование окраски для резервуара РВС 5000м<sup>3</sup>, от потерь испарение нефтепродуктов. Использование окраски может давать какой-то эффект, но данный метод борьбы с потерями не является основным.

Таблица 1.1 Эффективность применения окраски резервуара, при борьбе с потерями нефтепродуктов от испарения [2].

Цвет	Средняя эффективная температура стенки в весенне-летний период, °С	кг	Годовые потери, %	
			абсолютные	относительные
Чёрный	30	680	1,36	100
Красный	20,3	590	1,18	86
Зелёный	14,7	490	1,1	81
Серебристый	11,5	460	0,92	67,6

Отражающая способность теплозащитной краски в процессе эксплуатации резервуаров может снижаться вследствие загрязнения его поверхности или действия внешних факторов, например, дождя, снега, ветра и т.д. Поэтому регулярная очистка и обслуживание поверхности резервуаров, покрытых теплозащитной краской, является важным условием для поддержания их защитных свойств на высоком уровне. Также рекомендуется выбирать и использовать качественную теплозащитную краску, которая обладает высокой степенью отражающей способности и долговечностью.

### 3.2 Использование тепловой изоляции на резервуарах

Применение теплоизоляционных материалов для резервуаров также помогает при испарении нефтепродуктов. Применение теплоизоляции на резервуарах эффективнее около 55% чем резервуары которое находят без

Таблица 1.2 – Свойства теплоизоляционного покрытия из пенополиуретана [1].

Показатель	Плотность пенополиуретана, кг/м <sup>3</sup>					
	Низкая				Высокая	
	30-50	100-200	200-400	400-600	600-800	800-1000
Предел прочности, МПа						
При сжатии:	0,25	0,8	4,0	16,0	25,0	35,0
При изгибе:	0,4	1,0	6,0	12,4	18,6	24,2
Водопоглощение за 24 часа, кг/м	0,02	0,03	0,01	0,008	0,009	0,001
Коэффициент теплопроводности при 20 °С, Вт/(м град)	0,3	0,8	0,11	0,12	0,148	0,155
Температура размягчения, °С	90	120	140	160	180	200

Также для охлаждения резервуара используют устройство «водяной экран»

Водяной экран для резервуара — это конструкция, состоящая из водопроводных труб или полосок, закрепленных на специальных держателях на крыше резервуара. Экран заполняется водой, которая охлаждает поверхность резервуара при испарении. Этот процесс уменьшает температуру горючего продукта, предотвращает его перегрев и снижает риск возгорания или взрыва. При работе водяного экрана холодная вода протекает по поверхности резервуара, охлаждая его. Это позволяет уменьшить температуру горючего продукта, уменьшить испарение и увеличить срок его хранения.

Охлаждение резервуаров водой - это эффективный способ защиты от пожара и снижения выхода газов в атмосферу.

Он особенно актуален в условиях теплого климата и на резервуарах больших объемов.



Орошение представляет собой способ охлаждения резервуара, при котором вода распыляется над поверхностью резервуара и падает на его стенки и дно. Таким образом, происходит интенсивное охлаждение всей поверхности резервуара.

Преимущества орошения перед водяным экраном заключаются в более эффективном охлаждении и уменьшении температуры горючих продуктов, особенно в условиях высокой температуры окружающей среды. Орошение также уменьшает испарение горючих продуктов, продлевая срок их хранения и повышая безопасность эксплуатации резервуара.

Однако, использование орошения требует большего количества воды, чем водяной экран, и дополнительных инженерных решений, таких как монтаж системы и ее поддержание в работоспособном состоянии. Также необходимо учитывать возможные затраты на водоснабжение и экологические последствия, связанные с использованием больших объемов воды.

В целом, выбор между орошением и водяным экраном зависит от многих факторов, таких как объем резервуара, климатические условия, характеристики хранимых продуктов, возможности и инженерные решения.

Таблица 1.3 - Сравнительный анализ потерь нефтепродуктов при применении водного охлаждения [1].

Тип резервуара	Средняя температура поверхности бензина, °С	Потери бензина, %
Вертикальный без охлаждения	35	1,54
Вертикальный с водяным экраном	28	0,9
Вертикальный с орошением	27	0,65

Основным недостатком водяного охлаждения является развитие коррозии резервуаров.

## *Организационно технические мероприятия*

Усовершенствование и замена устаревших элементов так же помогает с потерями нефтепродуктов от испарения.

Например, когда температура окружающей среды низкая, происходит замерзание тарелок дыхательного клапана к седлам, в следствии этого ГП резервуара изолируется от атмосферы окружающей среды, и поэтому возникает возможность повреждения резервуара. Чтоб этого избежать, тарелки дыхательных клапанов должны быть регулярно очищены от наледи или мерзлоты, а также смазаны специальной смазкой, которая не пропускает воду и предотвращает их примерзание.

Также можно использовать обогревательные элементы для предотвращения промерзания дыхательных клапанов. Обогреватели устанавливаются вокруг тарелок клапанов и подключаются к электрической сети. Они могут работать как автоматически, так и по команде оператора. Важно также учесть температурные условия при выборе материала для изготовления тарелок клапанов. Некоторые материалы имеют более высокую устойчивость к низким температурам и хорошо себя зарекомендовали в холодном климате.

В целом, для предотвращения примерзания тарелок дыхательных клапанов необходима систематическая проверка и обслуживание оборудования резервуаров, а также использование технических решений, таких как смазка, обогреватели и учет климатических условий при выборе материалов.

У усовершенствованного дыхательного клапана типа ДК седло изготовлено из такого вещества как фторопласт. Такое решение обеспечивает более высокую устойчивость к низким температурам и предотвращает примерзание тарелок дыхательного клапана к седлу в зимний период. Фторопласт является материалом с низким коэффициентом трения, что позволяет предотвратить износ и повреждения тарелок клапана при открывании и закрывании [26,27].

					<i>Организационно технические мероприятия</i>	<i>Лист</i>
						42
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

Такой модернизированный дыхательный клапан может быть установлен на существующие резервуары без переоборудования, что позволяет значительно сократить затраты на внедрение новых технологий.

Кроме того, наличие клапанов с седлом из фторопласта может уменьшить потери от испарения горючих продуктов, так как такие клапаны обладают более высокой герметичностью и предотвращают выход продуктов в атмосферу.

Таким образом, модернизация дыхательных клапанов с использованием седел из фторопласта является эффективным способом борьбы с потерями от испарения и улучшения экологической эффективности работы резервуаров. Применение бесштоковых затворов в дыхательных клапанах типа КДН позволяет предотвращать примерзание их в зимний период и обеспечивать более надежную работу оборудования. Также наличие бесштоковых затворов уменьшает износ и повреждения тарелок дыхательных клапанов при открывании и закрывании.

Дыхательные клапаны типа НДКМ являются эффективным решением для защиты резервуаров. Они позволяют обеспечивать необходимую вентиляцию и предотвращать избыточное давление в резервуаре, что позволяет уменьшать риски возникновения аварийных ситуаций.

Применение не примерзающих дыхательных клапанов имеет ряд преимуществ, таких как увеличение надежности работы оборудования и сокращение затрат на его техническое обслуживание. Кроме того, уменьшение износа и повреждений тарелок клапанов при открывании и закрывании позволяет продлить срок эксплуатации оборудования.

Таким образом, применение не примерзающих дыхательных клапанов с бесштоковыми затворами является эффективным и перспективным направлением в развитии оборудования для защиты резервуаров

					<i>Организационно технические мероприятия</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		43

Эти клапаны позволяют обеспечить надежную защиту от пролива, утечек и других аварийных ситуаций в резервуарах, что значительно повышает безопасность эксплуатации объектов хранения жидкостей. Благодаря тому, что они не примерзают, обеспечивается более простая и быстрая замена их при необходимости, что снижает время простоя и эксплуатационные расходы. Кроме того, применение бесштоковых затворов уменьшает нагрузку на механизмы и устройства, снижая риск их поломки и обеспечивая более долгий срок эксплуатации оборудования. В целом, использование не примерзающих дыхательных клапанов с бесштоковыми затворами является эффективным и инновационным подходом к обеспечению безопасности хранения жидкостей в резервуарах.

Таблица 1.4 – Комплекс мероприятий по уменьшению потерь нефтепродуктов при испарении

Цель мероприятия	Пути и способы осуществления	Достижимый эффект
Уменьшение потерь при больших дыханиях	-сокращение числа внутрискладских перекачек; -при выдаче продукта осуществлять полную его выкачку из резервуара с макс. скоростью; -при приёме продукта заполнять резервуар сразу после опорожнения с максимальной скоростью; -приём продукта в летнее время производить при мин. температуре окружающего воздуха; -выдачу продукта осуществлять при макс. температуре окружающего воздуха.	-уменьшение числа больших дыханий; -обеспечение наименьшей концентрации паров в опорожнённом резервуаре; -обеспечение наименьшей концентрации паров вытесняемой паровоздушной смеси; -частичная конденсация паров в резервуаре; -уменьшение объёма большого дыхания из-за высокой концентрации паров в ГП.
Уменьшение потерь при малых дыханиях	-хранение продукта в полностью залитых резервуарах; -хранение продукта в резервуарах большей вместимости.	-уменьшение объёма ГП; -уменьшение температурных колебаний в резервуаре.
Уменьшение потерь при разгерметизации резервуаров	-проведение работ по вскрытию люков резервуаров в холодное время суток при минимальной температуре продукта	-уменьшение концентрации паров в ГП.

Снижение числа внутрискладских перекачек является важным методом борьбы с потерями нефтепродуктов. Все дело в том, что каждая перекачка нефтепродукта в процессе перемещения по трубопроводам может привести к потерям примерно 0,1% от объема перекачиваемого продукта. Это означает, что если продукт перемещается через несколько трубопроводов, число потерь может значительно увеличиться, что приведет к большим потерям нефтепродукта.

Один из способов снижения числа внутрискладских перекачек - это использование больших ёмкостей для хранения нефтепродуктов. Большие ёмкости позволяют хранить большие объемы нефтепродуктов, что снижает число перекачек, которые нужно производить, чтобы переместить большой объем.

Еще один метод снижения числа внутрискладских перекачек - это использование более эффективных трубопроводов. Трубопроводы могут быть проектированы для того, чтобы снизить трение и уменьшить потери на трение. Это дает возможность перемещать большие объемы нефтепродукта с меньшим числом перекачек.

Проверка герметичности резервуара является одним из главных мер предотвращения потерь нефтепродуктов.

Проверка герметичности резервуаров должна производиться регулярно с помощью специального оборудования, например, при помощи мобильных установок рентгенографической диагностики. Это позволяет выявить все возможные трещины, скрытые дефекты и утечки, которые могут привести к потере горючих продуктов.

Проверка дыхательной арматуры резервуара включает в себя проверку штуцеров, клапанов и других элементов системы вентиляции, которые обеспечивают правильный поток воздуха внутри резервуара. Неправильная работа дыхательной арматуры может привести к усилению испарения продуктов, поэтому ее работоспособность необходимо проверять регулярно

					<i>Организационно технические мероприятия</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		45

В целом, выбор конкретной конструкции резервуара для хранения нефтепродуктов с высокой упругостью паров зависит от многих факторов, включая тип жидкости, объем, условия эксплуатации, требования по безопасности и стоимость установки и обслуживания.

#### *Уменьшение объема газового пространства*

Изоляция среды в резервуарах для нефти и нефтепродуктов является важным аспектом безопасности и препятствует утечке жидкости в окружающую среду.

Поэтому для того чтобы предотвратить утечку наполненных резервуаров, которые содержат нефть или нефтепродукты, необходимо обеспечить соотношение жидко-паровой фазы внутри резервуара. Для этого могут использоваться различные методы, такие как контроль температуры и давления внутри резервуара, использование специальных уплотнений и изоляционных материалов.

Кроме того, также используются специальные системы мониторинга и контроля для быстрого обнаружения возможных утечек. Например, установка датчиков уровня жидкости и температуры, а также системы аварийного отключения могут существенно повысить уровень безопасности при хранении нефтепродуктов в резервуарах.

Испарение нефтепродуктов начинается с легких фракций, которые имеют более высокое давление насыщенных паров. Легкие фракции испаряются быстрее чем тяжелые компоненты. Это приводит к тому, что давление насыщенных паров на 10 – 20% выше по закону аддитивности.

Закон аддитивности указывает на то, что общее давление насыщенных паров смеси компонентов равно сумме давлений насыщенных паров каждого компонента по отдельности. Однако, когда речь идет об испарении нефтепродуктов, этот закон не работает в полной мере.

					<i>Уменьшение объема газового пространства</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		46

Более легкие фракции испаряются быстрее и с большей интенсивностью, что приводит к тому, что давление насыщенных паров исходной смеси нефтепродуктов становится выше.

Сокращение потерь нефтепродуктов от испарения достигается с помощью применения резервуаров с плавающими крышами и понтонами

Например, эксплуатация резервуаров с понтонами или крышами обязательна в Японии и США для минимизации выбросов паров нефтепродуктов в окружающую среду. В России с начала 2000-х годов также происходит активное внедрение таких резервуаров на различных нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводах.

Таким образом, опыт эксплуатации показывает, что применение резервуаров с плавающими понтонами и крышами является эффективным способом сокращения потерь нефтепродуктов и обязательным требованием во многих странах.

Хранение нефтепродуктов на водяной подушке может быть эффективным способом сокращения объема ГП резервуаров и, как следствие, уменьшения потерь от испарения. Однако, этот способ применяется на практике крайне редко, так как этому методу свойственны некоторые технологические и экономические ограничения.

Среди основных недостатков можно выделить проблемы с сохранением качества продукта, необходимость постоянного контроля за уровнем воды и нефтепродукта, высокую стоимость оборудования для подачи и сброса воды и т.д.

					<i>Уменьшение объема газового пространства</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		47

В связи с этим, хранение нефтепродуктов на водяной подушке не получило широкого распространения в промышленности в силу своих технологических и экономических ограничений. Вместо этого, на практике используются более эффективные и универсальные методы снижения потерь от испарения, такие как применение плавающих понтонов или крыш на резервуарах, установка систем контроля и мониторинга, а также проведение регулярного технического обслуживания и контроля за состоянием резервуаров.

Использование мягких резинотканевых резервуаров может быть эффективным способом полной ликвидации газообразных продуктов (ГП) в процессе хранения горючих нефтепродуктов.

Мягкие резервуары изготавливаются из специального резинотканевого материала, который обладает высокой прочностью, эластичностью и способностью сохранять герметичность при сжатии. При заполнении такого резервуара горючими нефтепродуктами его стенки сжимаются и не оставляют места для образования газообразных продуктов.

Эксплуатация мягких резервуаров не требует больших и малых дыханий, так как резервуар может постепенно сжиматься под действием находящегося внутри горючего продукта и не образовывать газообразных продуктов.

Однако, использование мягких резервуаров также имеет свои ограничения и недостатки. Они могут быть более уязвимыми для повреждений, чем жесткие резервуары, и требуют более тщательного технического обслуживания. Кроме того, мягкие резервуары имеют ограниченный срок эксплуатации и могут быть использованы только для хранения определенных видов нефтепродуктов.

Таким образом, использование мягких резинотканевых резервуаров может быть эффективным способом полной ликвидации газообразных продуктов при хранении горючих нефтепродуктов, но требует тщательного технического обслуживания и может иметь ограничения в использовании.

					<i>Мероприятия по уменьшению потерь нефти</i>	<i>Лист</i>
						48
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		



Кроме того, были использованы стойкие воздушно-механические пены, которые образуют плавающую пенную пленку на поверхности нефти, предотвращая контакт продукта с воздухом и снижая потери от испарения. Также были разработаны плавающие экраны, которые устанавливаются на поверхности нефти и также предотвращают контакт продукта с воздухом.

Однако, использование этих средств защиты поверхности продукта имеет свои ограничения, например, они могут быть неэффективны при отключении системы живой воды, использовании дистиллированной воды в качестве живой воды и т.д. Более того, некоторые из этих средств могут быть недоступны для применения в некоторых условиях, например, в зимних условиях или при высоких температурах.

### **3.3 Использование плавающих крыш и понтонов для сокращения потерь нефти от испарения**

Резервуары с плавающими крышами являются закрытыми, металлическими резервуарами с плавающей крышей, которая плотно прилегает к поверхности нефти, что предотвращает контакт продукта с воздухом и снижает потери от испарения. Крыша может быть выполнена из металлических пластин, жесткой мембраны или надувного пузыря. Эти резервуары могут быть использованы для хранения различных нефтепродуктов, включая бензин, дизельное топливо, мазут и т. д. Однако, установка и эксплуатация этих резервуаров требует значительных затрат и технических знаний.

В целом, резервуары с плавающими крышами и понтонами считаются эффективными средствами защиты от испарения нефти и нефтепродуктов, но они могут быть более дорогостоящими, чем другие методы и требуют определенных условий для их эффективной эксплуатации [29].

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	Использование плавающих крыш и понтонов для сокращения потерь нефти от испарения	49

## Плавающие крыши

Современные плавающие крыши – это инновационное и технологически продвинутое решение, которое позволяет эффективно решать проблемы, связанные с хранением нефти. Современные плавающие крыши входят элементы:

1. Дренажная система: это система, предназначенная для удаления воды или дождевой воды с крыши. Обычно это рампа с каналами, которые направляют сток воды в соответствующие сборники.
2. Лестница: плавающая крыша должна быть оборудована лестницами, чтобы обеспечить доступ к верхней части крыши для ее ухода и обслуживания.
3. Уплотняющие затворы: они устанавливаются вокруг периметра крыши и вокруг направляющих колонн, чтобы обеспечить герметичность крыши и предотвратить проникновение вредных веществ в окружающую среду.
4. Дыхательный клапан: это устройство служит для регулирования давления внутри резервуара, и предназначено для предотвращения подтеканий и протеканий нефти.
5. Подогреватели: для некоторых видов нефтепродуктов, которые необходимо хранить при повышенной температуре, могут быть установлены подогреватели внутри крыши.
6. Скребки: они устанавливаются для удаления конденсата и других веществ, которые могут оседать на крыше.

Одним из основных недостатков резервуаров с плавающими крышами является их высокая стоимость по сравнению с традиционными стационарными резервуарами. В связи с этим, иногда использование таких резервуаров может быть нецелесообразным с финансовой точки зрения.

									Лист
									50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат					

Некоторые современные плавающие крыши также могут содержать системы мониторинга качества воздуха, системы контроля температуры, а также датчики для контроля уровня нефти и воды в резервуаре.

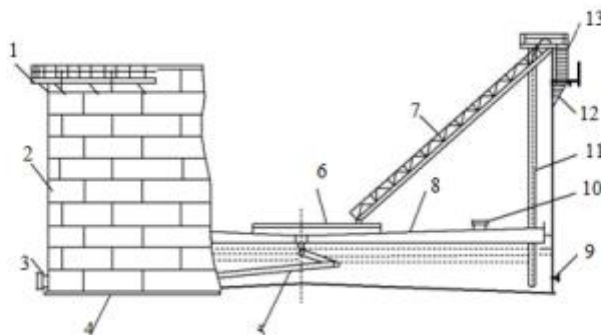


Рисунок 8 – Резервуар с плавающей крышей [25]:

1 – ветровое кольцо; 2 – стенка; 3 – люк-лаз в стенке; 4 – днище; 5 – система водоспуска;  
6 – путь катушей лестниц; 7 – катушечная лестница; 8 – плавающая крыша; 9 – патрубки в стенке; 10 – люки; 11 – направляющая; 12 – кольцевая лестница; 13 – переход и площадка

Кроме того, плавающие крыши не являются идеальным решением для хранения всех типов нефти и нефтепродуктов.

Понтон - это легкое плавучее сооружение, которое устанавливается внутри резервуара со стационарной крышей чтобы уменьшить скорость насыщения газовыми продуктами. Понтоны для уменьшения скорости насыщения газообразными продуктами позволяют уменьшить количество газообразных продуктов, которые могут выделяться в атмосферу, что повышает безопасность эксплуатации резервуаров. Кроме того, понтон позволяет контролировать уровень жидкости в резервуаре, что позволяет своевременно принимать меры по предотвращению перелива нефтепродуктов.

						Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	<i>Плавающие крыши</i>	

Понтон для резервуара со стационарной крышей имеет специальную конструкцию, которая позволяет устанавливать его на крышке резервуара и обеспечивать балансирование при изменении уровня жидкости внутри резервуара. Он может быть снабжен системой контроля за уровнем жидкости, дополнительными системами безопасности и защиты, такими как системы пожаротушения и газоанализаторы [29].

### 3.4 Дыхательный и предохранительный клапан

Дыхательный клапан предназначен для регулирования давление в газовом пространстве резервуара.

Он работает по принципу самовосстанавливающегося клапана, который открывается при достижении определенного давления внутри емкости и позволяет ускорить выпуск газа или паров в атмосферу.

Дыхательный клапан позволяет сохранять необходимое давление и обеспечивать безопасность оборудования и персонала, а также уменьшить риски возникновения пожара и взрыва.

Дыхательные клапаны рассчитаны на увеличения давления в газовом пространстве до 0,2 кПа и вакуум до 0,02 кПа [30].



Рисунок 9 – Дыхательные клапаны вида КДС и НКДМ

					<i>Дыхательный и предохранительный клапан</i>	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

- Предохранительные клапаны (рисунок 2.7) предназначены для регулирования давления в газовом пространстве резервуара при неисправности дыхательного клапана, так же он устанавливается параллельно с дыхательным клапаном.

Предохранительный клапан устанавливается в случае неисправности дыхательного клапана.

Предохранительные клапаны рассчитаны на давление 0,04 кПа и вакуум 0,03 кПа.



Рис. 10 Предохранительный клапан КПГ-150

### 3.5 Применение системы улавливания легких фракций (УЛФ)

При хранении нефтепродуктов в резервуаре в Газовом пространстве происходит испарение легких углеводородов. На резервуары устанавливаются специальные датчики давления, и если давление в газовом пространстве превышает 150мм рт.ст

Установка УЛФ начинает откачивать испарившиеся легкие фракции нефтепродукта по трубопроводам газовой обвязки. Система улавливания легких фракций (УЛФ) - это специальное оборудование, которое применяется для ограничения выбросов газообразных веществ в атмосферу, присутствующих в газовых и жидких потоках. К легким фракциям относятся углеводороды, которые имеют низкий уровень кипения и подвержены быстрой испаряемости [31].

					<i>Применение системы улавливания легких фракций (УЛФ)</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		53

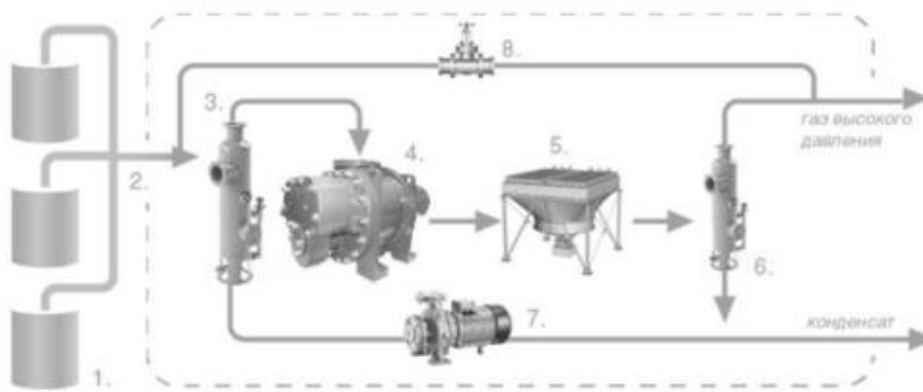


Рисунок 11 Принципиальная схема системы улавливания легких фракций:  
 1 – резервуары; 2 - трубопроводы газоуравнительной системы; 3 - входной сепаратор; 4 – компрессор; 5 - аппарат воздушного охлаждения; 6 - выходной сепаратор; 7 – насос; 8 - байпасная линия.

1. В значительной степени снизить выбросы газообразных веществ в атмосферу, что положительно сказывается на экологической обстановке вокруг производственных объектов.
2. Экономить на нефтегазовой продукции путем улавливания и использования легких компонентов, которые могут быть химически переработаны или использованы в качестве топлива.
3. Увеличить безопасность производства, так как накопление легких фракций в зданиях или других закрытых помещениях может создать условия для возникновения взрыва или пожара.
4. Улучшить контроль и регулирование производственных процессов, что позволяет учитывать количественные и качественные характеристики потоков веществ и ее изменения во времени.

#### *Условия применения установки УУЛФ*

Установка улавливания легких фракций применяется не для всех типов углеводородов. Согласно [31] нефтепродукты температура вспышки которых не выше 55 °С (нефть, дизельное топливо, бензин) и давление насыщенных паров от 26,6 кПа до 93,3 кПа, применяется резервуары со стационарной крыше без понтона, оборудованные ГО и УЛФ.

					<i>Применение системы улавливания          легких фракций (УЛФ)</i>	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

## 4 Расчет потерь нефтепродуктов в условиях нефтебазы.

### 4.1 Характеристика объекта исследования

Объект исследования рассмотренная перевалочно-распределительная нефтебаза, предназначенная для хранения нефтепродуктов и в дальнейшем их реализации потребителям. Нефтебаза выполняет функции перевалочной, и распределительной нефтебаз, то есть могут проводить как выгрузку нефтепродуктов с резервуаров на транспорт, так и их реализацию потребителям.

Основные объекты нефтебазы:

- 1) Резервуарный парк со стальными вертикальными резервуарами РВС-10000; 2) Сливная железнодорожная эстакада; 3) Сливная железнодорожная эстакада; 4) Авто наливная эстакада; 5) Систему технологических трубопроводов; 6) Насосная станция

Технологическая схема условной нефтебазы представлена на рисунке 4

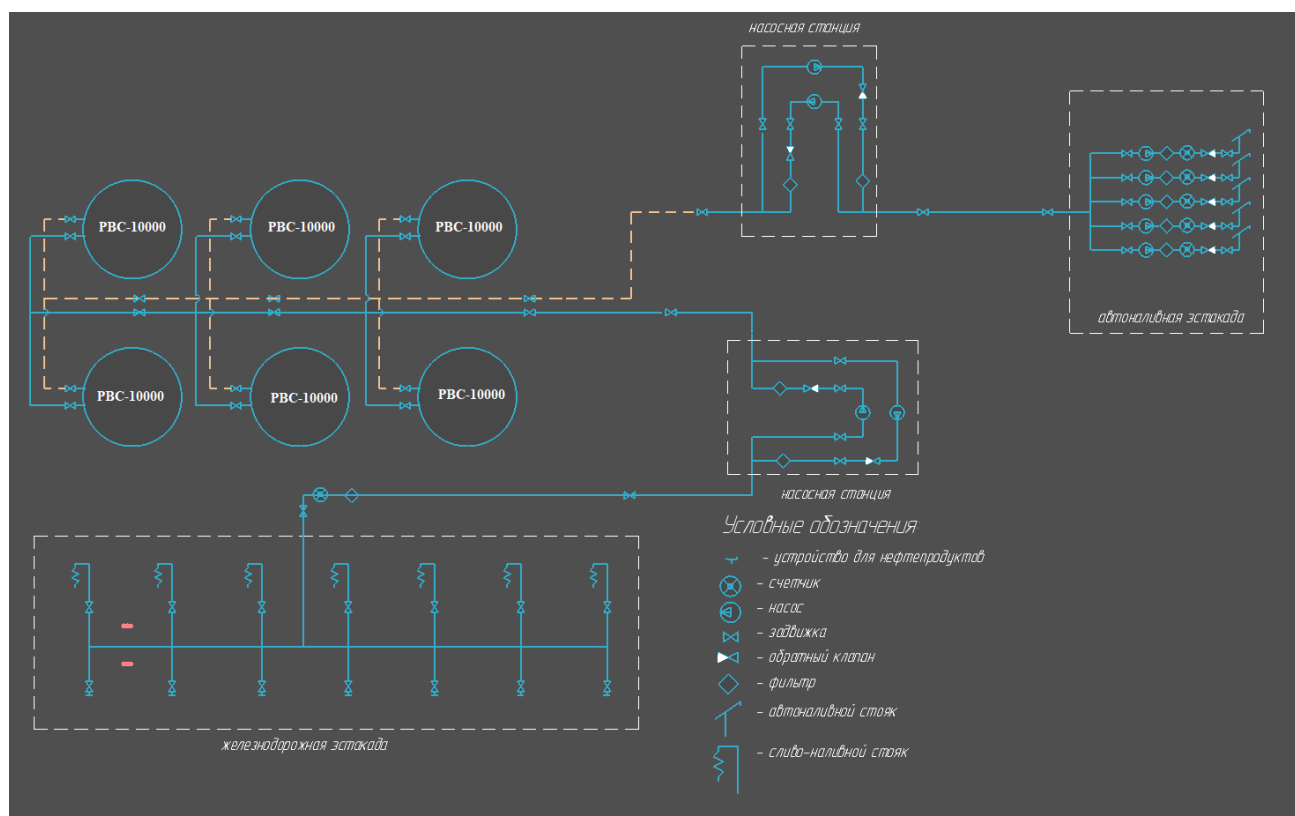


Рисунок 4 Технологическая схема условной нефтебазы [54]

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		55

## Характеристика резервуара

Резервуар вертикально стальной типа РВС – 10000 м<sup>3</sup>. Технологическая схема резервуара показана в приложении Б.

Резервуара РВС 10000 м<sup>3</sup> используется для хранения различных нефтепродуктов, таких как сырая нефть, бензин, дизельное топливо, мазут и другие продукты, получаемые в процессе переработки нефти. Резервуары РВС 10000 м<sup>3</sup> являются оптимальным выбором для средних и крупных компаний, занимающихся производством и хранением нефтепродуктов. Они обеспечивают достаточный объем для хранения продуктов и могут быть использованы при необходимости для транспортировки продуктов по железной дороге или морским транспортом.

Резервуар вертикальный стальной РВС 10000 м<sup>3</sup> относится к первому классу опасности. Имеется дыхательная арматура, противопожарное оборудование, устройства для предотвращения образования донных отложений, сливноналивное оборудование и оборудование для проведения осмотра и регламентного обслуживания (люк-лаз, патрубки, смотровой люк)

Таблица 1.5 Геометрические и эксплуатационные характеристики резервуара [33].

РВС-10000, РВСП-10000			РВСПК-10000		
Внутренний диаметр стенки, м	Высота стенки, м		Внутренний диаметр стенки, м	Высота стенки, м	
28,50	17,88	18,0	28,50	17,88	18,0
34,20	11,92	12,0	34,20	11,92	12,0
Номинальный объем резервуара, м <sup>3</sup>					10000
Нормативный срок службы резервуара, лет					30
Плотность хранимого продукта, т/м <sup>3</sup>					1,6
Максимальная температура хранимого продукта, °С					95
Внутреннее избыточное давление (номинальное), кПа					2,00
Относительный вакуум (номинальный), кПа					0,25
Оборачиваемость продукта, циклов в год					200
Расчетная температура металла, °С					-60 и выше
Нормативная снеговая нагрузка, кПа					4
Нормативная ветровая нагрузка, кПа					0,85
Сейсмичность района строительства, балл					до 9
Внутренний диаметр стенки, мм					34200 28500
Высота стенки, мм					12000 17800
<b>Стенка:</b>					
Количество поясов, шт					8 12
Минимальная толщина верхнего пояса, мм					8 8
Минимальная толщина нижнего пояса, мм					9 12

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат

Характеристика резервуара

Лист

56



Резервуарный парк находится в Краснодарском крае и имеет 6 РВС 10 000 м<sup>3</sup>  
 В резервуаре хранится, откачивается и принимается нефть с  
 характеристиками, представленными в таблице 1.6 [32]. Таблица 1.6 –  
 Характеристика нефти, хранимой, принимаемой и откачиваемой из резервуара

Характеристика нефти	Значение
Массовая доля серы, %	0,16 (класс 1) [32]
Плотность при температуре 293 К, кг/м <sup>3</sup>	830,0 (тип 4) [32]
Вязкость нефти $\nu$ , м <sup>2</sup> /с	0,8 •10 <sup>-6</sup>
Массовая доля механических примесей, %	0,02
Температура начала кипения, К	307
Давление насыщенных паров, кПа	30

#### 4.2 Расчет потерь нефтепродуктов от «больших дыханий»

Расчетная потеря нефтепродуктов от «больших дыханий»  
 Расчет потерь нефти от «больших дыханий» произведён на основе  
 смоделированных данных: Резервуар типа РВС – 10 000 м<sup>3</sup> [34];  
 Резервуарный парк расположен в Краснодарском крае  
 Производительность закачки –  $Q_{\text{зак}} = 700 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$   
 Средняя температура воздуха –  $T_{\text{в.ср}} = 290,7\text{К}$ ;  
 Данные клапана вакуума  $P_{\text{к.в}} = 250\text{Па}$ ;  
 Данные клапана давления –  $P_{\text{к.д}} = 2000\text{Па}$ ;  
 Атмосферное давление -  $P_{\text{а}} = 101200 \text{ Па}$ ;  
 Температура начала кипения –  $T_{\text{н.к}} = 307\text{К}$ ;  
 Плотность хранимой нефти –  $0,830 \text{ кг/м}^3$ ;  
 Резервуар оснащен 2 клапанами НДКМ - 200

Расчет потерь нефти от «больших дыханий» из РВС – 10000 м<sup>3</sup>

Потери от «больших дыханий» рассчитываются по формуле В. И.  
 Черникина: 6.1 [32]

$$G_{\text{бд}} = \left[ V_{\text{н}} - V_{\text{г}} \cdot \left( \frac{p_2 - p_1}{p_2 - p_{\text{у}}} \right) \right] \cdot \frac{p_{\text{у}}}{p_2} \cdot p_{\text{у}} \quad (1.1)$$

Принимаем, значение средней температуры нефти равна среднесуточной  
 температуре воздуха, т.е  $T_{\text{п.ср}} = T_{\text{в.ср}} = 290,7\text{К}$

Плотность углеводородных паров нефти:

$$\rho_y = \frac{P_a \cdot M_n}{T_{п.ср} \cdot R} = \frac{101200 \cdot 48,86}{290,7 \cdot 8314} = 2,04 \text{ кг/м}^3$$

1. Определим высоту ГП перед закачкой нефти:

$$H_{Г1} = H - H_{взл1} + \frac{H_k}{3} \quad (1.2)$$

$$2. H_{макс.д} = H - 100\text{мм} = 10,92\text{м}; \quad (1.3)$$

$$H_{мин.д} = H_{кр} + A; \quad (1.4)$$

$H_{кр}$  - критическая высота уровня жидкости в резервуаре, при которой начинается устойчивое истечение с воронкой, м;

$A$  – расстояние от днища резервуара до оси приемо-раздаточного патрубка, м; значения  $A$  определяются по паспорту резервуара.

Минимально допустимый уровень нефти при работе реализационный патрубков,  $H_{взл1} = 2,5$  м.

Верхний допустимый уровень в резервуаре,  $H_{взл2} = 9,3$  м

3. Определяем высоту газового пространства резервуара (ГПР) перед закачкой нефти:

$$H_{Г1} = H - H_{взл1} + \frac{H_k}{3} = 11,92 - 2,5 + \frac{3}{3} = 10,41 \quad (1.5)$$

4. Определяем объем газового пространства резервуара перед закачкой нефти:

$$V_{Г} = \frac{\pi \cdot D_p^2}{4} \cdot H_{Г1} = \frac{\pi \cdot 34,2^2}{4} \cdot 10,41 = 9572,15 \text{ м}^3 \quad (1.6)$$

5. Определяем объем заканчиваемой нефти:

$$V_3 = \frac{\pi \cdot D_p^2}{4} \cdot (H_{взл2} - H_{взл1}) = \frac{\pi \cdot 34,2^2}{4} \cdot (9,3 - 2,0) = 6706,02 \text{ м}^3, \quad (1.7)$$

6. Высота ГП резервуара после закачки нефти:

$$H_{Г2} = H - H_{взл2} + \frac{H_k}{3} = 11,92 - 9,3 + \frac{3}{3} = 3,62 \quad (1.8)$$

						Лист
					Расчет потерь нефти от «больших дыханий»	58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Находим прирост относительной концентрации  $\frac{\Delta C_2}{C_s}$  за время  $\tau$  (по графику 1.15 [32])

Где  $\tau_{пр}$  – время простоя, ч;  $\tau_{пр} = 42$  часа;

$\tau_3$  – время закачки, ч;

2. Определяем время закачки нефти в резервуар:

$$\tau_3 = \frac{V_H}{Q_{зак}} = \frac{6706,6}{700} = 9,58 \text{ ч}$$

$$\tau = \tau_{пр} + \tau_3 = 42 + 9,58 = 51,58 \text{ ч}, \quad (1.9)$$

Исходя из этого, при  $\tau =$

51,58 ч, прирост относительной концентрации  $\frac{\Delta C_2}{C_s} = 0,25$ .

3. Найдем скорость ПВС через дыхательный клапан:

$$V_B = \frac{4 \cdot Q_{зак}}{\pi \cdot 3600 \cdot n \cdot d^2}, \quad (2)$$

Где  $d$  – диаметр дыхательного клапана, м;

$N$  – число дыхательных клапанов, установленных в резервуаре;

На ПВС – 10000 устанавливаются 2 дыхательных клапана НДКМ – 200 [33].

$$V_B = \frac{4 \cdot 700}{\pi \cdot 3600 \cdot 2 \cdot 0,2^2}$$

4. Прирост относительной концентрации составил  $\frac{\Delta C_1}{C_s}$  за время выкачки нефти:

$$\frac{\Delta C_1}{C_s} = 0,6$$

5. Определим относительную среднюю концентрацию паров в ГП резервуара:

$$\frac{\Delta C}{C_s} = \frac{H_{Г2}}{H_{Г1}} = \frac{\Delta C_1}{C_s} = \frac{\Delta C_2}{C_s} = \frac{3,62}{10,42} + 0,25 + 0,6 = 1,19 \quad (2.1)$$

Следуя физическому смыслу  $\frac{\Delta C}{C_s} \geq 1$ , для дальнейшего расчета примем  $\frac{\Delta C}{C_s} = 1$ .

						Лист
					Расчет потерь нефти от «больших дыханий»	59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

14.Найдём среднее парциальное давление паров нефти [31]:

$$P_y = \frac{\Delta C}{C_s} \cdot P = 1 \cdot 25 = 25 \text{ кПа}, \quad (2.2)$$

15.Рассчитаем объем ПВС, которая выходит при однократном заполнении резервуара:

$$V_n = V_3 \cdot 2,105 \cdot 6706,02 \cdot 2,105 = 14488,55 \text{ м}^3$$

где Г – газовый фактор, приняли согласно [32].

16.Определим потери нефти от одного «большого дыхания» по 7.1:

$$G_{бд} = \left[ 14488,55 - 9572,15 \cdot \left( \frac{103200 - 101200}{103200 - 25000} \right) \right] \cdot \frac{25000}{103200} \cdot 0,830 = 2855,88 \text{ кг}$$

Количество потерь одного резервуара от «большого дыхания» составил 2855,88 кг. Посчитаем количество потерь 6 резервуаров за год, используя формулу

$$G_{бд \text{ для } 6 \text{ РВС в год}} = N \cdot G_{бд} \cdot K_{об} = 6 \cdot 2855,88 \cdot 20 = 342000 \text{ кг}$$

N – количество резервуаров;

K<sub>об</sub> – коэффициент оборачиваемости для перевалочно-распределительной нефтебазы [33]

					Расчет потерь нефти от «больших дыханий»	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

#### 4.3 Расчет потерь нефти от «малых дыханий» из РВС – 10000 м<sup>3</sup>.

Потери от «малых дыханий»

Процесс малого дыхания в резервуаре происходит из-за различий в атмосферном давлении и давлении внутри резервуара, а также из-за различных температур внутри и снаружи резервуара. При повышении температуры в газовом пространстве повышается давление паров нефти, активируется дыхательный клапан и пары нефти выходят в окружающую среду.

Чтобы вычислить потери нефти будем использовать формулу Константинова Н.Н

$$G_{\text{бд}} = \left[ \sigma \cdot V_{\Gamma} \cdot \ln \left( \frac{(P_a - P_{\text{кв}} - P_{\text{min}})}{(P_a + P_{\text{кд}} - P_{\text{max}}) \cdot T_{\text{rmin}}} \right) \right], \quad (2.3)$$

Где  $\sigma$  – среднее массовое содержание паров нефтепродукта в ПВС, кг/м<sup>3</sup>;

$V_{\Gamma}$  - объём газового пространства (ГП) резервуара перед закачкой нефтепродукта, м<sup>3</sup> ;

$P_{\text{min}}$  ,  $P_{\text{max}}$  - мин. и макс. парциальные давления паров нефтепродукта в ГП резервуара в течение суток, Па;  $T_{\text{rmin}}$  ,  $T_{\text{rmax}}$  - мин. и макс. температуры ГП резервуара в течение суток, К;

$P_a$ - абсолютное давление, Па;

$P_{\text{кв}}$ - вакуум в ГП, соответствующий нагрузке вакуумного клапана, Па;

$P_{\text{кд}}$ - избыточное давление в ГП, соответствующее нагрузке клапана давления, Па; Эта формула может иметь вид:

$$G_{\text{мд}} = \sigma \cdot \Delta V,$$

Где:  $\Delta V$  – Объём ПВС, вытесняемой из резервуара, м<sup>3</sup>; (2.4)

$$\Delta V = V_{\Gamma} \cdot \ln \left[ \frac{(P_a - P_{\text{кв}} - P_{\text{min}}) \cdot T_{\text{rmax}}}{(P_a - P_{\text{кд}} - P_{\text{max}}) \cdot T_{\text{rmin}}} \right],$$

						Лист
					Расчет потерь нефти от «малых дыханий» из	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	РВС – 10000 м <sup>3</sup>	61

1. Расчеты будут производиться согласно методике [32]. Определим площадь зеркала нефти:

$$F_H = \frac{\pi \cdot D_p^2}{4} \cdot H_{Г1} = \frac{\pi \cdot 34,2^2}{4} = 918,63 \text{ м}^2 \quad (2.5)$$

2. Найдём среднюю высоту ГП:

$$H_{Г} = H - \frac{H_{взл2} - H_{взл1}}{2} + \frac{H_{К}}{3} = 11,92 - 2,5 + \frac{3}{3} = 10,42 \quad (2.6)$$

3. Рассчитаем объём ГП резервуара:

$$V_{Г} = \frac{\pi \cdot D_p^2}{4} \cdot H_{Г1} = \frac{\pi \cdot 34,2^2}{4} \cdot 10,42 = 9572,15 \text{ м}^3 \quad (2.7)$$

4. Установим, что средняя температура нефти равна среднесуточной температуре воздуха, т.е.  $T_{п.ср} = T_{в.ср} = 290,7 \text{ К}$ ;

5. Рассчитаем удельную теплоемкость нефти при её  $T_{п.ср}$ :

$$C_p = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{290,7}}} \cdot (762 + 3,39 \cdot T_{п.ср.}) = \frac{31,56}{\sqrt{830}} \cdot (762 + 3,39 + 290,7) \\ = 1156,90 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$$

6. Определим коэффициент теплопроводности нефти при её  $T_{п.ср}$ .

$$\lambda_H = \frac{156,6}{\rho_{290,7}} \cdot (1 - 0,00047 \cdot T_{п.ср.}) = \frac{156,6}{830} \cdot (1 - 0,00047 \cdot 290,7) = 0,162 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}, \quad (2.9)$$

7. Определяем коэффициент температуропроводности нефти:

$$a = \frac{\lambda_H}{C_p \cdot \rho}; \quad (3.0)$$

Где  $\rho$  – плотность нефти при температуре  $T_{п.ср}$ .

$$\rho = \frac{\rho_{290,7}}{1 + \beta_p \cdot (T_{п.ср} - 293)} = \frac{830}{1 + 0,000882 \cdot (295 - 293)} = 828,53 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}; \quad (3.1)$$

где  $\beta_p = 0,000818$  коэффициент объёмного расширения для  $\rho_{290,7} = 850-859 \text{ кг/м}^3$  (принят согласно табл.1.1. [32]);

					Расчет потерь нефти от «малых дыханий» из РВС – 10000 м <sup>3</sup>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

$$a = \frac{0,162 \cdot 3600}{1902,35 \cdot 830} = 0,0003693 \frac{\text{м}^2}{\text{ч}}, \quad (3.2)$$

8. Рассчитаем количество суток до рассматриваемого дня включительно с начала года [14]:

$$N_{\text{д}} = 31 + 28 + 31 + 30 + 31 + 30 + 15 = 196 \text{ суток}, \quad (3.3)$$

9. Определим расчетное склонение солнца 15 июля [33]:

$$\varphi = -55,6 + 0,92 \cdot N_{\text{д}} - 2,59 \cdot 10^{-3} \cdot N_{\text{д}}^2, \quad (3.4)$$

$$\varphi = -55,6 + 0,92 \cdot 196 - 2,59 \cdot 10^{-3} \cdot 196^2 = 25^\circ,$$

10. Найдем продолжительность дня:

$$11. \tau_{\text{дн.}} = \frac{2}{15} \cdot \cos^{-1}(-\tan\varphi \cdot \tan\Psi), \quad (3.5)$$

$$\tau_{\text{дн.}} = \frac{2}{15} \cdot \cos^{-1}(-\tan 25 \cdot \tan 56,49) = 17,5 \text{ ч};$$

Где  $\Psi$  – географическая широта Краснодарского края;

12. Установим расчетный параметр

$$m = \sqrt{\frac{\pi}{2 \cdot a \cdot \tau_{\text{дн.}}}} = \sqrt{\frac{3,14}{2 \cdot 0,0003693 \cdot 17,5}} = 15,586 \text{ 1/м} \quad (3.6)$$

13. Найдем интенсивность солнечной радиации:

$$i_o = \frac{1357 \cdot k_o}{1 + \frac{1-\gamma}{\gamma \cdot \cos(\Psi - \varphi)}},$$

$$i_o = \frac{1357 \cdot 0,8}{1 + \frac{1-0,75}{0,75 \cdot \cos(56,49 - 25)}} = 813,64 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}; \quad (3.7)$$

где  $K_o$  – коэффициент, который учитывает состояние облачности;  $K_o = 0,8$  при облачности 50%;

$\gamma$  – коэффициент прозрачности атмосферы, = 0,7 - 0,8.

13. Рассчитаем площадь проекции поверхности стенок, ограничивающих ГП резервуара, на вертикальную плоскость:  $F_{\text{в}} = D_p \cdot H_{\Gamma} = 34,2 \cdot 10,42 = 356,364 \text{ м}^2,$

						Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Расчет потерь нефти от «малых дыханий» из РВС – 10000 м <sup>3</sup>	

14.Найдём площадь проекции стенок резервуара на плоскость, нормальную к направлению солнечных лучей в полдень:

$$F_o = F_B \cdot \sin(\Psi - \varphi) + F_H \cdot \cos(\Psi - \varphi), \quad (3.8)$$

$$F_o = 356,36 \cdot \sin(56,49 - 25) + 1632,3 \cdot \cos(56,49 - 25) = 1654,19$$

15.Определим площадь поверхности стенок, ограничивающих ГП резервуара:

$$F = F_H + \pi \cdot F_B, \quad (3.9)$$

$$F = 918 + 3,14 \cdot 356,364 = 2037,55 \text{ м}^2,$$

16.Рассчитаем количество тепла, которое получает 1м<sup>2</sup> стенки, ограничивающей ГП резервуара, за счет солнечной радиации:

$$q = 0,5 \cdot \frac{1654,19}{2037,55} \cdot 889,21 = 360,9 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2};$$

Где  $\varepsilon_c = 0,5$ , степень черноты наружной поверхности ПВС;

17.Найдем коэффициенты теплоотдачи (график. на рисунке 5.1) [32]:

- теплоотдача от стенки резервуара к ПВС, для ночного и дневного времени:

$$\alpha_{\Gamma} = 2,3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}; \alpha_{\Gamma} = 2,3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}, \quad (4.0)$$

- теплоотдача от стенки резервуара к внешнему воздуху с учетом излучения для ночного и дневного времени:

$$\alpha_{\text{в.л}} = 3,5 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}; \alpha_{\text{в.л}} = 4,2 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}, \quad (4.1)$$

-теплоотдача от стенки резервуара к внешнему воздуху с учетом конвекции для ночного и дневного времени:

$$\alpha_{\text{в.к}} = 4,7 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}; \alpha_{\text{в.к}} = 2,4 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}} \quad (4.2)$$

-теплоотдача радиацией от стенки ёмкости к продукту через ГП резервуара в ночное и дневное время:

$$\alpha_{\text{р.}} = 4,1 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}; \alpha_{\text{р.}} = 3,85 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}} \quad (4.3)$$

теплоотдача от ПВС к поверхности жидкости для ночного и дневного времени:

$$\alpha_{\text{п.}} = 5,3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}; \alpha_{\text{п.}} = 5,3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}} \quad (4.4)$$

						Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Расчет потерь нефти от «малых дыханий» из ПВС – 10000 м <sup>3</sup>	



18. Далее определим к-ты теплоотдачи от стенки резервуара к внешнему воздуху соответственно в ночное и дневное время:

$$\text{Ночное время: } \alpha_{\text{в}} = 4,7 + 3,5 = 8,2 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}} \quad (4.5)$$

$$\text{Дневное время: } \alpha_{\text{в}} = 2,4 + 4,2 = 6,6 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

19. Рассчитаем приведенные коэффициенты теплоотдачи от стенки к нефтепродукту для ночного и дневного времени:

$$\text{Ночное время: } \alpha_{\text{ст.п}} = \frac{\alpha_{\text{п}} \cdot \frac{F_{\text{H}}}{F}}{1 + \frac{F_{\text{H}} \cdot \alpha_{\text{п}}}{F \cdot \alpha_{\text{Г}}}}; \quad (4.6)$$

$$\alpha_{\text{ст.п}} = \frac{5,3 \cdot \frac{918}{2037,55}}{1 + \frac{918 \cdot 5,3}{2037,55 \cdot 2,3}} = 1,171 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

$$\text{Дневное время: } \alpha_{\text{ст.п}} = \frac{\alpha_{\text{п}}}{\alpha_{\text{Г}} + \frac{\alpha_{\text{п}} + m \cdot \lambda_{\text{H}}}{m \cdot \lambda_{\text{H}} \cdot \frac{F_{\text{H}}}{F}}}; \quad (4.7)$$

$$\alpha_{\text{ст.п}} = \frac{5,3}{\frac{5,3}{2,3} + \frac{5,3 + 14,12 \cdot 0,187}{15,58 \cdot 0,158 \cdot \frac{918}{2037,55}}} = 0,57 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}};$$

20. Найдём избыточные  $\max$  и  $\min$   $T$  стенки резервуара, отсчитываемые от средней  $T$  нефти:

$$\theta_{\text{ст. max}} = \frac{q + \alpha_{\text{в}} \cdot \theta_{\text{в. max}}}{\alpha_{\text{в}} + \alpha_{\text{ст.п}} + \alpha_{\text{р}} \cdot \frac{F_{\text{H}}}{F}}; \quad (4.8)$$

$$\theta_{\text{ст. max}} = \frac{360 + 6,6 \cdot (303 - 290,7)}{6,6 + 0,57 + 3,85 \cdot \frac{918}{2037,55}} = 49,54 \text{ К};$$

Где  $T_{\text{max}} = 303 \text{ К} - T_{\text{max}}$  за июль;

$$\theta_{\text{ст. min}} = \frac{q + \alpha_{\text{в}} \cdot \theta_{\text{в. min}}}{\alpha_{\text{в}} + \alpha_{\text{ст.п}} + \alpha_{\text{р}} \cdot \frac{F_{\text{H}}}{F}};$$

$$\theta_{\text{Г. min}} = \frac{8,2 \cdot (281 - 290,7)}{6,6 + 1,171 + 4,5 \cdot \frac{918}{2037,55}} = -8,11 \text{ К}$$

Где  $T_{\text{min}} = 281 \text{ К} - T_{\text{min}}$  за июль.

21. Определим избыточные температуры ГП резервуара, отсчитываемые от  $T$  ср. нефти:

$$\theta_{\text{Г. max}} = \frac{\theta_{\text{ст. max}}}{1 + \frac{F_{\text{H}} \cdot \alpha_{\text{п}}}{F \cdot \alpha_{\text{Г}}} \cdot \frac{m \cdot \lambda_{\text{H}}}{\alpha_{\text{п}} + m \cdot \lambda_{\text{H}}}}; \quad (4.9)$$

$$\theta_{\text{Г. max}} = \frac{49,54}{1 + \frac{918}{2037} \cdot \frac{5,3}{2,3} \cdot \frac{14,2 \cdot 0,158}{5,3 + 15,58 \cdot 0,158}} = 38,10 \text{ К}$$

						Лист
					Расчет потерь нефти от «малых дыханий» из	65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	РВС – 10000 м <sup>3</sup>	

$$\theta_{г.min} = \frac{\theta_{ст.min}}{1 + \frac{F_H \cdot \alpha_{п.}}{F \cdot \alpha_{г.}}}$$

$$\theta_{г.min} = \frac{-8,11}{1 + \frac{918 \cdot 5,3}{2037 \cdot 2,3}} = -3,97 \text{ К};$$

22. Рассчитаем  $T_{min}$  и  $T_{max}$  ГП резервуара:

$$\begin{aligned} T_{min} &= \theta_{г.min} + T_{п.ср.} = -3,97 + 290,7 = 286,73 \\ T_{max} &= \theta_{г.max} + T_{п.ср.} = 38,10 + 290,7 = 328,8 \text{ К}, \end{aligned} \quad (5.0)$$

23. Определим объём жидкой и паровой фазы в РВС-10000:

$$V_{ж} = V_p - V_{г} = 12450 - 9572,15 = 2877,85 \text{ м}^3; \quad (5.1)$$

24.. Находим  $\mu_{п}$  парциальное давление в ГП резервуара:

$$T.к \frac{V_{г}}{V_{ж}} = \frac{9572,15}{2877,85} = 3,3;$$

$$3,3 > 0,6, \text{ отсюда следует что } P_{min} = P_{min} \cdot \frac{\Delta C}{C_s};$$

Где  $\frac{\Delta C}{C_s} = 1 -$  средняя относительная концентрация паров в ГП резервуара;

$$P_{min} = \frac{1 - 0,055 \sqrt{\frac{V_{г}}{V_{ж}}}}{0,89} \cdot 33000,$$

$$P_{min} = \frac{1 - 0,055 \sqrt{\frac{9572,15}{2877,15}}}{0,89} \cdot 33000 = 33358 \text{ Па};$$

$$P_{min} = 2300 \cdot 1 = 2300 \text{ Па};$$

Находим температурный напор (график на рисунке 5.3) [32]:  $\Theta = 7,5 \text{ К}$ .

26.. Определим газовую константу паров нефти:

$$\begin{aligned} R_{п} &= \frac{R_y}{M}, \\ R_{п} &= \frac{8314,3}{183,38} = 43,34 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}} \end{aligned}$$

					Расчет потерь нефти от «малых дыханий» из РВС – 10000 м <sup>3</sup>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Где  $R_y = 8314,3 \frac{\text{Дж}}{\text{моль} \cdot \text{К}}$  - универсальная газовая постоянная;

27.. Рассчитаем давление в ГП резервуара в конце выдоха:

$$P_{\Gamma} = P_a + P_{\text{к.д}} = 101200 + 2000 = 103200 \text{ Па}, \quad (5.2)$$

28.. Определим почасовой рост концентрации в ГП резервуара:

$$C_{\tau} = 1726 \cdot \frac{R_{\text{п}} \cdot \theta^{1,25}}{T_{\text{п.ср.}}^{0,25} \cdot P_{\Gamma} \cdot D_p \cdot H_{\Gamma}^{0,25}}, \quad (5.3)$$

$$C_{\tau} = 1726 \cdot \frac{43,34 \cdot 7,5^{1,25}}{290,7^{0,25} \cdot 103200 \cdot 34,2 \cdot 9,71^{0,25}} = 0,036\% \text{ в час};$$

29. Найдём продолжительность выдоха:

$$\tau = 0,5 \cdot \tau_{\text{дн}} + 3 = 0,5 \cdot 17,5 + 3 = 11,75 \text{ ч}, \quad (5.4)$$

30. Рассчитаем min концентрацию:

$$C_{\text{min}} = \frac{P_{\text{min}}}{P_a - P_{\text{к.в}}} \cdot 100 = \frac{2300}{101200 - 150} = 2,2\% \quad (5.5)$$

31.. Определим max концентрацию:

$$C_{\text{max}} = C_{\tau} \cdot \tau + C_{\text{min}} = 0,036 \cdot 11,75 + 2,2 = 2,62\%$$

32.. Max парциальное давление в ГП резервуара:

$$P_{\text{max}} = \frac{(P_a + P_{\text{к.д}}) \cdot C_{\text{max}}}{100} = \frac{(101200 + 2000) \cdot 2,62}{100} = 2683,2 \text{ Па} \quad (5.6)$$

33.. Найдём среднее массовое содержание паров нефти в ПВС:

$$\sigma = \frac{p_{\text{max}} + P_{\text{min}}}{R_{\text{п}} \cdot (T_{\Gamma \text{max}} + T_{\Gamma \text{min}})}, \quad (5.7)$$

$$\sigma = \frac{2683,2 + 2300}{43,34 \cdot (303 + 281)} = 0,196 \text{ кг/м}^3;$$

34.. Определим вытесняемый объем ПВС:

$$\Delta V = V_{\Gamma} \cdot \ln \left[ \frac{(P_a - P_{\text{к.в}} - P_{\text{min}}) \cdot T_{\Gamma \text{max}}}{(P_a + P_{\text{к.д}} - P_{\text{max}}) \cdot T_{\Gamma \text{min}}} \right], \quad (5.8)$$

$$\Delta V = 9572 \cdot \ln \left[ \frac{(101200 - 150 - 2300) \cdot 328,8}{(101200 + 2000 - 2683) \cdot 286,73} \right] = 1140 \text{ м}^3;$$

35. Рассчитаем потери нефтепродукта от «малых дыханий»

$$G_{\text{мд}} = \sigma \cdot \Delta V, G_{\text{мд}} = 0,196 \cdot 1140 = 223,44$$

Находим потери нефтепродукта от «малых дыханий» за 1 день и за месяц

$$G_{\text{мд}} = \sigma \cdot \Delta V = 0,196 \cdot 223,44 = 43,79 \text{ кг} - \text{ за день};$$

$$G_{\text{мд}} = \sigma \cdot \Delta V = 43,79 \cdot 31 = 1357,49 \text{ кг} - \text{ за месяц};$$

$$G_{\text{мд}} = \sigma \cdot \Delta V \cdot N = 43,79 \cdot 6 \cdot 365 = 95900,1 \text{ кг} - \text{ за год для 6 РВС};$$

					Расчет потерь нефти от «малых дыханий» из РВС – 10000 м <sup>3</sup>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

#### 4.4 Расчет эффективности понтонов для резервуаров рассматриваемых объектов

Сокращение потерь, достигаемое при применении понтонов, может быть оценено по формуле (в долях) [19]:

$$S_n = b_{0s} \cdot b_{1s} \cdot n^{b_{2s}}$$

Где n – количество резервуаров,

$b_{0s}, b_{1s}, b_{2s}$ , постоянные числовые коэффициенты,

Зависящие от номинальной вместимости резервуара и коэффициента оборачиваемости резервуара

Таблица 1.7 - Величины числовых коэффициентов для оценки эффективности понтонов

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

Коэффициенты оборачиваемости N для резервуара резервуарного парка согласно [19] больше 10, воспользовались второй частью таблицы для оценки эффективности понтонов при их установке

Оценили эффективность применения понтонов б резервуара в резервуарном парке объемом 10000 м<sup>3</sup>

$$S_n = b_{0s} \cdot b_{1s} \cdot n^{b_{2s}} = 0,52 \cdot 0,0452 \cdot 6^{0,529} = 0,24$$

Рассчитанные данные показали, что эффективность улавливания легких фракций углеводородов при установке понтонов на б резервуаров в резервуарном парке составит 24% от общего числа потерь, 104880 кг в год

#### 4.5 Эффективность применения установки УУЛФ

Наиболее оптимальным решением проблемы улавливания легких фракций является внедрение на месторождения УУЛФ, которая предусматривает сбор испаряющихся углеводородов из резервуаров для хранения нефти.

Оптимальным вариантом будет применение компрессионной системы улавливания легких фракций. Такая установка не требует больших капитальных затрат, имеет высокий коэффициент улавливания, полностью автоматизирована и не требует дополнительной рабочей силы и обслуживания, поставляется в полной заводской готовности, имеет низкий срок окупаемости. Согласно данным исследования НИИ ЭМ МГТУ им. Н.Э. Баумана [35], эффективность системы УЛФ составляет 98%. Отсюда, после установки УЛФ количество уловленных углеводородов будет равно:  $G_{ул.у/в} = 437000 \times 0,98 = 428260$  кг.

					<i>Эффективность применения установки УУЛФ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		69

## 5 «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

### 5.1 Расчет экономической эффективности УУЛФ

Для экономического расчёта были использованы данные по [48, 49], приведённые в таблице 7.2 и 7.3:

Таблица 1.8 - Основные параметры установки улавливания лёгких фракций Vapor King 6,4 / 0,35 [49]

№п/п	Параметры	Ед. измерения	Значение
1.	Давление газа на входе в установку при отборе,	мм. вод. ст.	50,8
2.	Давление газа на выходе в установку при отборе,	кгс/см <sup>2</sup>	3,52
3.	Давление газа внешней сети, подаваемого в подпитку ГУС, не менее	кгс/см <sup>2</sup>	19
4.	Давление включения байпасного клапана		
	Клапан полностью закрыт Клапан полностью открыт	мм. вод. ст. мм. вод. ст.	31,8 19,1
5.	Скорость вращения двигателя компрессора	об/мин	1450 700
	Давление в резервуаре 50,8 мм. вод. ст. Давление в резервуаре 31,8 мм. вод. ст.		
6.	Производительность по отбираемому из резервуаров газу	м <sup>3</sup> /мин	6,43
7.	Температура газа на входе в установку	°С	от +5 до +50
8.	Температура газа на выходе из установки	°С	+107
9.	Средняя температура самой холодной пятидневки	°С	-30
10.	Температура, поддерживаемая внутри блок - бокса в зимний период	°С	+15
11.	Характеристика среды на содержание следующих компонентов	объёмная доля %	0,01 1 2
	Сероводорода		
	Углекислого газа Кислорода		
12.	Мощность, потребляемая установкой	кВт	48
13.	Габаритные размеры УУЛФ	мм	3439 1156 1702
	Длина		
	Ширина Высота		
14.	Масса установки УЛФ	кг	4000
15.	Среда – лёгкие фракции в виде газа и жидкости (конденсата)		

Таблица 1.9 - Исходные данные к расчёту по [49,51];

Наименование показателя	Ед.измерения	Сумма, руб.
Планируемая годовая добыча (Q)	тн	1 804 000,00
Стоимость УУЛФ на УПН (с учётом индексации)	руб.	384 555 009,00
Норма годовой амортизации	%	11,1
Годовые амортизационные отчисления (A <sub>о</sub> )	руб.	34 644 595,00
Ставка на выброс лёгких УВ С1-С6 (St)	руб./тн	109 440,00
Принимаемая себестоимость добычи тонны нефти (S <sub>s2</sub> )	руб.	72 731,25
Потребляемая мощность приёмников	кВт	50
Установленная мощность приёмников	кВт	53,6
Тариф за потребляемую мощность	руб.	129,80
Тариф за установленную мощность	руб.	7 500,00
Дополнительные годовые капитальные вложения	руб.	81 689 538,8

Таблица 2.1 - Технологические потери нефти. Исходные данные к расчёту

Ед.измерения	Среднегодовые технологические потери нефти (П)	
	До внедрения УУЛФ (П <sub>1</sub> )	После внедрения УУЛФ(П <sub>2</sub> )
натур.выражение,	437	8,7

С учётом ставки на выбросы, рассчитываем годовые экологические выплаты (W) по следующей формуле [50]:

$$W = П \cdot S_t,$$

где П – среднегодовые технологические потери, тн; S<sub>t</sub> – ставка на выброс лёгких углеводородов, руб/тн

$$W_1 = 437 \cdot 109\,440,00 = 47\,825\,280 \text{ руб}$$

$$W_2 = 8,7 \cdot 109\,440,00 = 9\,521\,128 \text{ руб}$$

Таблица 2.2 - Годовые выплаты за выброс лёгких фракций углеводородов

Годовые выплаты за выброс лёгких УВ, руб.	
До внедрения УУЛФ, W <sub>1</sub>	После внедрения УУЛФ, W <sub>2</sub>
47 825 280 руб	9 521 128

Годовая экономия за счёт экологических выплат:

$$W_3 = W_1 - W_2;$$

$$W_3 = W_1 - W_2 = 47\,825\,280 - 9\,521\,128 = 38\,304\,152 \text{ руб.}$$

Рассчитываем годовые расходы на электроэнергию за счёт потребляемой и установленной мощности [52] Таблица 7.5 - Годовые расходы на электроэнергию

Таблица 2.3 - Годовые расходы на электроэнергию

Плата за электроэнергию, руб.	
За потребляемую мощность, руб.	За установленную мощность, руб.
41 193 213, 00	4 821 000,00
Сумма:	51 839 512 руб

Далее рассчитываем себестоимость добычи 1 тонны нефти без установки УЛФ, принимая за базовую себестоимость стоимость добычи нефти с учётом экологических выплат, годовых амортизационных отчислений и расходов на электроэнергию [51]:

$$S_{s1} = S_{s1} + \frac{(W_2 + A_o + \text{Эл})}{Q} + \frac{W_1}{Q},$$

$$S_{s2} = 71\,561,25 + 305,15 + 27,3 = 71\,893,7 \text{ руб.}$$

где  $S_{s2}$  - принимаемая себестоимость добычи тонны нефти, руб.;

$W_1, W_2$  – годовые экологические выплаты, руб.;

$Q$  - планируемая годовая добыча, тн;

$A_o$  – годовые амортизационные отчисления, руб.;

Эл – годовые расходы на электроэнергию, руб.



Таблица 2.4 - Себестоимость добычи 1 тонны нефти с учётом экологических выплат

Себестоимость добычи тонны нефти с учётом выплат, руб.	
Без внедрения УУЛФ	После внедрения УУЛФ
71 561, 25 руб.	71 893,7 руб

Снижение себестоимости добычи одной тонны нефти составляет 332, 45 руб. Экономическую целесообразность внедрения УУЛФ можно определить в соответствии с вычислением годового экономического эффекта по формуле [52]:

$$\mathcal{E} = (S_{s1} - S_{s2}) \cdot Q - E_H \cdot ДК,$$

$$\mathcal{E} = 336,68 * 404\,000,00 - 0,15 * 41\,197\,231,7 = 129\,839\,391 \text{ руб.}$$

где  $E_H$  – нормативный коэффициент,

$$E_H = 0,15 [25];$$

ДК – дополнительные капитальные вложения, руб.;

Q – грузооборот нефтебазы, тн; Т.к.  $\mathcal{E} > 0$ , следовательно, внедрение установки в эксплуатацию можно считать эффективным с экономической точки зрения.

Вывод: технико-экономическими расчётами было показано, что годовой экономический эффект при работе УУЛФ на предприятии составил 129 839 391 рублей.

В данном случае внедрение УУЛФ считается эффективным не только с экологической точки зрения – технологические потери нефти сократились на 98 %, но и с экономической: себестоимость 1 тонны нефти снизилась на 1%, а, следовательно, уменьшились и амортизационные отчисления. Годовые выплаты за выбросы углеводородов также сократились на 98 %. Годовой экономический эффект представляет собой абсолютный показатель экономической эффективности.

## 6 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 технологические потери нефтепродуктов при хранении и распределении в резервуарах вертикальных стальных в условиях нефтебазы.

Нефтебазы, склады ГСМ, АЗС и ПАЗС - сложные многофункциональные системы с объектами различного производственного назначения, обеспечивающие хранение, прием и отпуск нефтепродуктов, многие из которых токсичны, имеют низкую температуру испарения, способны электризоваться, пожаровзрывоопасны. В связи с этим работники нефтебаз, складов ГСМ, АЗС и ПАЗС могут быть подвержены воздействию различных физических и химических опасных и вредных производственных факторов.

В данном разделе рассматриваются вредные и опасные производственные факторы, которые возникают при операциях закачки и откачки нефти и нефтепродуктов из железнодорожных цистерн, правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на производстве.

### 6.1 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; [35].
  - б) «Правилами промышленной безопасности для нефтеперерабатывающих производств» ПБ 09-563-2003 от 29.05.2003 г. [36];

3. В области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:

а) «Правилами эксплуатации электроустановок потребителей», VII-ое издание 2003г. [37];

б) «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок потребителей» [38].

4. В области охраны окружающей среды:

а) «Правила противопожарного режима РФ правительства РФ от 25.04.2012г. №390 «Об охране окружающей среды»»; [36]

б) Приказ от 16 декабря 2020 г. N 915н об утверждении правил по охране труда при хранении, транспортировании и реализации нефтепродуктов [39].

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. Согласно 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);

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		75

## 6.2 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, которые формируют опасные и вредные факторы, возникающие в процессе обслуживания нефтебазы и сливо-наливных операциях (таблица 7.1).

Таблица 2.5 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работы			Нормативные документы	
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация		
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 [39].
	Повышенный уровень шума и вибрации	-	-	+	Требования к безопасности связанные с повышенным уровнем шума устанавливаются в ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ Шум. Общие требования безопасности [40].
	Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды	-	-	+	Требования к температуре воздуха рабочей зоны устанавливаются в СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [41].
	Недостаточная освещенность рабочей зоны	-	-	+	Требования к освещению устанавливаются СП искусственное Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 [42].
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 [43].
	Производственные факторы, связанные с электрическим током	-	-	+	Требования к электробезопасности устанавливаются в ГОСТ 12.1.019-017 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [44].
	Пожаровзрывоопасность на рабочем месте	-	-	+	Требования к пожаробезопасности представлены в ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ «Взрывобезопасность. Общие требования». [45]., ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности

### **6.3 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению**

Рассмотрим подробнее вредные производственные факторы, которые воздействуют на человека, производящего работы по обслуживанию объектов нефтебазы, 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/м<sup>3</sup>, для природного газа ПДК равно 300 мг/м<sup>3</sup>. ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ: [40] метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м<sup>3</sup>; в качестве одорантов в основном применяют меркаптаны, в частности этилмеркаптан (C<sub>2</sub>H<sub>5</sub>SH), которые относятся ко 2-му классу опасности (вещества высокоопасные). ПДК в воздухе рабочей зоны по санитарным нормам 1 мг/м<sup>3</sup>:

#### **2. Повышение уровней шума и вибрации**

Работники должны обеспечиваться средствами индивидуальной защиты от шума в соответствии с установленными нормами. Оборудования необходимо следить за состоянием устройств по снижению уровня шума и вибрации и принимать меры по устранению нарушений в их работе. При креплении площадок для обслуживания машин к их вибрирующим частям следует применять виброизоляторы. Для взрывоопасных технологических систем, оборудованные трубопроводы которых в процессе эксплуатации подвергаются вибрации, необходимо предусматривать меры по исключению

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		77

возможности значительного (аварийного) перемещения, сдвига, разрушения оборудования и разгерметизации систем. Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА [41].

### **3. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего**

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 [42]. 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, ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру около +25 °С.

### **4. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения**

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 [43]. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		78

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 [43]. Естественное освещение, устройство и эксплуатация установок искусственного освещения, нормы освещенности должны соответствовать требованиям действующих нормативных актов.

Светильники и прожекторы, применяемые для освещения резервуарных парков, следует устанавливать за пределами их обвалования.

#### **6.4 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению**

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые воздействуют на человека, производящего работы по обслуживанию объектов нефтебазы, 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.

##### **2. Производственные факторы, связанные с электрическим током**

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 [45].

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		79

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

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. Пожаровзрывоопасность на рабочем месте**

Хранилища нефтепродуктов создают потенциальную опасность возникновения утечек или аварийных разливов из оборудования (автомобильных и ж/д цистерн, резервуаров, трубопроводов) особенно во время операций по опорожнению и наполнению. Хранение и перемещение нефтепродуктов также представляет значительный риск возникновения пожара и взрыва в силу их горючести и огнеопасности. 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

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		80



Для снижения воздействия шума неработающего необходимо поглощать его источник. Снижению шума способствует смазка трущихся деталей механизма, балансировка вращающихся частей, ремонт и обслуживание оборудования [41]. Для снижения уровня воздействия недостаточной освещенности рабочего места необходимо правильно проектировать искусственное освещение согласно требуемым нормам.

## **6.5 Экологическая безопасность**

При технической эксплуатации железнодорожных цистерн и при обслуживании всех объектов, находящихся на территории нефтебазы, необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, условия землепользования, установленные законодательством по охране природы .

**Защита атмосферы** К загрязняющим веществам атмосферного воздуха относятся выбросы паров нефти и нефтепродуктов, продукты неполного сгорания топлива в двигателях строительных машин и механизмов, вещества, выделяющиеся при сварке труб, выполнении изоляционных работ.

Предельная допустимая концентрация испарений в нефти составляет не более 10 мг/м<sup>3</sup> [47].

### **Защита гидросферы**

Попадание загрязняющих веществ (нефть, нефтепродукты) в сточные воды через трубопроводы при сливе нефтепродуктов из железнодорожных цистерн 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.

### **Защита литосферы**

Общая особенность всех нефтезагрязненных почв – изменение численности и ограничение видового разнообразия микрофауны и микрофлоры.

Для разных почв процесс восстановления зависит от глубины проникновения продуктов в основание. Например, время реанимации почв достигает 25 лет при концентрации.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		81

## 6.6 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 [46].

Чрезвычайные ситуации на нефтебазах 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

### 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 на нефтебазе: сливо-наливные операции и при обслуживании технологических объектов, раскрыты правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на производстве.

Раздел имеет важное значение, так как железнодорожные цистерны и нефтебазы являются опасными производственными объектами, на которых имеется большой ряд вредных и опасных факторов. Обеспечение безопасности труда является приоритетной задачей руководящих лиц.

					Социальная ответственность	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Заключение

При проведении выпускной квалификационной работы, был проанализирован литературный материал по хранению и распределению нефтепродуктов в условиях нефтебазы. Были изучены нормативно-технические документации по хранению и распределению нефтепродуктов, а также по борьбе с их потерями. Рассмотрена условная нефтебаза с резервуарным парком в составе которой 6 РВС-10000 м<sup>3</sup>

На основе смоделированных данных проведен технологический расчет испарения при «малых и больших дыханиях» резервуара, за счет технологического расчета был предложен наиболее эффективный метод борьбы с потерями.

Потери нефтепродуктов от «малого дыхания» из РВС – 10000 м<sup>3</sup> составил 8250 кг – за месяц из 6 РВС; 95900,1 кг – за год из 6 РВС.

Потери нефтепродуктов от «большого дыхания» из РВС – 10000 м<sup>3</sup> составил 17130 кг из 6 РВС, 342000 кг за год.

По результатам было предложено несколько методов борьбы с потерями. Первый метод — это применение понтонов для резервуаров. Применение понтонов является простым в эксплуатации, но эффективность их низкая, всего 24% от общего числа потерь.

Второй метод — это применение установки улавливания легких фракций, УЛФ является наиболее эффективнее, около 98% потерь от испарения будет сохранено. В данном случае внедрение УУЛФ считается эффективным не только с экологической точки зрения, но и с экономической: себестоимость 1 тонны нефти снизилась на 1%, следовательно уменьшились и амортизационные отчисления. Годовые выплаты за выброс углеводородов также сократились на 98%. Годовой экономический эффект представляет собой абсолютный показатель экономической эффективности.

					<i>Организационно-техническое обеспечение хранения и распределение нефтепродуктов в условиях нефтебазы.</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Акпаров А.С			<i>Заключение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листо в</i>
<i>Руковод.</i>		Гончаров Н.В					83	91
<i>Консульт.</i>						Отделение нефтегазового дела		
<i>И.о. зав. каф.</i>		Чухарева Н.В						

## Список использованных источников

1. Бунчук В.А. Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа. - М.: Недра, 1977-366 с.
2. Абузова Ф. Ф. И. С. Бронштейн и др. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении //М.: недра. – 1981. – Т. 260. – С. 6.
3. В.И. Черников. Сооружение и эксплуатация нефтебаз. Издание второе, переработанное и дополненное. – Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, М.: 1955г. – 312 с
4. Липский В. К., Спириденко Л. М., Бондарчук А. И. Нормы естественной убыли нефти и нефтепродуктов стальных резервуаров //Литьё и металлургия. – 2012. – с.66
5. Методические рекомендации по определению технологических потерь нефти и нефтепродуктов при транспортировке магистральным трубопроводным транспортом. – Утв. 20.08.2012 г.
- 6 Коршак С.А. Совершенствование методов расчета потерь бензинов от испарения из резервуаров типов РВС и РВСП. Диссертация к. т.н. 25.00.19. – М.: РГБ, 2003.
7. Нормы естественной убыли нефтепродуктов. Приказ Минэнерго России от 8.08.2009 № 365. – 3 с. 23. Методические рекомендации по определению технологических потерь нефти из технологических резервуаров при добыче нефти. - Утв. Минэнерго России 31.03.2015 г. – 15 с.
9. К.А. Зайнетдинов, Е.А. Любин/ Система улавливания легких фракций с применением мембранных модулей для сокращения потерь нефтепродуктов от испарения/ Нефтегазовое дело, 2018, т. 16, No 5
10. В.И. Черников. Сооружение и эксплуатация нефтебаз. Издание второе, переработанное и дополненное. – Государственное научнотехническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, М.: 1955г. – 312 с
11. Polovolokonnye gazorazdelitel'nye membrany. NPK Promtegra [Half-Fiber Gas Separation Membranes. RPC Promtegra]. Available at: <http://www.promtegra.ru/polovolokonnye-gazorazdelitelnye-membrany/> (accessed: 01.03.2022).
12. 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.

13. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
14. ГОСТ 17.1.3.06–82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод
15. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;
16. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;
17. ГОСТ 1510-84 «Нефть и нефтепродукты маркировка, упаковка, транспортирование и хранение» - М: Стандартинформ, 2010. – 34 с.
18. СНиП 2.11.03-93 «Склады нефти и нефтепродуктов
19. Трубопроводный транспорт нефти. Том 2 Бакшина С.А., Вайншток С.М., Васильев Г.Г., Гольянов А.И., Гумеров А.Г., Душин В.А., Иванцова С.Г., Калинин В.В., Коробков Г.Е., Лисин Ю.В., Лурье М.В., Мазлова Е.А., Новоселов В.В., Писаревский В.М., Прохоров А.Д., Радченко Е.Я., Роев Г.А., Сощенко А.Е., Шаммазов А.М. 2004 г. - 621 с
21. Особенности организации движения нефтеналивного флота . [Электронный ресурс]. URL: <https://helpiks.org/7-3127.html> (дата обращения 01.06.2023). – Текст: электронный.
22. Железнодорожный транспорт: Энциклопедия / Гл. ред. Н. С. Конарев. — М.: Большая российская энциклопедия, 1994. – 496 с. [Электронный ресурс].URL: [https://www.studmed.ru/konarev-ns-red-zheleznodorozhnyu-transport-enciklopediya\\_37b637480a4.html](https://www.studmed.ru/konarev-ns-red-zheleznodorozhnyu-transport-enciklopediya_37b637480a4.html). (дата обращения 01.06.2023). – Текст: электронный.
23. Железнодорожная сливо-наливная эстакада [Электронный ресурс]. URL: <http://energo-arsenal.spb.ru/2008-10-21-05-15-51/114-estakady2.html> (дата обращения 01.06.2023). – Текст: электронный.
24. Сливо – наливные операции: информационный сайт. [Электронный ресурс].URL: <https://poznayka.org/s76933t1.html> (дата обращения 01.06.2022). – Текст: электронный.
25. 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.

26. А. А. Коршак, Г. Е. Коробков, Е. М. Муфтахов. Нефтебазы и АЗС: Учебное пособие –Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2006. – 416 с.
27. Александров А.А., Воробьев В.А. Исследование процессов улавливания легких фракций углеводородов // Транспорт и хранение нефтепродуктов. - 2004.-№ 11.-С.3-4.
28. Методические рекомендации по определению технологических потерь нефти и нефтепродуктов при транспортировке магистральным трубопроводным транспортом. – Утв. 20.08.2012 г
29. 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.
30. Клапаны дыхательные: использование, принцип работы и частота проверки [Электронный ресурс].URL: <https://ntcops.ru/blog/klapanu-dykhatelnye-ispolzovanie-printsip-raboty-i-chastota-proverki/> (дата обращения 01.06.2022). – Текст: электронный.
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. Новоселов В.П., Ботыгин, И. Г. Блинов. Методика расчета потерь от испарения нефти и нефтепродуктов из наземных резервуаров: Учебное пособие/ В. Ф.– Уфа: Изд-во УНИ, 1987. – 73 с
33. Тугунов П. И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов/ П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов, А.А. Коршак – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – 658с.
34. 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.
35. Varnakov D.V., Varnakov V.V., Platonov A.V., Varnakova E.A. Ustroistvo ulavlivaniya parov nefteproduktov na AZS s razdeleniem parovozdushnoi smesi na membranakh [The Device of Petroleum Products at Filling Stations with Split Air-Steam Mixture on the Membranes]. Patent RF, No. 157866, 2015
36. 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 19.05.2022). – Текст: электронный.

37. 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 19.05.2022). – Текст: электронный.
38. 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 19.05.2022). – Текст: электронный.
39. 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 19.05.2022). – Текст: электронный.
40. 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 18.05.2022).
41. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности: дата введения 2015-11-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения 19.05.2022г.). – Текст: электронный.
42. 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 19.05.2022). – Текст: электронный.
43. СНиП 23-05-95\*. Естественное и искусственное освещение: дата введения 1996-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/871001026> (дата обращения 19.05.2022). – Текст: электронный.
44. 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 19.05.2022). – Текст: электронный.
45. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2016г.).
46. 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/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_5295/) (дата обращения 11.05.2022).
47. 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/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34823/) (дата обращения 11.05.2022).

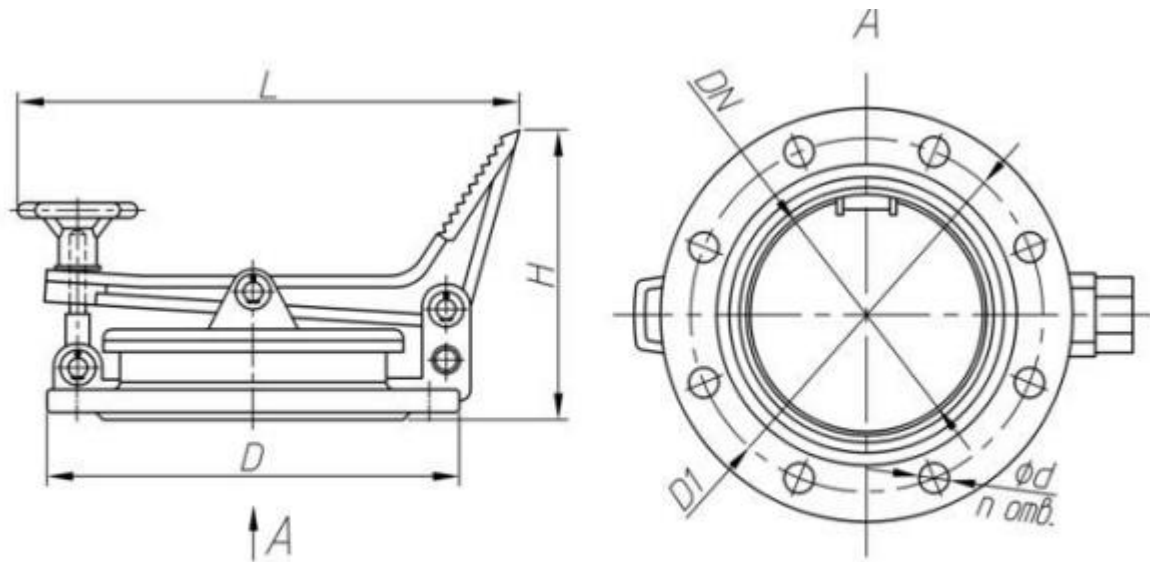
					<i>Список использованной литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		87

49. Александров А.А., Воробьев В.А. Исследование процессов улавливания легких фракций углеводородов // Транспорт и хранение нефтепродуктов.- 2004.-№ 11.-С.3-4
50. Сальников А.А. Потери нефти и нефтепродуктов при хранении. / Учебное издание. — Ухта : УГТУ, 2012. — 56-78 с.
51. Шадрина Е. И., Урюпина О. А., Нор П. Е..Экономическая и экологическая эффективность применения средств сокращения потерь углеводородов //Актуальные направления научных исследований XXI века: Теория и практика. – 2015. – с. 204-209.
52. РД 39-01/06-0001-89. Методические рекомендации по комплексной оценке эффективности мероприятий научно-технического прогресса в нефтяной промышленности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2016г.).
53. Бизнес-план на строительство нефтебазы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://oroalbero.ru/biznes-plan-na-stroitelstvo-neftebazy/> (дата обращения 1.05.2023г.).
54. Курсовая работа: Проектирование резервуарного парка. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://vmasshtabe.ru/promzona/neft\\_gaz/kursovaya-rabota-proektirovanie-rezervuarnogo-parka.html](https://vmasshtabe.ru/promzona/neft_gaz/kursovaya-rabota-proektirovanie-rezervuarnogo-parka.html) (дата обращения 1.05.2023г.).

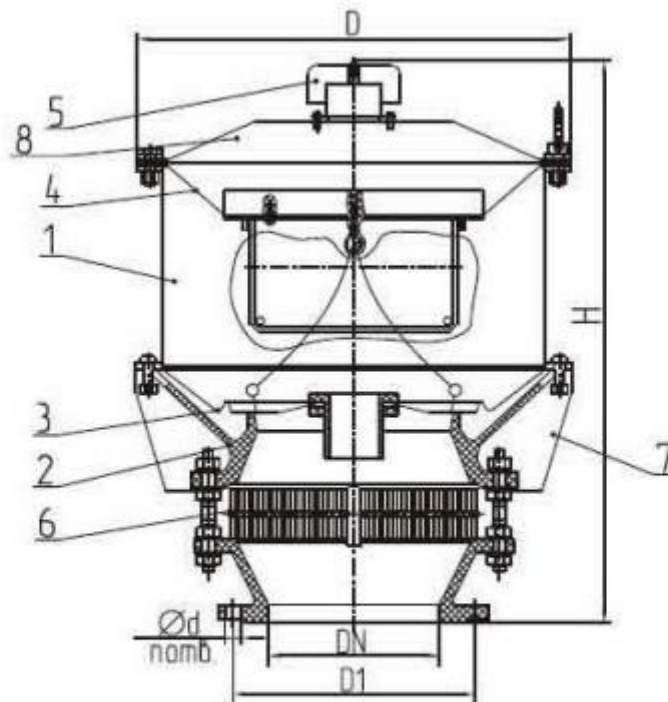
					<i>Список использованной литературы</i>	<i>Лист</i>
						88
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		



Приложение А



Люк замерный

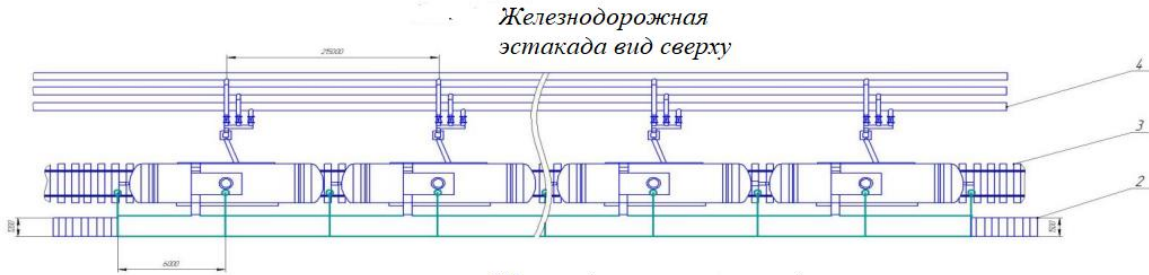
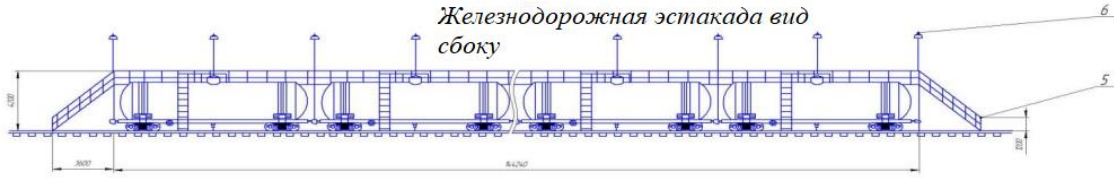


Клапан дыхательный типа НКДМ: 1 – корпус клапана, 2 – корпус нижний в сборе, 3 – мембрана нижняя в сборе, 4 – диафрагма верхняя, 5- грибок, 6- огнепреграждающий элемент, 7- кожух, 8- крышка

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат

# Приложение Б

## Общая схема железнодорожной эстакады



- 1. Эстакада
- 2. Подъемная платформа
- 3. Конструктивный элемент
- 4. Служебный кран
- 5. Бортик
- 6. Декоративный фонарь
- 7. Министративчик

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат