

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 ООП Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов
 Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
<i>«Организационно-техническое обеспечение процесса улавливания паров нефти на производственных объектах её транспорта и хранения»</i>

УДК 622.692.55

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ12	Мусин Альберт Ринатович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Антропова Н.А.	К.Г.-м.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

Консультант-лингвист

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК(У)-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК(У)-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК(У)-5	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК(У)-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способность разрабатывать методическое обеспечение для первичной периодической подготовки и аттестации специалистов в области трубопроводного транспорта углеводородов
ПК(У)-2	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в трубопроводном транспорте нефти и газа
ПК(У)-3	Способность оценивать экономическую эффективность инновационных решений в области трубопроводного транспорта углеводородов
ПК(У)-4	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли
ПК(У)-5	Способность участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности

ПК(У)-6	Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
ПК(У)-7	Способность применять современные программные комплексы для проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности



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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
ООП Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР

(Подпись) (Дата) Шадрина А.В.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ12	Мусин Альберт Ринатович

Тема работы:

<i>Организационно-техническое обеспечение процесса улавливания паров нефти на производственных объектах её транспорта и хранения</i>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	06.02.2023 г. №37-60/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	09.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования являются: резервуарные парки, железнодорожные эстакады, нефтеналивные порты и технические средства, используемые на этих объектах для улавливания паров нефти и нефтепродуктов.</p> <p>Технические данные для расчета выбросов загрязняющих веществ при наливе маршрутов на железнодорожной эстакаде.</p>
---	--

<p>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Провести анализ нормативно-технической документации и литературных источников по теме работы; 2. Анализ существующих методов сокращения потерь углеводородов от испарения на производственных объектах её транспорта и хранения; 3. Рассчитать выбросы паров нефтепродукта при наливе в железнодорожные цистерны 4. Произвести оценку целесообразности использования системы улавливания легких фракций на объекте компании АО «АНПЗ ВНК». <p>Дополнительные разделы:</p> <ul style="list-style-type: none"> • «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»; • «Социальная ответственность».
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Рисунки, таблицы и графики.</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Профессор, д.э.н., Шарф Ирина Валерьевна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Доцент, к.т.н., Сечин Андрей Александрович</p>
<p>Organizational and technical support for oil vapor recovery at production, transportation and storage facilities</p>	<p>Доцент, к.ф.н., Айкина Татьяна Юрьевна</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</p>	
<p>Organizational and technical support for oil vapor recovery at production, transportation and storage facilities</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>06.02.2023</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

<p>Должность</p>	<p>ФИО</p>	<p>Ученая степень, звание</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>Доцент ОНД</p>	<p>Антропова Наталья Алексеевна</p>	<p>к.Г.-М.Н., доцент</p>		

Задание принял к исполнению обучающийся:

<p>Группа</p>	<p>ФИО</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>2БМ12</p>	<p>Мусин Альберт Ринатович</p>		

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ12	Мусин Альберт Ринатович

Тема работы:

<i>Организационно-техническое обеспечение процесса улавливания паров нефти на производственных объектах её транспорта и хранения</i>
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	09.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.03.2023	Методы рекуперации и сокращения потерь нефти и нефтепродуктов	10
24.03.2023	Система технологических решений по улавливания паров нефтепродуктов на производственных объектах	20
03.04.2023	Расчеты и аналитика	10
25.04.2023	Выбор технологического решения по сокращению нефтепродуктов	20
11.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
18.05.2023	Социальная ответственность	15
05.06.2023	Оформление работы	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Антропова Н.А.	к.г.-м.н., доцент		

Консультант (при наличии)

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ12	Мусин Альберт Ринатович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 139 страниц, 24 рисунков, 22 таблицы, 59 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: улавливание паров углеводородов, нефтяные пары, абсорбция, конденсация, регенерация, испарения нефти и нефтепродуктов, установка, объекты.

Объектом исследования являются технические средства для улавливания паров нефти и их применение

Цель работы – выбор технического решения для обеспечения процесса сокращения потерь нефти от испарения на производственных объектах её транспорта и хранения.

В процессе исследования проводился технический расчёт для определения величины потерь от испарения во время сливо-наливных операций на железнодорожной эстакаде и финансовый расчёт об экономической эффективности внедрения установки УРУ.

В результате исследования была изучена технология рекуперации для различных условий, а также принцип действия самой УРУ.

Область применения: любые резервуарные парки, хранилища, склады и т. д., предназначенные для хранения нефти и нефтепродуктов.

Экономическая эффективность/значимость работы: сокращение потерь от испарений нефтепродуктов приведёт к увеличению доходов от продажи нефти или нефтепродуктов, повысит пожарную безопасность на объектах хранения нефти и нефтепродуктов, а также улучшит состояние атмосферы на объектах хранения нефти и нефтепродуктов с экологической точки зрения.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					Организационно-техническое обеспечение процесса улавливания паров нефти на производственных объектах её транспорта и хранения		
Разраб.		Мусин А. Р.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н. А.				8	140
Рук. ООП		Шадрина А. В.			Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12		

Содержание

Сокращения, термины и определения.....	11
Введение	13
1 Методы рекуперации и сокращения потерь нефти и нефтепродуктов	16
1.1 Классификация методов рекуперации	16
1.1.1 Адсорбционный процесс.....	17
1.1.2 Абсорбционные методы.....	18
1.1.3 Компрессионные аппараты	28
1.1.4. Мембранные рекуперационные технологии	29
1.1.5 Конденсационные установки.....	30
1.1.6 Комбинированные способы	31
1.2 Виды и источники потерь нефти и нефтепродуктов на различных объектах.....	32
1.2.1 Потери на нефтебазах.....	32
1.2.2 Потери при наливке танкеров на морских нефтеналивных терминалах.....	52
1.2.3 Потери на железнодорожных наливных эстакадах	54
2 Система технологических решений по улавливания паров нефтепродуктов на производственных объектах	56
2.1 Резервуары	56
2.2 Морские нефтеналивные терминалы	67
2.3 Железнодорожные наливные эстакады.....	70
2.4 Устройства регенерации углеводородов.....	73
3 Расчеты и аналитика	75
3.1 Расчет выбросов загрязняющих веществ при наливке маршрута 4-осевых цистерн.....	77
3.2 Расчет выбросов загрязняющих веществ при наливке маршрута из 8-ми осевой цистерны.....	78
4 Выбор технологического решения по сокращению нефтепродуктов	80
4.1 Назначение, техническая характеристика установки регенерации углеводородов УРУ от АО «АНПЗ ВНК»	81
4.2 Описание технологического процесса УРУ.....	83

					Организационно-техническое обеспечение процесса улавливания паров нефти на производственных объектах её транспорта и хранения			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Мусин А. Р.</i>			Определения, сокращения, нормативные ссылки	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова Н. А.</i>					9	140
<i>Рук. ООП</i>		<i>Шадрина А. В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12		

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ...	90
6 Социальная ответственность	98
Заключение	115
Список использованных источников	117
Приложение I.....	124

					Содержание	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		10

Сокращения, термины и определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Естественная убыль нефти или нефтепродукта: Потери нефти или нефтепродукта, связанные с уменьшением массы при сохранении качества в пределах требований нормативных документов.

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

Резервуар вертикальный стальной: Наземное объёмное строительное сооружение, предназначенное для приёма, хранения, подготовки, учёта (количественного и качественного) и выдачи жидких продуктов.

Рекуперация: Возврат части ресурсов или энергии из технологического процесса для повторного применения в том же технологическом процессе.

В настоящей работе применены следующие сокращения:

АО «АНПЗ ВНК» – Акционерное общество «Ачинский нефтеперерабатывающий завод восточной нефтяной компании».

АЗС – автозаправочная станция.

ГП – газовое пространство.

ГУС – газоуравнительная система.

ЛФУ – легкие фракции углеводородов.

НДТ – наилучшие доступные технологии.

НПС – нефтеперекачивающая станция.

НТК – низкотемпературная конденсация.

НТР – низкотемпературная ректификация.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Организационно-техническое обеспечение процесса улавливания паров нефти на производственных объектах её транспорта и хранения		
Разраб.		Мусин А. Р.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н. А.				11	140
Рук. ООП		Шадрина А. В.			Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12		

ПВС – паровоздушная смесь.

ПДК – предельно-допустимая концентрация.

РВС – резервуар вертикальный стальной.

ТМП – технологические минимальные параметры.

УРУ – установка регенерации углеводородов.

					Сокращения, термины и определения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

Введение

В настоящее время сохранение нефтепродуктов – одно из важных направлений ресурсосбережения. В условиях ограниченных запасов нефти, добыча которой требует значительных силовых и финансовых затрат, приоритетным становится бережное отношение к добытому и переработанному товарному продукту. В современном мире, где ежедневно расходуется огромное количество нефтепродуктов, потери могут оказать существенное влияние на экономику и экологию. Поэтому необходимо научиться минимизировать потери, разрабатывая новые технологии и методы переработки, а также совершенствуя системы транспортировки и хранения нефтепродуктов. Кроме того, важно обучать работников нефтеперерабатывающих предприятий методам эффективного управления потерями, а также контролировать выполнение всех мероприятий по их уменьшению. Таким образом, сохранение нефтепродуктов является одним из основных приоритетов в современной нефтяной индустрии и позволяет обеспечить экономическую и экологическую устойчивость.

Борьба с потерями нефтепродуктов является важным способом экономии топливно-энергетических ресурсов, которые существенно влияют на развитие экономики. До 30% экономии топливно-энергетических ресурсов можно получить благодаря этой мере. Главным видом потерь нефти и бензина являются их испарения из резервуаров и емкостей, которые в настоящее время невозможно полностью исключить в транспорте и хранении углеводородов. Такие потери наносят экономический ущерб владельцам АЗС и экологический ущерб в окружающей среде, приводя к загрязнению воздуха.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Введение		
					Лит.	Лист	Листов
						13	140
					Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12		

Ежедневные потери нефти и нефтепродуктов вследствие их естественного испарения приносят огромные убытки компаниям нефтегазового сектора. Особенно заметно, когда этот процесс отражается на сливо-наливных операциях (опорожнения) резервуаров, танкеров, цистерн и т.д. Общие потери нефтепродуктов распределяются следующим образом: при хранении – 35,2%; при железнодорожной и автомобильных перевозках – 33,2%; на нефтеналивных портах – 29,4%.

В наше время одним из самых актуальных вопросов является решение проблемы испарения нефти и нефтепродуктов, так как их использование имеет значительные масштабы. Не только финансовый ущерб, но также значительный вред для окружающей среды наносят издержки, подобные тем, которые происходят в России в связи с испарением бензина на нефтебазах и автозаправочных станциях. Эксперты оценивают, что ежегодно эти издержки дают более 100 тысяч тонн и 140 тысяч тонн соответственно [1]. Однако это не единственная проблема: такие издержки также имеют весьма негативное воздействие на экологию, поскольку согласно европейским стандартам, плотность испарений нефтепродуктов на местах их хранения и перевалки не должна превышать уровень 10-35 г/м³ [2].

Объектом исследования является установка регенерации углеводородов УРУ компании АО «АНПЗ ВНК».

Цель работы – разработка рекомендаций по обеспечению процесса улавливания паров нефти на производственных объектах её транспорта и хранения.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Провести анализ нормативно-технической документации и литературных источников по теме работы;
2. Анализ существующих методов сокращения потерь углеводородов от испарения на производственных объектах её транспорта и хранения;

										Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							14

3. Рассчитать выбросы паров нефтепродукта при наливке в железнодорожные цистерны;

4. Произвести оценку целесообразности использования системы улавливания легких фракций на объекте компании АО «АНПЗ ВНК».

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

1 Методы рекуперации и сокращения потерь нефти и нефтепродуктов

Повышение эффективности и экономической выгоды производства нефтепродуктов включает в себя сокращение потерь при их переработке и транспортировке. Рекуперация – метод, направленный на восстановление и использование нефти и нефтепродуктов, которые казались уже утерянными, и может привести к серьезной экономии для компании. Это важный и перспективный инструмент для повышения эффективности использования нефтепродуктов и снижения их воздействия на окружающую среду.

1.1 Классификация методов рекуперации

Ловля паров нефтепродуктов является важным заданием в нефтяной индустрии, но простое сжигание паров недопустимо из-за его негативного воздействия на окружающую среду. Рекуперация паров различается по типам и способам обработки и восстановления, таким как адсорбционные, абсорбционные, компрессионные, мембранные, конденсационные и комбинированные. Каждый метод имеет свои преимущества и недостатки, которые необходимо учитывать при выборе оптимального решения.

					Организационно-техническое обеспечение процесса улавливания паров нефти на производственных объектах её транспорта и хранения			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Мусин А. Р.</i>				Методы рекуперации и сокращения потерь нефти и нефтепродуктов	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Антропова Н. А.</i>						16	140
<i>Рук. ООП</i>	<i>Шадрина А. В.</i>					Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12		

1.1.1 Адсорбционный процесс

Адсорбция означает захват молекул из газообразной среды, раствора или твердого тела путем образования поверхностного слоя жидкости. Этот процесс отличается от абсорбции, которая происходит в объеме вещества, и оба этих процесса пересекаются в термине «сорбция». Адсорбцию вызывают особые свойства поверхностного слоя вещества (рисунок 1).



Рисунок 1 – Виды адсорбентов (слева направо) – цеолит, активированный уголь, бурый железняк

Адсорбированные молекулы на поверхности адсорбента постоянно колеблются и перемещаются, приближаясь к поверхности или удаляясь от нее. Повышение температуры усиливает колебания молекул и уменьшает время адсорбции, что приводит к десорбции молекул. Поэтому при повышении температуры количество адсорбированных молекул на поверхности уменьшается и достигает равновесия.

При увеличении количества адсорбата в объеме увеличивается вероятность, что его молекулы попадут на поверхность адсорбента, что в свою очередь приводит к более быстрой и эффективной адсорбции. Изотермы адсорбции отображаются графически и показывают, как изменение давления или концентрации адсорбата на постоянной температуре влияет на количество адсорбированных молекул. Активированный уголь прекрасно подходит для

улавливания паров, содержащих масла, и обладает высокой эффективностью в очистке. Однако этот метод имеет несколько негативных аспектов, таких как высокие затраты на оборудование, сложность автоматизации, требование постоянной регенерации адсорбента, необходимость его периодической замены и утилизации, возможный пожар и опасность взрыва, а также большие размеры оборудования.

1.1.2 Абсорбционные методы

На данный момент на производстве методы поглощения и абсорбции газовых молекул жидкостью применяются часто, они способствуют извлечь необходимые компоненты из смесей паров и газов. Ранее этот процесс назывался абсорбцией, но на данный момент он называется экстракцией.

В процессе абсорбции вещество полностью поглощается впитывающим компонентом. Скорость этого процесса зависит от разницы концентраций вещества в газовой фазе и над поверхностью вещества. Если в газовой фазе концентрация вещества ниже, чем над жидкостью, то оно может испариться из раствора. Абсорбция может происходить с образованием химических соединений между веществом и поглотителем. Повышение давления и снижение температуры приводят к увеличению эффективности поглощения.

В промышленной сфере для проведения процесса абсорбции чаще всего применяются вертикальные колонные аппараты – абсорберы, обладающие развитой поверхностью контакта между газом и жидкостью. Для формирования поверхности контакта используются насадочные аппараты с твердыми телами или тарельчатые аппараты с перегородками. Основная цель абсорбционных установок – создание максимально эффективного контакта между абсорбентом и абсорбатом, и его поддержание на стабильном уровне. Для определения типов абсорберов используется классификация методов, использующихся для создания поверхности контакта между фазами, как показано на рисунке 2.

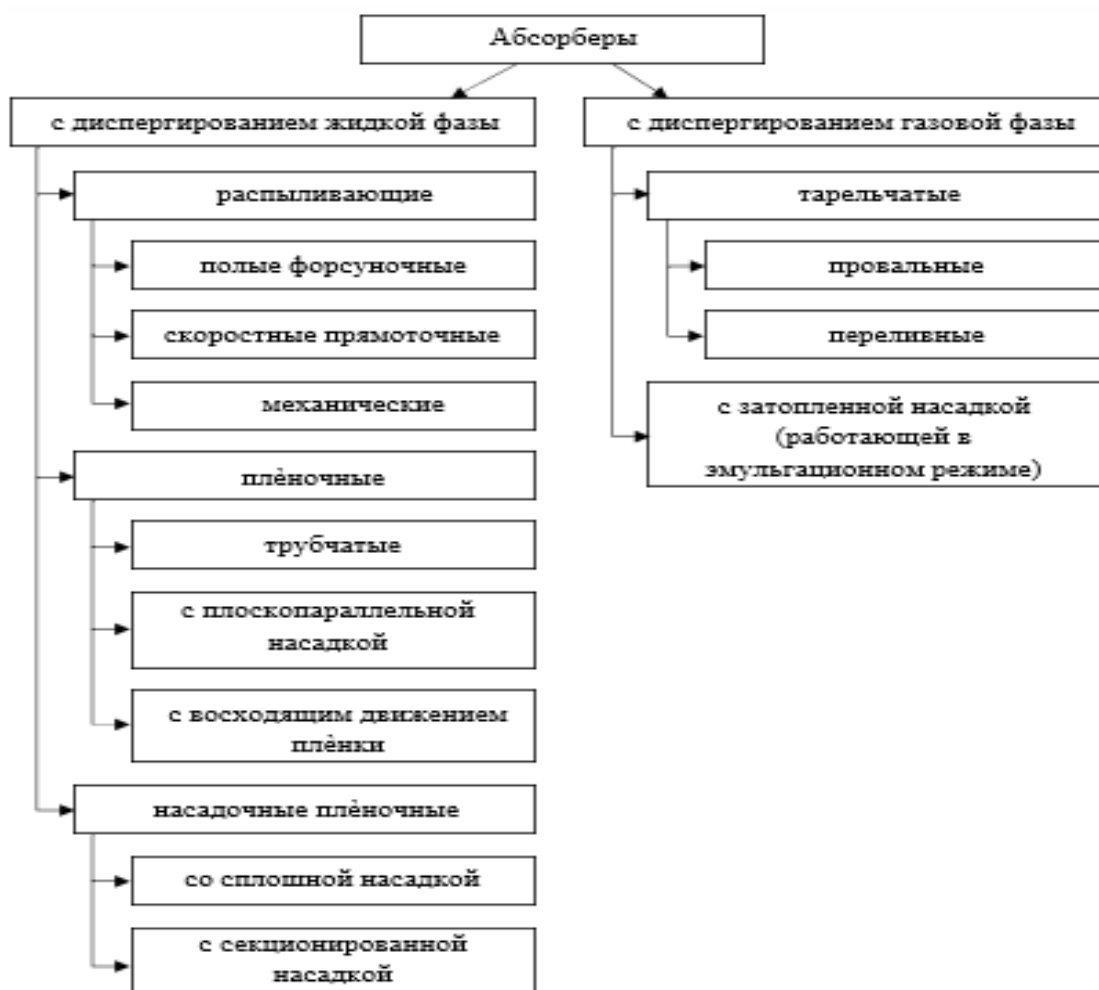


Рисунок 2 – Основные типы абсорберов [3]

Химическая абсорбция имеет широкое применение в различных областях, таких как производство кислотных продуктов, извлечение ценных компонентов из газовых фракций, очистка газов от нежелательных веществ, сушка газов и очистка газовых выбросов. Этот процесс необходим для производства различных кислот, выделения различных газов, очистки газов от вредных примесей и уменьшения выбросов в окружающую среду. Рассмотрим подробнее конструкцию некоторых типов абсорберов.

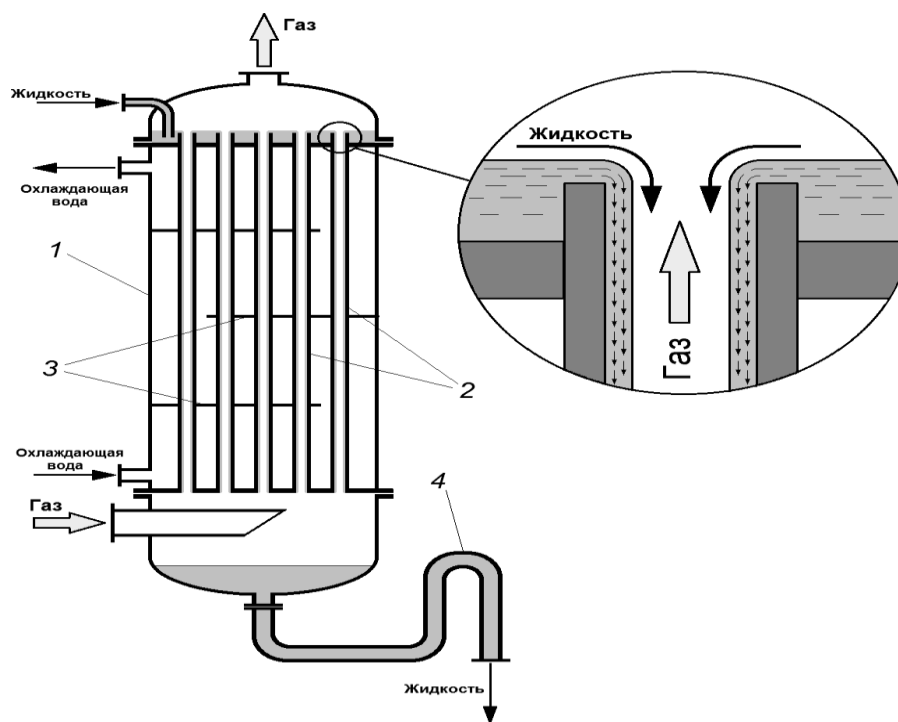
Трубчатый пленочный абсорбер

Пленочные абсорберы основываются на контакте жидкой поверхности с газом, движущимся в противоположном направлении. Такие абсорберы могут иметь различные конструкции, включая трубчатые, с плоскопараллельной насадкой или с перемещением жидкостной плёнки вверх. Однако, трубчатые

абсорберы считаются наиболее эффективными и подходящими для использования на рынке. Они похожи на кожухотрубчатые теплообменники (рисунок 3).

Абсорбент сначала распределяется на верхней трубной решетке, а затем самотеком образует тонкую пленку на внутренней поверхности труб, которая и служит поверхностью контакта фаз. Газ перемещается по трубам вверх, в то время как жидкость течет вниз. В случае отправки протекающих процессов абсорбции, межтрубное пространство абсорбера может быть охлаждено с помощью воды.

В сравнении с насадочными и тарельчатыми абсорберами, пленочный трубчатый абсорбер привлекателен наличием низкого уровня гидравлического сопротивления, что обеспечивает движение жидкости с большей свободой и эффективностью. Дополнительно, данный тип абсорбера имеет способность генерировать значительно большую движущую силу, благодаря основной концепции потоков, аналогичных идеальному вытеснению. Одна из важных характеристик пленочного трубчатого абсорбера – возможность извлечения теплоты и переноса её далее риверов фаз жидкости. Таким образом, принцип работы абсорбера позволяет использовать его в различных инженерных приложениях, где требуется эффективная транспортировка жидкости без потерь энергии и надежная работа системы выведения теплоты.



1 – корпус; 2 – трубки; 3 – сегментные перегородки; 4 – гидрозатвор

Рисунок 3 – Трубчатый пленочный абсорбер [4]

Недостатки мембранных трубчатых абсорберов:

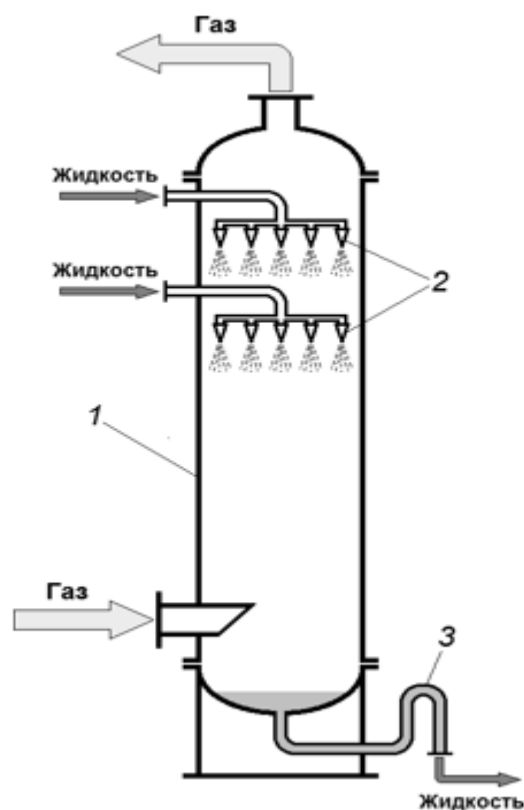
- 1) трудно равномерно распределить жидкость в виде мембраны в трубе;
- 2) малая площадь контакта затрудняет использование этого абсорбера.

Полый распыливающий абсорбер

Абсорберы, которые используют полые распыливающие устройства, направляют абсорбент из форсунок против потока газа. В результате этого абсорбент скапливается в нижней части устройства, а газ продолжает свой путь в соответствии с направлением потока. Полые распыливающие абсорберы имеют форму колонн и выглядят так, как изображено на рисунке 4.

Преимущества полых абсорберов, следующие:

- 1) они просты в установке и имеют низкую стоимость;
- 2) меньшее гидравлическое сопротивление газовой фазы по сравнению с другими типами абсорберов.



1 – корпус; 2 – форсунки; 3 – гидрозатвор

Рисунок 4 – Полный распыливающий абсорбер [5]

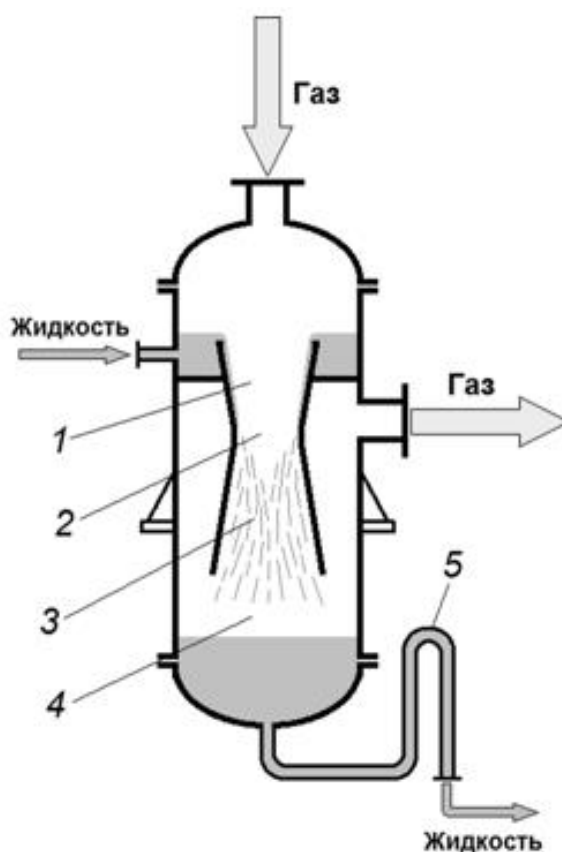
В настоящее время наблюдается использование полых аэрозольных абсорберов, которые, несмотря на свою функциональность, обладают некоторыми недостатками. Первым недостатком является громоздкость устройства, что обуславливается недостаточной площадью контакта фаз в соотношении с его объемом. Вторым недостатком является высокий расход энергии на распыление, что оказывает отрицательное влияние на экономичность аэрозольного абсорбера. Третьим недостатком является высокая скорость потока газа, что приводит к большому рассеиванию пульверизированных материалов. Наконец, четвертым недостатком является снижение движущей силы системы из-за обратного перемешивания, что, в свою очередь, негативно влияет на качество разделения фаз. Вместе с тем, полые аэрозольные абсорберы все еще остаются востребованными в инженерной сфере и используются в различных технологических процессах.

Абсорбер Вентури

Аппарат Вентури использует принцип работы трубы Вентури как основной элемент, т.е. газ проходя горловину впрыскивает жидкость, при протекании в одном направлении вместе с жидкостью. После такой процедуры образуется две контакт фазы (жидкости и газа) в горловине, а также капель этих фаз в свободном пространстве вслед диффузора как показано на рисунке 5. Абсорберы данного типа позволяют использовать высокую скорость потока. Капли абсорбента отделяются от газа в сепараторе и направляются в систему смешения.

Абсорберы типа «Вентури» обладают следующими преимуществами:

- конструкция очень проста;
- способны обрабатывать газовую среду больших объемов.



1 – конфузор; 2 – горловина; 3 – диффузор; 4 – сепаратор; 5 – гидрозатвор

Рисунок 5 – Абсорбер Вентури с плёночным орошением

Недостатки абсорберов типа «Вентури»:

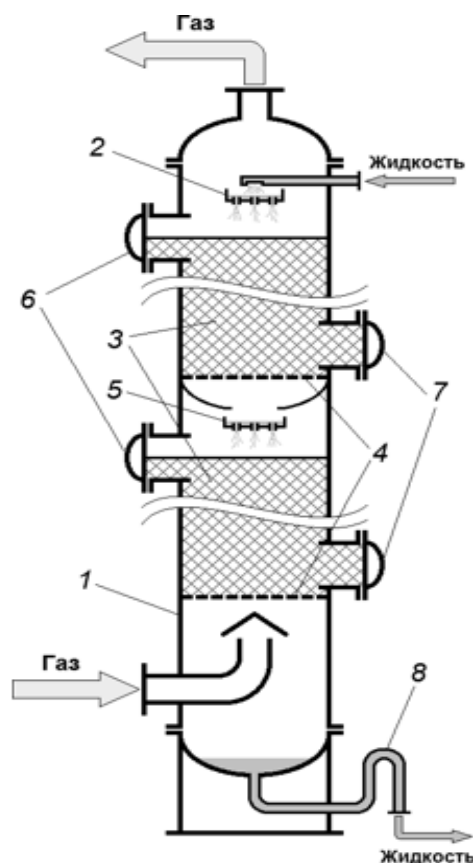
					Методы рекуперации и сокращения потерь нефти и нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

- 1) нельзя разделить две фазы прямым потоком, если они не находятся в равновесии;
- 2) площадь поверхности, где происходит контакт фаз, невелика по сравнению с объемом аппарата;
- 3) они обладают более высоким гидравлическим сопротивлением, чем другие типы абсорберов.

Насадочный пленочный абсорбер

Насадочные абсорберы являются эффективным инструментом для процесса абсорбции. Их технология схожа с пленочной технологией, но отличается твердой поверхностью, по которой происходит движение абсорбента. Специально разработанные насадки имеют сложную геометрию и обеспечивают большую площадь поверхности для контакта с газом и стекания жидкости. Конструкция корпуса может содержать несколько насадок, размещенных на различных опорах, что увеличивает общую эффективность процесса абсорбции.

Газ проникает в свободное пространство между насадками, где происходит контакт с жидкостью, которая поглощает газовые компоненты. Насадочные абсорберы отличаются высокой производительностью и быстротой процесса, что делает их популярными инструментами на рынке промышленных процессов. Однако, использование насадочных абсорберов в промышленности требует специальных знаний и определенной квалификации, чтобы гарантировать максимальную эффективность процесса абсорбции.



- 1 – корпус; 2 – распределительная тарелка; 3 – сегменты насадки; 4 – опорные решётки;
 5 – перераспределительные тарелки; 6 – люки для загрузки насадки;
 7 – люки для выгрузки насадки; 8 – гидрозатвор

Рисунок 6 – Насадочный плёночный абсорбер

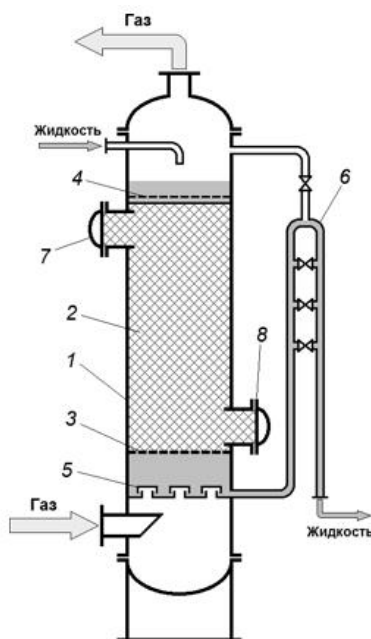
Преимущества мембранных абсорбентов заключаются в большей площади контакта фаз, малом гидравлическом сопротивлении, более высокой коррозионной стойкости, более простой конструкции и меньшем количестве требуемой конструкционной стали, а также меньшей водонепроницаемости контактных элементов и меньшем продольном смешении, что обеспечивает большую движущую силу (рисунок 6).

Однако у них выявлены недостатки использования массообменных аппаратов для проведения процессов абсорбции. В частности, было определено, что меньшая поверхность контакта фаз является недостатком, который может привести к необходимости увеличения размеров оборудования.

Также отмечается плохое смачивание насадочной пленки в процессе обработки жидких фаз в небольших объемах, что может снизить эффективность процесса. Другой недостаток заключается в сложности отвода тепла из-за экзотермического эффекта абсорбции. Для улучшения производительности процесса абсорбции необходимо учитывать и преодолевать данные недостатки.

Эмульгационный абсорбер с затопленной насадкой

Оксидированное сопло показывает фазовый переход с многочисленными газами и небольшой жидкой пленкой. Сейчас сопло имеет жидкость, появляющуюся в виде пузырьков с газами. Поверхность контакта заметно больше, формируя пену и эмульсионный режим. Эмульсирование достигается после тщательной подачи газа в сопло. Режим эмульгирования обеспечивает наибольшую производительность насадочных колонн, но усложняет его поддержание из-за значительного гидравлического сопротивления и малого интервала изменения скоростей газа. Для поддержания этого режима используется специальная конструкция насадочных колонн, где насадка погружена в жидкость (рисунок 7).



- 1 – корпус; 2 – насадка; 3 – опорная решётка; 4 – сетка, фиксирующая насадку;
 5 – газораспределительная тарелка; 6 – гидрозатвор; 7 – лючок для загрузки насадки;
 8 – лючок для выгрузки насадки

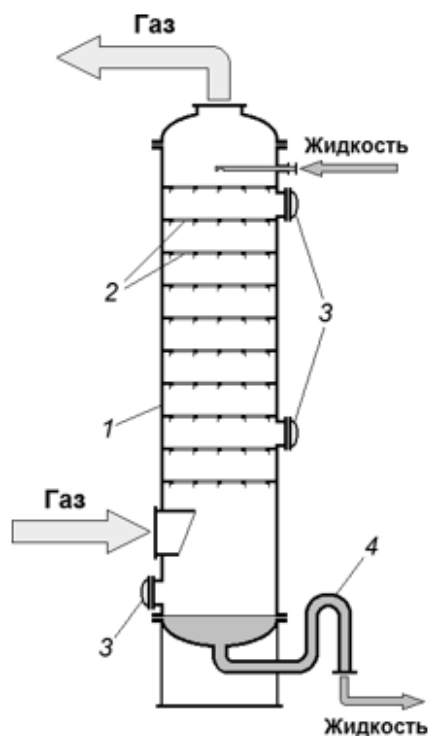
Рисунок 7 – Эмульгационный абсорбер с затопленной насадкой

					Методы рекуперации и сокращения потерь нефти и нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

Затопленные насадки для систем эмульгирования и абсорбции имеют ряд преимуществ по сравнению с другими типами систем. Они обеспечивают более эффективное перемешивание фаз благодаря более низкому продольному перемешиванию, что улучшает качество продукции за счет более эффективного смешения. Кроме того, такие системы как эмульгирование и абсорбция с затопленными насадками обладают возможностью работать с обширным диапазоном расходов фаз, что в свою очередь является более наилучшим чем системы с мембранами и тарелками. В пользу этого, они работают на минимальных расходах фаз (жидкая и газовая). А минусы, собственно, это высокое сопротивление давлению воды и наиболее сложный отвод теплоты при наибольшем эффекте сорбции тепла.

Тарельчатый абсорбер

Эксплуатация абсорберов с тарельчатыми насадками ограничена высоким гидравлическим сопротивлением и высокими затратами энергии на транспортировку газа. Однако, такая система абсорберов с провальными решетчатыми тарелками приносит хорошие результаты благодаря низкому гидравлическому сопротивлению. Они применяются для поглощения веществ. Такие абсорберы функционируют за счет прохождения газов и абсорбента сквозь ступенчатые поверхности тарелок. Это обеспечивает большую площадь контакта между фазами. На рисунке 8 представлена колонна с решетчатыми тарелками.



1 – корпус; 2 – тарелки; 3 – люки для обслуживания; 4 – гидрозатвор

Рисунок 8 – Абсорбционная колонна с решетчатыми тарелками

Такие абсорберы имеют некоторые преимущества. Один из важных плюсов – это большая площадь поверхности контакта фаз на единицу объема оборудования, что позволяет снизить расход жидкости, а также возможна установка трубчатых лотков с охлаждающей водой для отвода тепла, что является важным параметром в процессе работы. Но следует отметить, что есть ограничения диапазона расхода газов и высокое гидравлическое сопротивление, которое дает недостаток абсорберам с провальными тарелками. Эти недостатки связаны с тем, что жидкость не удерживается в лотке и вытекает через отверстия, что в свою очередь ограничивает возможность их использования при малых расходах газа.

1.1.3 Компрессионные аппараты

Процесс восстановления выполняется методом сжатия углеводородных паров, охлаждаемых до конденсации. Этот процесс можно выполнить с помощью аппарата высокого давления, используя компрессорные или

жидкостно-эжекторные установки.

Альтернативный подход к конденсации углеводородов включает использование компрессоров для увеличения давления смеси. Как результат, содержащиеся в ней углеводороды могут быть сконденсированы от 50% до 99%.

Система компрессии газа имеет некоторые преимущества, включая возможность сбора и транспортировки газа без использования абсорбентов или сорбентов. Однако, недостатки включают высокое энергопотребление, необходимость достаточно высокого давления, что может быть опасно для смесей с кислородом, дополнительные расходы на заполнение резервуара инертным газом, и требование специального устройства для регулирования поступающей паровоздушной смеси и производительности компрессора.

В случае использования второго метода, а именно струйного аппарата, рабочая жидкость сжимает паровоздушную смесь после ее эжектирования, что приводит к поглощению паров жидкостью в конечном итоге.

Плюсы компрессионных аппаратов заключаются в простоте конструкции эжектора, и очень высокая пожаробезопасность. Но есть также и минусы: Коэффициент улавливания достаточно низкий и насосная система установки требует значительно больше энергии, тем самым увеличивая расход жидкости гидравлической. Жидкостные и газовые потоки требуют особых устройств для регуляции пропускной способности, для того чтобы исключить меньшего давления на входе чем атмосферного, из-за чего может произойти «раздавления» резервуара.

1.1.4. Мембранные рекуперационные технологии

Для эксплуатации мембранных рекуперационных технологий, основной проблемой бывает подбор нужных и оптимальных мембран, для надежной работоспособности установки. Чтобы такие установки работали эффективно, следует поддерживать значительное давление пред мембраной, а также учесть возможность крайней ситуации. Большое количество энергии требуется для

					Методы рекуперации и сокращения потерь нефти и нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

поддержания необходимого давления. Важной задачей является утилизация выделяющихся углеводородов, для достижения этой цели активно применяются абсорбционные или компрессионные контуры.

Недостатки газовой установки: требуется подготовка газовой смеси, неустойчивая работа при попадании аэрозолей и частиц воды, значительные расходы на мембрану, в силу изготовления только за рубежом страны, и необходимость частой замены примененных пластин.

1.1.5 Конденсационные установки

Основной принцип этапа низкотемпературной конденсации – это охлаждение газов (природного или нефтяного) до $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ с последующей изоляцией компонентов. Данный процесс позволяет получить желаемые компоненты газовой смеси, однако для разделения газовой и жидкой фаз требуются специализированные сепараторы.

Применение метода низкотемпературной конденсации для разделения газовой смеси может быть эффективным способом получения желаемых компонентов. Однако, необходимость в специализированных сепараторах для разделения газовой и жидкой фаз является неотъемлемым условием для успешного проведения процесса. Кроме того, в процессе конденсации может возникнуть необходимость в дополнительной очистке газа, которая может быть решена с помощью колонн деметанизации и деэтанализации.

Однократная конденсация не гарантирует полностью точное отделение конкретного компонента, поэтому дополнительные процессы являются важными для достижения желаемого результата.

Все требования к продукции, конденсата, газа напрямую влияют на работоспособность системы НТК. Для борьбы с гидратами помогают ингибиторы. Показатели температуры и давлений на ступени сепарации формируются давлением в газопроводе, а также содержанием углеводородов и влаги.

Применение метода НТК можно в любые погодные условия, и такой

					Методы рекуперации и сокращения потерь нефти и нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

метод почти на 100% (97%) удаляет конденсатные осадки. Такая установка регулирует температуру точки росы, что предотвращает при транспортировке выделения углеводородов и воды.

Система НТК экономична и эффективна при перепадах давления, но неэффективна при извлечении конденсатообразующих компонентов из тощих газов, особенно углеводородов высокого ряда. При облегчении углеводородного состава газовой смеси производительность системы падает непрерывно, а также требуется капитальная реконструкция системы, когда дроссель-эффект исчерпывается.

Для улучшения работы газовой компрессорной установки используются два метода: сорбция в потоке и противоточная абсорбция. Во время низкотемпературной конденсации газа происходит охлаждение хладагентами, что позволяет осажать углеводороды, после чего полученный конденсат разделяется в сепараторе и устремляется в деэтанализатор, где происходит распределение на газовый бензин, метан и этан.

В отличие от НТК, для разделения фаз при низкотемпературной ректификации (НТР) требуется охлаждение смеси, чтобы получить стабильный конденсат. Для этого применяются такие колонны как деметанизация и деэтанализация, вместо того чтобы использовать сепараторы.

При низкотемпературной ректификации, температура ниже и возможно получение углеводородов высокой чистоты. Колонны деметанизации и деэтанализации отбирают определенные углеводороды из конденсата. В отличие от НТК, это преимущество [6].

1.1.6 Комбинированные способы

Выбор технологии рекуперации паров нефтепродуктов определяется уровнем улавливаемой мощности и принципом осмысленной приемлемости. Он основан на комбинациях методов конденсации и поглощения.

Для минимизации выбросов необходимо выбрать наиболее эффективный и экономически выгодный метод. Для подбора технологии для

					Методы рекуперации и сокращения потерь нефти и нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

снижения выбросов следует руководствоваться принципами наилучших доступных технологий (НДТ) или выбрать технологию, которая сможет обеспечивать максимальное снижение выбросов. Однако, необходимо учитывать конкретные условия каждого случая перед принятием решения. В основе выбора может лежать ряд факторов, включая дороговизну технического оборудования.

При сравнении принципов, связанных с неразрушающим контролем и технологическими минимальными параметрами, наблюдается существенное различие. Одним из главных факторов, определяющих приоритетность использования НДТ является уровень вредных выбросов. Этот параметр является рекомендованным к мониторингу в контексте экологической безопасности предприятия. В случае, если он не превышает максимально допустимых значений, то применение НДТ становится возможным. При этом, для ТМП, не так важна стоимость, как это может быть в случае других технологий. Важнее всего является степень загрязнения предприятия. В том случае, если она превышает предельные значения, использование ТМП возможно.

1.2 Виды и источники потерь нефти и нефтепродуктов на различных объектах

1.2.1 Потери на нефтебазах

Одной из ключевых характеристик, влияющей на условия транспортировки, хранения и перекачки углеводородных ЛФУ, является их испаряемость. В результате высокой степени испарения ЛФУ на АЗС каждый год теряется более 100 тысяч тонн нефтепродуктов. Испарение вызвано процессами дыхания резервуаров, которые делятся на два типа: «малое» и «большое».

«Малое дыхание», происходящее с резервуарами, является результатом изменений температуры корпуса со стороны и внутри. Наземные резервуары наиболее подвержены этому процессу. Когда окружающая среда нагревается,

					Методы рекуперации и сокращения потерь нефти и нефтепродуктов	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		32

стенки нагреваются, тепло передается внутрь, и летучие соединения начинают быстро испаряться. Давление внутри резервуара увеличивается, что вызывает открытие регулирующего клапана, который снижает избыточное давление. В темное время суток, когда температура окружающей среды падает, наоборот, давление снижается внутри и открывается впускной клапан, чтобы восполнить его.

«Большое дыхание» – это процесс, при котором воздух вытесняется из резервуара и замещается нефтепродуктом или горюче-смазочным материалом. Во время залива резервуара, пространство заполняется воздухом, который постепенно вытесняется при откачке продукта на АЗС или нефтебазе. При обратном процессе, объем вытесненного газа примерно равен объему залитой субстанции. Количество потерь нефти и нефтепродуктов, вызываемых этим процессом, зависит от климатической обстановки и количества циклов залива и откачки.

Открытие дыхательного клапана происходит при превышении давления газовой смеси в резервуаре над установленной нормой. При этом из резервуара выводится дополнительный объем воздуха. Аналогичная ситуация может возникнуть при заполнении очищенной емкости, когда она все еще не насыщена паров углеводородов. Когда резервуары заполняются, дыхательный клапан не успевает закрыться сразу, из-за этого происходит выход паров. Доля испарений легких фракций из резервуаров составляет 80,2% от «больших дыханий», 19,05% от вентиляции ГП и 0,8% от «малых дыханий» [7].

Естественные потери. Выручки от продажи нефтепродуктов снижаются из-за природных факторов, несовершенства качества продукции и неспособности технологических систем на резервуарах и складах сохранять продукты. Даже при использовании современного оборудования и специализированных объектов, потери не могут быть полностью устранены, но за счет технических и организационных усовершенствований можно значительно сократить эти издержки [8].

При испарении нефти и нефтепродуктов происходят естественные

					Методы рекуперации и сокращения потерь нефти и нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

потери, которые представляют собой смесь количественных и качественных потерь, связанных с разной скоростью испарения углеводородов в составе нефтепродукта. В процессе хранения нефтепродуктов возникают потери, которые могут достигать 1% от общего объема. Исследования показали, что наибольшую долю потерь составляет испарение. Именно поэтому этот тип убытков является наиболее значимым и требует особого внимания [9]. Важно отметить, что испарение не только приводит к убыткам объема продукта, но и влияет на его качество, так как снижает плотность и повышает долю летучих компонентов.

Эксплуатационные потери. Неверное использование оборудования на нефтескладе может приводить к эксплуатационным потерям. Эти потери могут быть вызваны различными факторами, например, сбоем в работе или неполным выводом продуктов. В зависимости от причины, потери могут включать утечки, проливы, загрязнение и обводнение нефтепродуктов. Результатом таких потерь является негативное влияние на экономическую эффективность производства [10].

Для предотвращения потерь нефти и нефтепродуктов необходимо применять определенные меры. Ключевым является правильная организация хранения на техническом уровне. Для этого необходимо обеспечить современное, качественное техническое обслуживание и своевременный ремонт резервуаров и технического оборудования резервуарных парков и складов. Кроме того, необходимо выполнение рационального планирования и операций по наливу и сливу.

Применение соответствующих технических решений и использование передовых технологий может в значительной степени повысить эффективность и эффективность хранения нефти и нефтепродуктов. Данные меры способствуют сокращению кратковременных потерь, обеспечивают безопасность и защиту окружающей среды.

Аварийные потери. Такие потери могут возникать при нарушении правил эксплуатации, техники безопасности и условий, а также стандартов.

					Методы рекуперации и сокращения потерь нефти и нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Основанием аварийных потерь не исключением является стихийное бедствие. В целях предотвращения потерь, связанных с эксплуатацией нефтебаз и НПС, необходимо проводить профилактические мероприятия, направленные на увеличение срока службы и повышение пожарной безопасности. Установка автоматизированных систем для сбора нефтепродукта является эффективным методом борьбы с потерями.

В борьбе с потерями нефти и нефтепродуктов при их хранении в резервуарных парках используются различные способы в зависимости от типа и причин потерь. При выборе способов учитываются экономические и метеорологические критерии. Среди основных методов минимизации потерь от испарения можно выделить следующие [11].

В резервуарах, содержащих газы, возникает проблема потерь в результате испарения. Однако, если уменьшить размеры газового пространства внутри резервуара, можно снизить уровень потерь. Меньшее количество газа в пространстве резервуара приводит к сокращению возможности испарения. На практике, данная теоретическая концепция находит подтверждение и применяется при проектировании резервуаров для различных газовых смесей. Таким образом, минимизация газового пространства можно рассматривать как один из способов решения проблемы испарения в резервуарах.

Применение определенного правила при строительстве резервуаров с плавающей крышей и понтонами может значительно снизить потери от испарений в процессе налива или опорожнения. В частности, при проведении не более 60 операций в год правило позволяет уменьшить потери на 75%, а при более частом использовании – на 85%. Следует отметить, что данное правило применимо при проведении не менее 12 операций в год для каждого резервуара и является экономически эффективным.

Правило перекрытия резервуаров на 95% может сократить потери от испарения на 70%, даже при наличии «малых дыханий». Однако, если условия использования резервуаров меняются, это может повлиять на эффективность

					Методы рекуперации и сокращения потерь нефти и нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

применения этого правила.

Хранение продуктов под дополнительным давлением в специальных резервуарах является вторым способом сокращения потерь от испарения.

Однако, конструирование и эксплуатация таких резервуаров сопровождаются рядом проблем, которые необходимо учитывать при их создании. Кроме того, выбор диапазона избыточного давления, основываясь на метеорологических условиях и свойствах продуктов, является весьма сложной задачей, требующей тщательных расчетов.

Третья группа, связана с сокращением амплитуды изменения температуры газового пространства (ГП).

Для того чтобы сохранить нефтепродукты, необходимо уменьшить их взаимодействие с теплом окружающей среды. Это можно сделать, используя метод прямого охлаждения водой, применяя специальную теплоизоляцию на резервуарах и окрашивая их в цвет, который наилучшим образом отражает тепловые волны и излучение.

В четвертой группе находятся пары нефтепродуктов, которые не выделяются в атмосферу.

Этот способ основывается на объединении нескольких резервуаров с помощью трубопроводной системы, чтобы один резервуар мог быть опустошен, а другой заполнен. Газовая смесь перемещается из резервуара с меньшим давлением в резервуар с более высоким давлением через трубопроводы при наливке или опорожнении. Успешное координационное взаимодействие с каждым резервуаром может обеспечить высокую степень сохранения испаряющегося нефтепродукта.

Организационно-технические мероприятия являются пятой группой мер, которые помогают снизить потери нефтепродуктов. Плановая эксплуатация резервуаров – это один из эффективных способов достижения этой цели.

При хранении нефти и нефтепродуктов в резервуарах возникает проблема потерь от испарения, которые могут быть снижены различными

					Методы рекуперации и сокращения потерь нефти и нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

способами. Более детально рассмотрим каждый из этих способов.

Техническое решение по защите резервуаров - температурная защита, которая уменьшает теплообмен с окружающей средой и защищает хранимые нефтепродукты [12].

Различные методы, включая теплоизоляцию, экранирование, охлаждение и теплоотражающую покраску, могут использоваться для предотвращения потерь на испарение в резервуарах. Эти методы показали свою эффективность и позволяют оценить надежность используемых приборов.

Статические горизонтальные резервуары наилучшим способом сохранения температуры считаются заглублением в почву. Существуют три типа размещения: наземный, полузаглубленный и заглубленный [13].

При размещении резервуаров возможны различные варианты расположения ёмкостей. Наземное размещение является наиболее простым способом, при котором ёмкость располагается на поверхности. Данный вариант обладает рядом преимуществ, так как не требует больших затрат на строительство и обслуживание, а также позволяет легко контролировать уровень заполнения ёмкости. Однако, данный метод не всегда является оптимальным, особенно в условиях неблагоприятной экологической обстановки и опасных производственных процессов.

При полузаглубленном размещении резервуар заглубляется на более чем половину его диаметра, а резервуары располагаются в котлованах. Такой способ получил широкое распространение, так как позволяет сократить необходимую для хранения площадь и обеспечивает более высокую степень безопасности, защищая содержимое от выгорания и аварийных ситуаций.

Заглубленное размещение предусматривает укрытие ёмкости под слоем земли толщиной не менее 0,2 м или обсыпку той же толщины. В этом случае могут размещаться в закрытых подземных хранилищах – казематах или землянках. Данный метод обладает высокими показателями безопасности, а также позволяет более эффективно использовать дорогостоящую площадь.

					Методы рекуперации и сокращения потерь нефти и нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

Однако, данный способ требует значительных затрат на строительство, обслуживание и контроль за состоянием ёмкостей в условиях недоступности.

Исследование эффективности метода заглубления емкостей в предотвращении испарения нефтепродуктов из резервуаров говорит о том, что данная техника эффективна благодаря отсутствию значительных изменений температуры на глубине 30-40 см в течение дня, а также влиянию сезонных колебаний температуры [14]. Кроме того, заглубление емкостей не подвержено влиянию ветра на вентиляцию резервуара. Важно отметить, что используемый метод значительно снижает риск возгорания и экологических проблем, связанных с утечками нефтепродуктов. Исследования также указывают на преимущества данной техники в снижении затрат на утилизацию нефтепродуктов и повышения эффективности их использования. Кроме того, данная техника может быть использована как на новых, так и уже существующих резервуарных парках.

Каземат из кирпича или железобетонных панелей для применения резервуаров в наше время редко используют, так как цена превышает расходы на углубление в несколько раз.

Сегодня покраска резервуаров является эффективным методом защиты металлических поверхностей от нагрева. Использование светлых красок с высоким коэффициентом отражения позволяет существенно снизить количество солнечной энергии, поглощаемой поверхностью резервуаров. Для этой технологии рекомендуется применять светлые краски с коэффициентом отражения не менее 0,8. Результаты исследований, проведенных на резервуарах емкостью 5000 м³, представлены в таблице 1.

					Методы рекуперации и сокращения потерь нефти и нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

Таблица 1 – Влияние окраски резервуара на потери от испарения [15]

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

Наиболее эффективными и относительно дешевыми материалами для окраски поверхности являются мел и известь. Однако, известь и мел не обладают достаточной устойчивостью к атмосферным осадкам. Применение этих материалов вместе с растворенной в соленой воде известью или мелом, повышает их стойкость к атмосферным воздействиям. Использование портландцемента в качестве краски является аналогичным по эффективности использованию алюминиевой пудры, которая, однако, является более дорогостоящим материалом. Цинковые белила, в свою очередь, менее эффективны, чем другие формы краски, из-за низкого коэффициента отражения, свойственного этому типу материала.

С целью поддержания эффективности теплоотражающего покрытия, необходимо обновлять его периодически. Для этого необходимо проводить регулярные проверки состояния покрытия и применять соответствующие методы восстановления отражающих свойств.

Теплоотражающие покрытия необходимо время от времени обновлять, поскольку их отражающие свойства ухудшаются в процессе эксплуатации резервуара из-за загрязнения поверхности, химических изменений в составе краски, механических повреждений краски и т.д.

Некоторые покрытия на внутренней стороне резервуара имеют низкий коэффициент излучения, поэтому они стоят в одном ряду с окраской внешней поверхности.

Одним из решений, может быть, использование бензостойких антикоррозионных покрытий на крыше резервуара, таких как ЭП-755, ХС-717, ХС-720 и ФЛ-724. При использовании данных покрытий можно достичь снижения теплового потока от крыши к хранимой жидкости примерно в два раза, что позволяет существенно снизить потери от испарения на уровне 26-46% [16].

Для снижения испарительных потерь нефти и нефтепродуктов следует покрывать с внешней и внутренней сторон резервуара, исходя из предыдущих опытов, такая окраска способствует к снижению около 30-60%, чем у резервуаров без окраски.

Технологический процесс, который сегодня доступен, позволяет применять пенополиуретан в качестве теплоизоляции как на местах работы, так и в стационарных условиях, используя установки типа "Пена". Для практического применения наиболее удобным способом является двухэтапное нанесение пенополиуретана. В качестве рекомендуемой стратегии для повышения теплоизоляционных свойств стен или крыши здания, в первую очередь следует использовать мягкие пенополиуретаны низкой плотности, такие как ППУ-3 или ППУУ-17Н. Эти материалы, благодаря своей структуре, способствуют эффективному удержанию тепла внутри помещения, уменьшению счетов за отопление и повышению комфорта обитателей. В свою очередь, для создания внешнего слоя стен необходимо использовать более жесткие материалы, такие как высокоплотные пенополиуретаны ППУ-ПН-1 или ППУ-ПН-2.

Эти слои слабо изолируют, но отличаются высокой устойчивостью к влаге, нефтепродуктам и химическим веществам, а также механической прочностью и выносливостью при эксплуатации. Однако, их производство требует затрат.

Пенополиуретаны высокой плотности отличаются высокой устойчивостью к статическим и динамическим нагрузкам за счет своей химической силы. Благодаря этим свойствам, они могут быть применены без

использования дополнительных защитных оболочек. Такой материал обладает более надежной прочностью адгезии, что говорит об упрощении процесса нанесения изоляции на изогнутые поверхности, а также разной формы элементов при использовании метода напыления. После такого нанесения проблем, связанных с плотностью пенополиуретана быть не должно. Термическая покрытие из пенополиуретана показывает наиболее хороший результат (55-70%) снижения потерь нефтепродуктов. Данное снижение происходит в сравнении с резервуарами, не имеющими защиты в виде пенополиуретановой изоляции, но схожими по конструкции и вместительности. Основные физико-химические характеристики пенополиуретанов играют ключевую роль в достижении этого результата и представлены в таблице 2 [17, 18].

Таблица 2 – Свойства теплоизоляционных пенополиуретанов

Показатель	Плотность пенополиуретана, кг/м ³					
	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/ (мград)	0,3	0,8	0,11	0,12	0,148	0,155
Температура размягчения, °С	90	120	140	160	180	200

Для снижения температуры газоперекачивающего оборудования можно использовать охлаждение водой. Данное охлаждение осуществляется при помощи установки водяного экрана на крыше резервуара или орошения верхней части специальными распылителями, с использованием системы противопожарного водоснабжения. Эффективное регулирование температурных показателей в газоперекачивающем оборудовании является стратегической задачей, так как это может способствовать увеличению его работоспособности и снижению вероятности технических аварий. Одним из способов её решения является осуществление квалифицированной системы охлаждения, которая служит для улучшения качества работы оборудования и повышения его надёжности.

Чтобы предотвратить расширение зоны изменения температуры в газовом пространстве резервуара и уменьшить объем "малых дыханий", необходимо непрерывно применять охлаждение водой. Такой метод показал свою пользу, однако он должен быть постоянен.

Другим недостатком водяного охлаждения является увеличенный риск коррозии и размывания основания резервуаров. Согласно текущим строительным нормам, резервуары емкостью более 5000 м³, которые будут создаваться заново, должны быть обязательно оснащены стационарными системами водяного орошения [19].

Помимо температурной защиты, на промышленных объектах применяются различные методы для снижения потерь от испарения. Данные методы отличаются простотой в использовании и не требуют крупных инвестиций на модернизацию резервуарного парка. Однако, эти методы еще не получили широкого применения, хотя уже доказали свою эффективность в практике.

В настоящее время идет работа по сокращению потерь бензина от испарения при хранении. Для снижения испаряемости бензина на практике используются различные химические добавки, такие как поверхностно-активные вещества, спирты и другие. Эти вещества способны уменьшить

испарение бензина до 1,5-2 раз по сравнению со стандартным составом. Однако, на сегодняшний день этот метод не получил широкого распространения в производстве, поскольку он усложняет процесс синтеза бензина. Кроме того, в настоящее время мало известно об эффекте таких добавок на качество горючего и его использование в различных отраслях промышленности [20]. Регулирование испаряемости бензина с помощью химических добавок является перспективным, но требует дополнительных исследований и анализа для определения его воздействия на качество топлива и его применение в производственных процессах.

На практике использования резервуарных парков было выявлено, что помимо технических решений, эффективный подход к предотвращению испарения нефти и нефтепродуктов заключается в использовании мер организационного характера. В частности, оптимизация планирования работ на объектах, предназначенных для хранения нефтепродуктов, направлена на снижение потерь при «больших дыханиях» и «малых дыханиях». В качестве иллюстрации этих мер мы приводим таблицу 3.

Таблица 3 – Организационные мероприятия по сокращению потерь нефти и нефтепродуктов при испарении [21]

Цель мероприятия	Пути и способы осуществления	Достижимый эффект
Уменьшение потерь при «малых» дыханиях	<ul style="list-style-type: none"> • Хранение продукта в полностью залитых резервуарах; • Хранение продукта в резервуарах большей вместимости 	<ul style="list-style-type: none"> • Уменьшение объёма ГП; • Уменьшение температурных колебаний в резервуаре

Продолжение таблицы 3

Цель мероприятия	Пути и способы осуществления	Достижимый эффект
Уменьшение потерь при разгерметизации резервуаров	<ul style="list-style-type: none"> • Проведение работ по вскрытию люков резервуаров в холодное время суток при минимальной температуре продукта 	<ul style="list-style-type: none"> • Уменьшение концентрации паров в ГП
Уменьшение потерь при «больших» дыханиях	<ul style="list-style-type: none"> • Сокращение числа внутри складских перекачек; • При выдаче продукта осуществлять полную его выкачку из резервуара с максимальной скоростью; • При приёме продукта заполнять резервуар сразу после опорожнения с максимальной скоростью; • Прием продукта в летнее время производить при минимальной температуре окружающего воздуха; • Выдачу продукта осуществлять при максимальной температуре окружающего воздуха 	<ul style="list-style-type: none"> • Уменьшение числа больших дыханий; • Обеспечение наименьшей концентрации паров в опорожненном резервуаре; • Обеспечение наименьшей концентрации паров вытесняемой паровоздушной смеси; • Частичная конденсация паров в резервуаре; • Уменьшение объёма большого дыхания из-за высокой концентрации паров в ГП

Сокращение перемещения нефти и нефтепродуктов внутри склада способно привести к снижению их потерь на 10,5%. Согласно проведенному сравнению, заполненные резервуары на 90% и на 40% значительно отличаются по потерям от испарения – первые имеют в 12-13 раз меньшие потери, особенно это относится к средним и южным климатическим зонам [22].

В связи с этим, необходимо учитывать возможность сокращения перемещения нефтепродуктов и контролировать заполненность резервуаров для снижения потерь от испарения в зависимости от климатических условий.

Хранение нефти и нефтепродуктов в одном большом резервуаре уменьшает потери от испарений в несколько раз по сравнению с использованием нескольких маленьких резервуаров. Экспериментальные данные показывают, что использование одного большого резервуара для хранения нефтепродуктов вместо нескольких меньших существенно уменьшает потери от испарений. При этом резервуары различного объема также оказывают влияние на снижение потерь, причем уменьшение зависит от их конкретной вместимости. Важным методом предотвращения утечек является контроль герметичности резервуаров и дыхательной арматуры. Однако определяются эффективность различных методов, их экономическая выгода и массовые показатели. Использование современных резервуаров с усовершенствованной конструкцией помогает значительно сократить потери нефтепродуктов. Регулярная проверка герметичности является дополнительным инструментом, который необходимо использовать для минимизации утечек.

Хранение нефтепродуктов в резервуарах с избыточным давлением – самый эффективный способ защиты от их испарения. Испарение нефтепродукта происходит при температуре и давлении, которые ниже точки кипения. Если нефтепродукт находится в закрытом сосуде, он будет испаряться до тех пор, пока давление внутри сосуда не достигнет точки насыщения. Скорость испарения зависит от коэффициента диффузии, температуры кипения и давления насыщенных паров углеводородных смесей, которые являются частью нефтепродукта. Испарение – это процесс перехода нефтепродукта из жидкого состояния в состояние пара под воздействием тепла. Роль давления насыщенных паров в этом процессе важна, и поэтому необходимо изучать зависимость между давлением насыщенных паров и другими параметрами нефтепродукта, такими как его фракционный состав и

					Методы рекуперации и сокращения потерь нефти и нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

температура. Именно эти факторы оказывают наибольшее влияние на скорость испарения. Важным моментом является понимание того, как эти факторы взаимодействуют между собой для определения процесса испарения нефтепродукта. Сохранение нефтепродуктов при избыточном давлении, превышающем давление насыщенных паров, приводит к полной остановке их испарения. В области нефтегазовой промышленности не используются традиционные вертикальные резервуары для хранения таких продуктов, поскольку они не выдерживают высоких давлений (0,2-1,6 кПа) [23]. Вместо этого используются специальные конструкции резервуаров с высокой прочностью и специальной арматурой, чтобы обеспечить безопасность при хранении нефтепродуктов.

Существует множество конструкций резервуаров, которые могут выдерживать высокое внутреннее давление, но их использование ограничено из-за высоких затрат на их создание. Некоторые из них, например, РВС с коническими крышами, могут выдерживать до 3 кПа избыточного давления без изменения давления разряжения. РВС со сферическими крышами и крышами в виде радиальных сводов могут выдерживать давления до 29 кПа и 41 кПа соответственно. Хранение нефтепродуктов под давлением значительно уменьшает потери от испарения, например, увеличение допустимого избыточного давления в вертикальном резервуаре с 0,3 до 3,3 кПа уменьшает потери от испарения практически в десять раз.

Чтобы сохранить нефтепродукты с высоким уровнем паровой упругости, часто используют резервуары с нестандартными формами, такими как шаровидной, каплевидной и сфероидальной форм. Эти резервуары могут поддерживать избыточное давление до 70-200 кПа, что полностью устраняет потери от испарения. Однако, изготовление таких резервуаров достаточно сложно и требует больших финансовых затрат, поэтому применение их ограничено в промышленности [24].

Давление насыщенных паров нефти и нефтепродуктов зависит от соотношения жидкой и газовой фаз, так как они являются

					Методы рекуперации и сокращения потерь нефти и нефтепродуктов	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		46

многокомпонентными жидкостями. При испарении наиболее легких фракций с высоким давлением насыщенных паров выделяются в первую очередь, что приводит к повышению давления насыщенных паров на 10-20% по сравнению с ожидаемым значением по закону аддитивности [25].

При испарении происходит сохранение состава жидкой фазы, а равновесие между паром и жидкостью достигается еще до начала испарения путем балансировки состава жидкости.

Если объем газовой фазы превосходит объем жидкой ($V_{ж}/V_{г}$), то при насыщении паров значительная часть легкоиспаряющихся компонентов нефтепродукта уходит в пар [26]. Это приводит к изменению состава жидкой фазы, которая находится в равновесии с паром. Следовательно, давление насыщенных паров будет ниже, чем давление, рассчитанное для больших объемов пропорций жидкости и газа ($V_{ж}/V_{г}$).

Для сокращения потерь от испарения нефтепродуктов можно уменьшить газовое пространство резервуара или использовать резервуары с плавающими понтонами и крышами, дышащими, баллонными или мембранными крышами.

Расчеты показывают, что использование этих типов резервуаров может уменьшить потери на 61-95% для РВС объемом до 20000 м³, если соблюдаются требования ГОСТ 1510-76 «Нефть и нефтепродукты. Упаковка, маркировка, перевозка и хранение» [26]. Поэтому, чтобы сократить потери, все РВС для хранения нефтепродуктов величиной от 3000 до 20000 м³ должны быть оборудованы плавающими понтонами или крышами в соответствии с ГОСТ 1510-76, если давление насыщенных паров нефтепродукта составляет от 27 до 66 кПа [27]. Несмотря на проблемы, связанные с эксплуатацией резервуаров с плавающими понтонами и крышами, их применение позволяет значительно снизить потери нефтепродуктов от испарения.

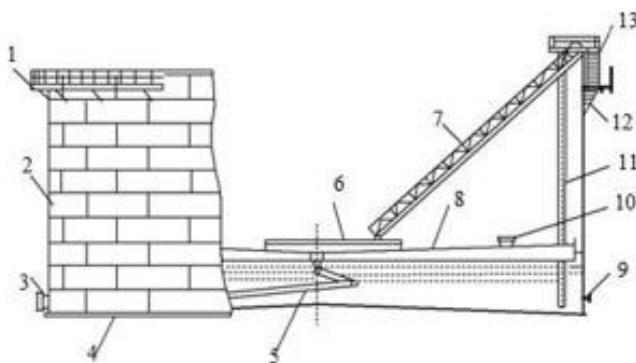
Метод уменьшения размера резервуара за счет выкачивания вместе с водой под нефтепродуктом во время выведения и заполнения резервуара не был применен. Вместо этого возможно выкачивание нефтепродукта вместе с

					Методы рекуперации и сокращения потерь нефти и нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

удаляемой водой из резервуара при наличии обводнения.

Использование мягких резиноканевых резервуаров может помочь избавиться от необходимости в горючем продукте. Эти резервуары не имеют «больших» или «маленьких» дыханий и используются для хранения топлива в полевых условиях, хотя они не очень подходят для использования на крупных нефтебазах из-за небольшой вместимости (4-250 м³) [28], сложности очистки и недостаточной прочности.

Плавающая крыша – это конструкция, которая устанавливается в резервуаре и состоит из панелей толщиной 5 см с поверхностью в 1,22×2,44 м. Рисунок 9 показывает схематическую конструкцию РВС с плавающей крышей [29].



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

Рисунок 9 – Резервуар с плавающей крышей [30]

У плавающих крыш должны быть установлены специальные элементы, такие как дренажная система, скребки, уплотнительные элементы, лестница, дыхательные клапаны и, при необходимости, подогреватели [31]. При проектировании крыши необходимо учитывать возможное давление воды, снега и нефтепродуктов, а также гарантировать сохранность объема резервуара, на который крыша устанавливается.

Исходя из источника [32], главными недостатками резервуаров с плавающими крышами являются: наличие взрывоопасной паровоздушной

шапки над крышей и за пределами резервуара, возможность затопления крыш, что может привести к дополнительным ремонтным работам, возможность загрязнения содержимого влагой и пылью, обледенение уплотняющих элементов, коррозия крыши из-за скопления влаги, а также низкий уровень герметичности и неизбежность потери определенного объема парообразных углеводородов через уплотняющие затворы.

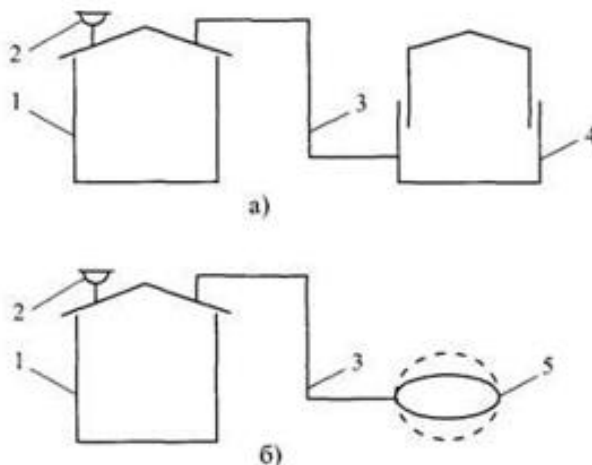
Хотя использование плавающих крыш позволяет существенно снизить потери нефти и нефтепродуктов в резервуарах, это не исключает их полностью, как отмечено в исследованиях [33].

Факторы, такие как давление насыщенных паров, температура окружающей среды, плотность уплотняющих элементов, эксплуатационные характеристики резервуаров, скорость ветра, физико-химические свойства нефти и наличие ее остатков на стенках при опускании крыши, влияют на эффективность минимизации потерь в жидком состоянии.

Понтон – это перегородка внутри РВС с крышей, которая защищает нефтепродукт от атмосферных осадков и снижает потери от испарения. Эффективность его использования зависит от качества герметизации зазора и конструкции уплотняющего затвора. Затвор погружен в хранимый флюид и не имеет ГП, что уменьшает потери нефти от испарения.

Практика [34] говорит, что синтетические понтоны практически не тонут и сохраняют некоторую эластичность, что позволяет производить ремонт без использования огня. Такие понтоны могут быть собраны в РВС без демонтажа, при этом они весом и затратами металла гораздо легче. Однако использование синтетических понтонов может привести к уменьшению емкости резервуара, что синтетические понтоны практически не тонут и сохраняют некоторую эластичность, что позволяет производить ремонт без использования огня. Такие понтоны могут быть собраны в РВС без демонтажа, при этом они весом и затратами металла гораздо легче. Однако использование синтетических понтонов может привести к уменьшению емкости резервуара.

Для сокращения потерь нефти и нефтепродуктов при хранении можно применять метод улучшения технологических схем нефтебаз и товарно-сырьевых парков. Один из таких методов – разработка газоуравнительных систем, соединяющих резервуары ГП, как показано на рисунке 10 [35].



1 – резервуар с бензином; 2 – дыхательный клапан; 3 – газовая обвязка; 4 – газгольдер низкого давления; 5 – газосборник типа «дышащий баллон», либо резиноканевый газосборник

Рисунок 10 – ГУС с газосборником переменного объёма

ГУС – это система, включающая газовую обвязку и газосборник. Она эффективна при частом наливе и сливе жидкости в резервуарном парке. Обычно ГУС состоит из двух резервуаров: в один наливают жидкость, а из другого она выдается потребителю.

В реальной жизни объединение этих операций затруднительно, поэтому для облегчения процесса подключают специальные емкости для газа, куда временно помещается ПВС при наливе и опорожнении резервуаров.

Для предотвращения несчастных случаев с легкоиспаряющимися углеводородами в резервуарах, в случае отсутствия плавучей крыши или понтона, крайне важно устанавливать газоуравнительные системы.

Использование в качестве газосборников резервуаров с переменным ГП связано с теми же эксплуатационными проблемами, что и хранение в этих резервуарах нефтепродуктов.

Существует система газосборника, который является пневматическим и резервуаром из ткани и резины. Внутри газосборника разделительная перегородка служит гибкой мембраной и разделяет полость на два отсека – верхний воздушный и нижний газовый. Верхний отсек находится в прямом контакте с вентилятором, а нижний – с резервуаром. Благодаря регулированию давления в верхнем отсеке, можно перемещать пары нефтепродуктов в сторону газосборника и обратно в резервуар.

Для избавления от «больших дыханий» и «малых дыханий» часто используются газгольдеры, которые представляют собой мягкие резиноканевые резервуары соответствующих размеров. В процессе эксплуатации резервуара, газ перемещается самостоятельно из РВС в МР, но для обратного перехода необходимо использовать насос.

Структура на рисунке 11 состоит из отдельно расположенной мягкой резервуара, подключенной к газовой обвязке нефтебазы, и РВС. Такая газоуравнительная система с использованием МР позволяет избавиться от «больших и малых дыханий» в работе резервуарного парка. Для выполнения этой задачи необходимо правильно подобрать размеры МР, чтобы он компенсировал небольшие изменения объема РВС. Применение такой системы сокращает выбросы вредных веществ, связанных с испарением бензина, и повышает общую безопасность нефтебазы. При необходимости можно применять обвязку только для РВС.



Рисунок 11 – Размещение МР за пределами РВС

Использование таких газосборников в эксплуатации РВС может быть эффективным способом уменьшения потерь нефтепродуктов от испарения. Это решение экономически эффективно, не требует значительных трудозатрат и начальных инвестиций. Такие системы помогают уменьшить возможные потери нефтепродуктов, повысить безопасность от возгорания резервуарных парков, а также улучшить экологическую ситуацию вблизи РВС объемом до 5000 м³, с помощью «больших дыханий» и «малых дыханий».

1.2.2 Потери при наливке танкеров на морских нефтеналивных терминалах

Перевозка нефти на танкерах сопровождается газообменом между паровоздушной смесью в грузовых танках и атмосферой. Выброс этой смеси в атмосферу наносит вред окружающей среде, увеличивает парниковый эффект, создает пожарную опасность на судне, а также приводит к значительным потерям груза и ценных фракций нефти. В результате на один рейс продолжительностью 3-4 недели потери нефти могут превысить 0,7% от общего количества груза. Однако, в настоящее время существуют меры для защиты окружающей среды при перевозке нефти на танкерах.

Потери, связанные с выбросами паров нефти в атмосферу на танкерах, обычно происходят из-за двух процессов: «больших» и «малых» дыханий. В

ходе «большого» дыхания паровоздушную смесь вытесняют из танков при наливе груза и из-за нагрева груза при переходе судна из холодной воды в теплую. При наливе паровоздушная смесь обычно удаляется в резервуары на берегу через газоотводную систему судна. Однако паровоздушная смесь, образовавшаяся из-за нагрева груза, удаляется в атмосферу через газоотводную систему судна и продолжается в течение рейса, если танкер следует из холодных вод в теплые. Однако следует заметить, что «большое» дыхание может прекратиться только после того, как температура груза в танках соответствует температуре бортовой воды.

Для предотвращения потерь от «малых дыханий» в практике перевозки нефти на танкере на данный момент существуют только общие рекомендации включения систем орошения грузовой палубы при плавании в жаркую солнечную погоду. Эти рекомендации были разработаны на основе исследований сокращения потерь нефти от испарения из береговых резервуаров, что неэффективно для морских наливных судов. При этом бесконтрольная работа дыхательных клапанов в сочетании с орошением грузовой палубы является оптимальным методом для сокращения потерь от «малых дыханий» на танкерах.

Существует проблема отсутствия убедительных критериев для использования системы орошения при транспортировке нефти на танкерах через море из-за низкой информированности о процессах тепло- и массообмена, происходящих в результате испарения нефти из танков. Это препятствует организации инструментального контроля за «малыми дыханиями» при перевозке нефти на танкерах и оставляет данную проблему нерешенной.

«Малые дыхания» при перевозке нефти на танкерах вызывают потери из-за действия солнечной радиации, барометрического давления и осадков на грузовую палубу и наружную обшивку бортовых грузовых танков. Эти факторы вызывают колебания температуры и парциального давления нефти, что приводит к изменению абсолютного давления в газовом пространстве

грузовых танков.

В грузовых танках существует газоотводная система, которая регулирует давление внутри танка. Когда температура в танке увеличивается, давление в нем также возрастает. Когда давление достигает установленного предела, дыхательный клапан открывается, позволяя паровоздушной смеси выйти в атмосферу. Этот процесс продолжается до тех пор, пока давление в танке не станет равным атмосферному. Если же давление в танке становится ниже барометрического, то открывается клапан, в котором поступает атмосферный воздух. Когда абсолютное давление равно атмосферному, процесс входа воздуха останавливается. Общая продолжительность цикла длится примерно сутки, и при повышении температуры и парциального давления происходит «выдох» и «вдох» в ГП. Открытие происходит после полудня, а закрытие – на рассвете.

Все эти явления и приводят к потерям от «малого дыхания». Таким образом, малые дыхания – это процесс, который приводит к потере нефти в грузовых танках. Они возникают из-за колебаний температуры и давления внутри танков, вызванных солнечной радиацией и атмосферными условиями на наружные стенки танков. Потери от малых дыханий зависят от объема танков, количества получаемой солнечной радиации, интенсивности переноса паров и насыщенности танков паром нефти. При увеличении объема танков и солнечной радиации, потери от малых дыханий увеличиваются.

1.2.3 Потери на железнодорожных наливных эстакадах

Нынешние методы налива жидкостей предполагают использование открытого отверстия сверху транспортных емкостей, кроме танкеров, где для налива есть специальные трубопроводы, из-за закрытых люков на палубе. Во время налива железнодорожных и автомобильных цистерн люки остаются открытыми, позволяя парам нефтепродуктов вытесняться и загрязнять атмосферу.

Величина испарения нефти и нефтепродуктов зависит от нескольких

					Методы рекуперации и сокращения потерь нефти и нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

факторов: давления насыщенных паров, температуры продуктов, времени и метода налива и слива железнодорожных цистерн, а также от конструкции сливо-наливных устройств.

					Методы рекуперации и сокращения потерь нефти и нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

2 Система технологических решений по улавливания паров нефтепродуктов на производственных объектах

2.1 Резервуары

Потери паров углеводородов из резервуаров возникают в результате «большого дыхания» или рабочих процессов, связанных с закачкой и выкачкой нефтепродуктов. Термин «потери при дыхании» относится к тем потерям, которые возникают без какого-либо соответствующего изменения уровня жидкости в резервуаре. Эти типы «выбросов» являются результатом движения паров углеводородов, которые выделяются из резервуара в результате расширения или сжатия газа, вызванного изменениями температуры или давления. Потери, при рабочих процессах происходят из-за изменений уровня жидкости, вызванных при заполнении и опорожнении резервуара. В результате, легкие пары нефтепродуктов могут находить выходы из люков, клапанов, фитингов или сальниковых соединений.

Согласно Лисина Ю.В., к оборудованию, способным обеспечить высокую производительность и снижение потерь нефти и нефтепродуктов относятся диски-отражатели, дыхательные, предохранительные и аварийные клапаны. Согласно ГОСТ 58623-2019, к таким оборудованию относятся плавающая крыша, понтон, а также газоуравнительная система.

Рассмотрим каждую из систем отдельно.

Дыхательные, предохранительные и аварийные клапаны

Дыхательный клапан – это вентиляционное устройство, которое устанавливается в верхней части резервуара, способное уменьшить потери нефтепродуктов при испарении, а также регулировать давление в резервуаре и предотвращать повреждение резервуара при избыточным давлением.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Организационно-техническое обеспечение процесса улавливания паров нефти на производственных объектах её транспорта и хранения		
Разраб.		Мусин А. Р.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н. А.				56	140
Рук. ООП		Шадрина А. В.			Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12		

Спецификация дыхательного клапана должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 58618-2019.

Дыхательный клапан состоит из корпуса клапана, клапана давления, вакуумного клапана, направляющего стержня и дисков. Он работает за счет балансировки веса диска клапана и тяги, создаваемой разницей давлений внутри и снаружи бака. Когда давление в баке превышает вес диска клапана, диск клапана поднимается вдоль направляющего стержня и происходит сброс газа. После балансировки давления диск клапана опускается на седло под действием собственного веса. Когда давление в баке меняется постепенно, то диск непрерывно ударяется о седло клапана. Напротив, когда объем воздуха в баке велик, диск клапана поднимается потоком воздуха и подвешивается над седлом. Направляющий стержень устанавливается вертикально, чтобы предотвратить наклон, препятствующий движению диска клапана вверх и вниз.

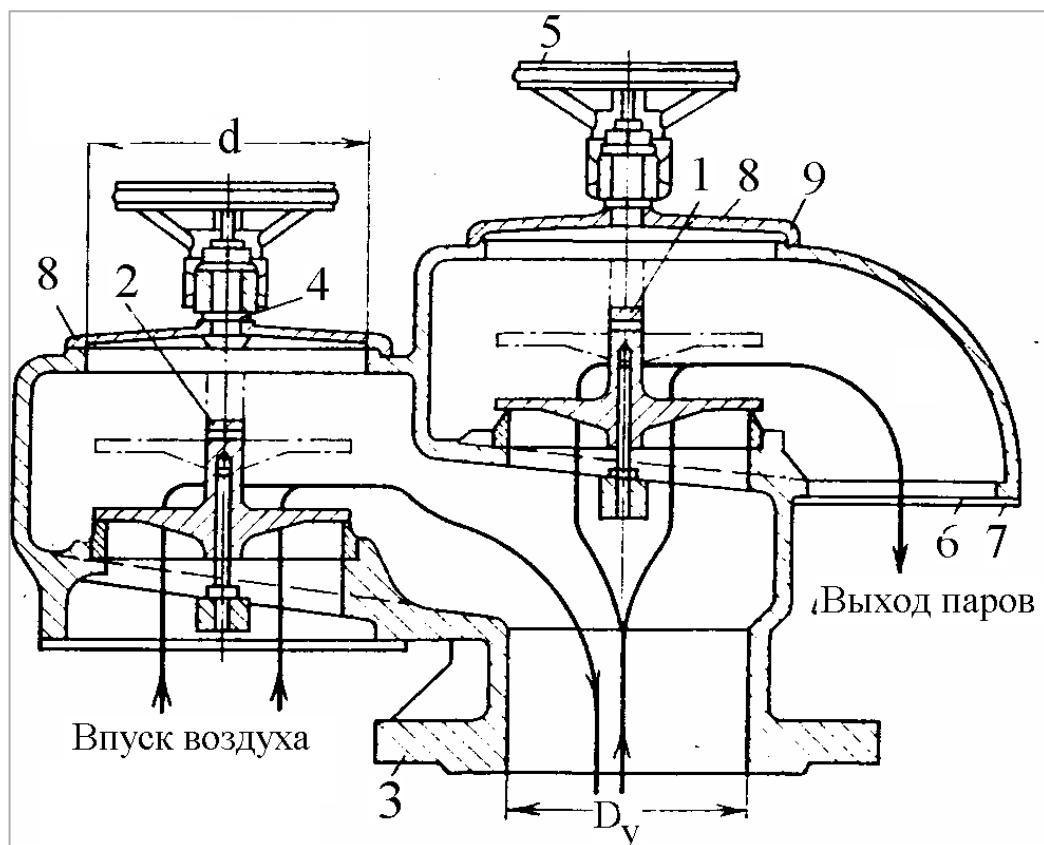
Большинство дисков изготовлены из алюминиевого сплава. Направляющий стержень диска клапана обычно изготавливается из нержавеющей стали.

Зимой, для предотвращения примерзания диска к седлу клапана, ширина верхней части седла клапана (уплотнительной поверхности) должна составлять не более 2 мм. Тем не менее, подтверждено, что при использовании дыхательного клапана в холодных условиях, все еще имеет место явление примерзания диска и седла друг к другу, при этом возникает низкая герметичность области, соответственно возникают микроточки.

Все дыхательные клапаны должны устанавливаться вертикально, в центральной части крыши, в самой высокой точке источника воздуха резервуара. При необходимости установки двух дыхательных клапанов они располагаются симметрично центру крышки бака.

На рисунке 12 представлена схема устройства дыхательного клапана.

					Система технологических решений по улавливания паров нефтепродуктов на производственных объектах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57



1 – клапан давления; 2 – клапан вакуума; 3 – корпус клапана; 4 – откидной болт;
5 – маховики; 6 – сетка; 7 – обойма сетки; 8 – крышка; 9 – прокладка

Рисунок 12 – Дыхательный клапан

Все сосуды под давлением должны быть оснащены предохранительными клапанами, которые предназначены для сброса давления, если оно превышает расчётное на 10%.

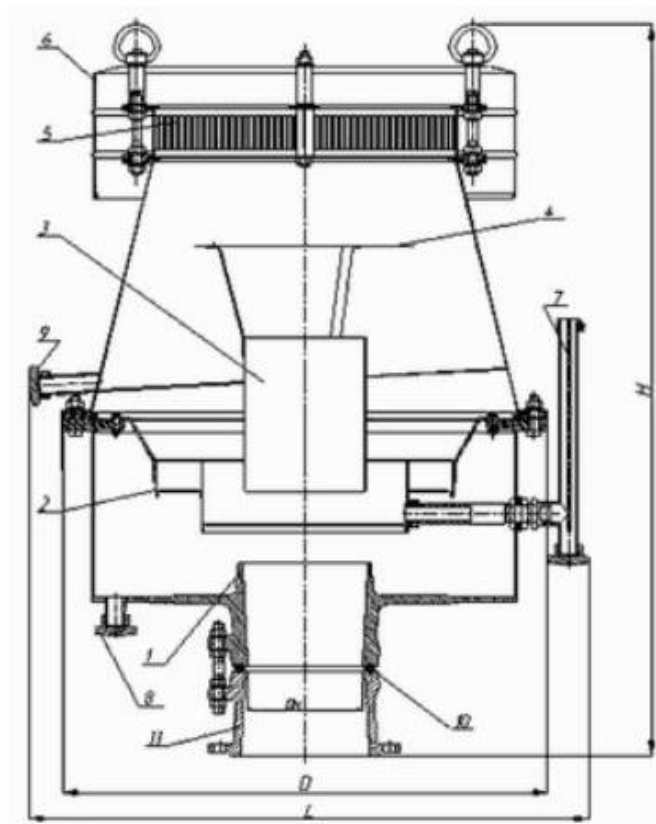
Для предохранительных клапанов характерно быстрое полное открывание механизма и его срабатывание по щелчку.

Назначение предохранительного клапана – это выпускать заданное количество нефтепродуктов для предотвращения превышения давления в системе расчетного уровня. Расчетный уровень давления устанавливается ниже максимального безопасного рабочего давления сосуда высокого давления или оборудования и связанных с ним трубопроводов, для защиты которых установлен предохранительный клапан.

Клапан представляет собой автоматическое пружинное устройство для сброса давления.

					Система технологических решений по улавливания паров нефтепродуктов на производственных объектах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

Предохранительный клапан может включать в себя огневой предохранитель, что является немаловажным устройством в условиях хранения легковоспламеняющихся веществ (рисунок 14).

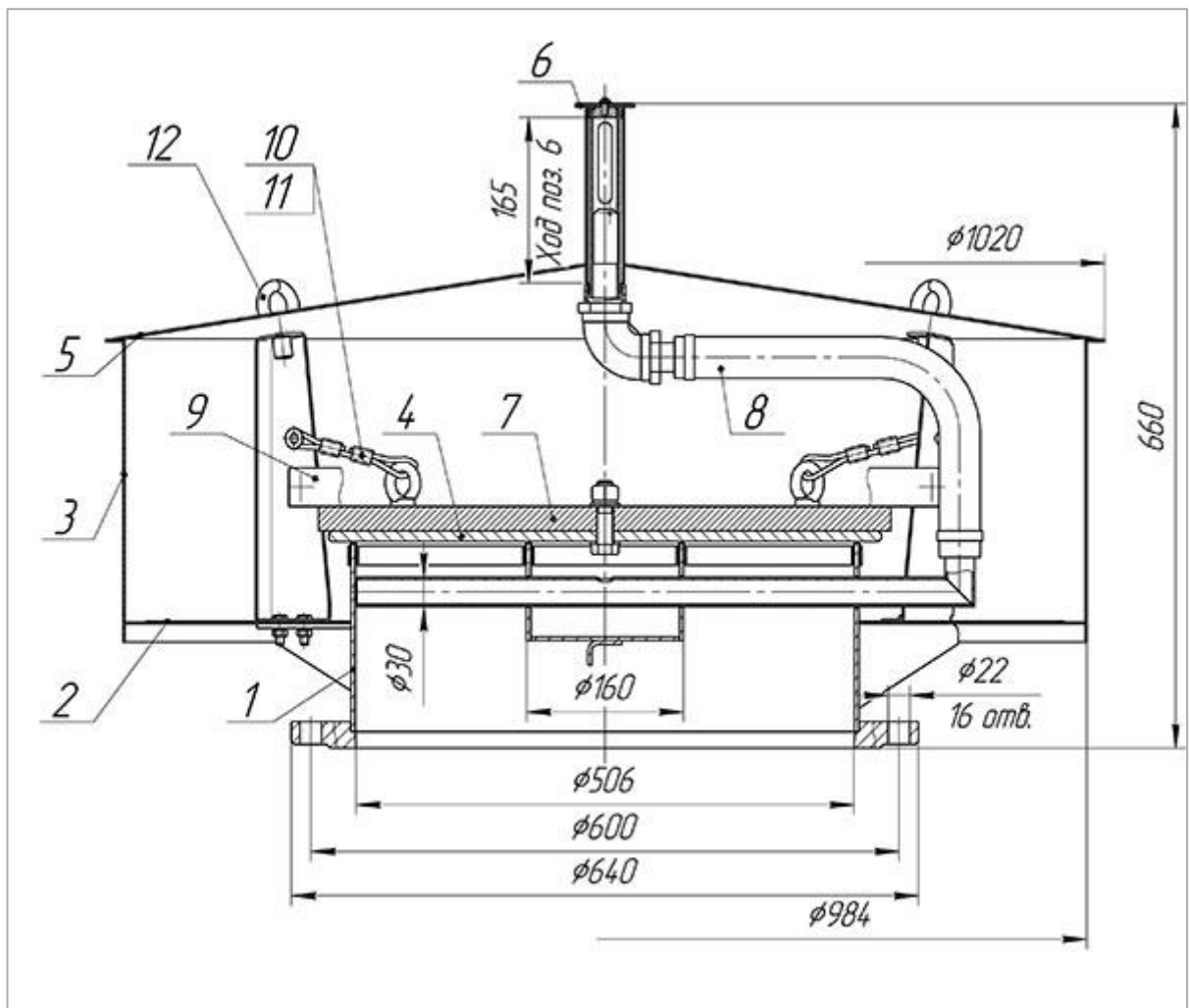


1 – корпус с фланцевыми соединениями; 2 – чаша; 3 – обойма с патрубком;
4 – экранирующее устройство; 5 – огневой предохранитель; 6 – крышка; 7 – слив-налив;
8, 9 – слив; 10 – прокладка; 11 – фланец

Рисунок 14 – Схема предохранительного клапана

Для обеспечения быстрого и эффективного реагирования на чрезвычайную ситуацию, а также снижение потерь нефтепродуктов, резервуар должен быть оснащен аварийными клапанами. По своему принципу аварийные клапаны схожи с предохранительными. На рисунке 15 представлены составляющие аварийного клапана.

					Система технологических решений по улавливания паров нефтепродуктов на производственных объектах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59



1 – корпус, 2 – сетка, 3 – кожух, 4 – тарелка, 5 – крышка, 6 – сигнализатор,
 7 – груз, 8 – рукав, 9 – планка транспортировочная, 10 – канат, 11 – зажим для каната,
 12 – рым-болт

Рисунок 15 – Схема аварийного клапана

Диски-отражатели

Главное назначение дисков-отражателей состоит в сокращении потерь нефтепродуктов в резервуарах. Благодаря данному процессу осуществляется минимальный вред окружающей среде. При использовании дисков отражателей выбросы сокращаются на 25%.

Применение зонтика в верхней части резервуара способствует регулированию входящих и выходящих потоков, которые попадают в горизонтальную среду. В «дыхании» резервуара участвует верхний слой воздуха с парами нефтепродуктов, что обеспечивает снижение потерь до 25%.

					Система технологических решений по улавливания паров нефтепродуктов на производственных объектах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Данное приспособление является надёжным и экономически выгодным, что отражается на его сроке обслуживания. Диски-отражатели покрыты коррозионностойкими материалами, что способствует бесперебойной эксплуатации. Высокая эффективность системы также обеспечивается в результате увеличения диаметра зонта в 2-5 раз (рисунок 16).

Эксплуатация дисков-отражателей ведётся согласно ГОСТ 15150-69 и ПБ03-605-03.

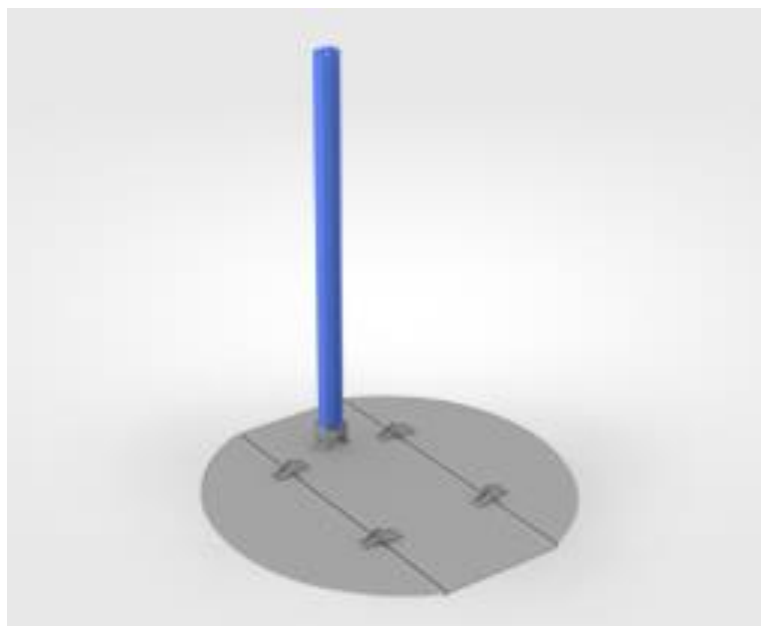


Рисунок 16 – Дисковый отражатель ОТР-150

Газоуравнительные системы

Газоуравнительная система представляет собой систему трубопроводов, которая необходима для сокращения потерь паров нефти при её испарении. Система рекуперирования лёгких паров нефтепродуктов производит сбор из газового потока.

Эксплуатация газоуравнительных систем должна придерживаться РМГ 116-2011 ГСИ.

Составляющей газоуравнительной системы является газгольдер и конденсатор-сборник. Их действия заключаются в аккумулировании паров нефтепродуктов при разнице процессов «закачка-выкачка». Газгольдер или по-

					Система технологических решений по улавливания паров нефтепродуктов на производственных объектах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

другому «держатель» газа представляет собой сооружение, которое способно принимать и хранить газовые смеси.

На рисунке 17 представлено устройство преобразования паров нефти при помощи газоуравнительной системы. Видим, что при выходе паров из резервуара они поступают в резервуары-газгольдеры. Путём применения компрессора, эта среда преобразуется в жидкую систему и собирается в сборнике конденсата. Насос помогает осуществлять откачку из конденсатора обратно в резервуар. Таким образом данная система не наносит осуществимый вред окружающей среде и практически осуществляет полный сбор легких фракций в резервуар.



Рисунок 17 – Процесс преобразования легких фракций нефтепродуктов

Плавающая крыша

Резервуары свыше 5000 м³ должны быть оснащены плавающей крышей. Плавающая крыша самостоятельно регулирует свою высоту, поднимаясь и опускаясь в зависимости от уровня продукта. Она покрывает всю поверхность нефтяной продукции, за исключением небольшого пространства по краям. Крыша плавает ровно и находится по центру корпуса резервуара.

Крыши плавающего резервуара делятся на 2 типа: внутренняя и внешняя.

					Система технологических решений по улавливания паров нефтепродуктов на производственных объектах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

Внутренние резервуары с плавающей крышей лучше предотвращают испарение жидкости и предотвращают внешнее загрязнение по сравнению с внешними.

Соединение резервуара с плавающей крышей осуществляется через трубу. Обычно, крыша прилегает к стенке резервуара, и по мере того, как уровень жидкости поднимается и опускается, поддерживает постоянный контакт со стенкой резервуара, чтобы жидкость не протекала мимо уплотнения. Уплотнения изготавливаются по окружности резервуара и применяются для герметизации и предотвращения «переливания».

Достаточно одного уплотнения, но тем не менее, в производстве применяется второй уплотнитель, который устанавливается поверх первого уплотнения. Это сделано для предотвращения выброса большинства газов и паров, тем самым защищая окружающую среду и повышая безопасность.

Резервуар с плавающей крышей – это одно из дорогих и эффективных решений для снижения выбросов и потерь нефтепродукта. Резервуары с плавающей крышей снижают риск взрыва и пожара в наземных резервуарах при хранении летучих органических соединений. Также, они защищают хранящиеся углеводороды от загрязнения дождем, ветром, песком, снегом или пылью.

Резервуары с плавающей крышей практически не подвержены воспламенению. Наиболее вероятно, что загорится бортик резервуара. Тем не менее, для эффективной эксплуатации уплотнений, необходимо проверять их на наличие недостатков 1 раз в год.

На рисунке 18 представлен эскиз резервуара с плавающей крышей.

					Система технологических решений по улавливания паров нефтепродуктов на производственных объектах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63



Рисунок 18 – Плавающая крыша

Понтон

Понтоны расположены между стационарной крышей и нефтепродуктами, что создает герметизацию и помогает уменьшить испарение и предотвратить накопление опасных газов, которые часто образуются с легковоспламеняющимися жидкостями.

При хранении легковоспламеняющихся жидкостей, газы попадают в атмосферу, что может привести к возгоранию и экономическим потерям на производстве.

Уровень потерь зависит от условий эксплуатации (температура, свойства продукта, давление) и эксплуатационных устройств (наличие улавливающих устройств, соотношение вместимости резервуара и ее наполненности). Все это приводит к экономическим потерям. Решением является металлический или алюминиевый понтон, который располагается между крышей и поверхностью эксплуатируемого продукта.

					Система технологических решений по улавливания паров нефтепродуктов на производственных объектах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

Преимущества использования вертикальных понтонов:

- снижение потерь нефтепродуктов при испарении;
- обеспечивает взрыво- и пожаробезопасность;
- снижение негативного воздействия вредных газов на окружающую среду;
- устанавливаются как в новый, так и в эксплуатируемый резервуар;
- сохранение качества нефтепродуктов.

Конструкция понтона состоит из тонкостенного плавающего центрального диска и периферийного кольца, опирающегося на стойки с цилиндрическими поплавками. Поплавки должны быть из непотопляемых материалов. Они погружаются в хранящийся продукт менее чем на 40%. Диаметр рассчитывается исходя из диаметра корпуса – не менее 90% или на 400 мм меньше. Между углеводородами и областью стенок образуется свободное пространство, заполненное парами нефти. Для того, чтобы они не попадали в атмосферу, между корпусом и периферийным кольцом устанавливается гидравлическое уплотнение или уплотнительные заслонки. При загрузке или опорожнении резервуара – понтон поднимается или опускается. После полного опорожнения стойки опираются на дно, образуя пространство для установки вентиляционных труб, сифонов, люков. На рисунке 19 представлено устройство понтона.

					Система технологических решений по улавливания паров нефтепродуктов на производственных объектах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

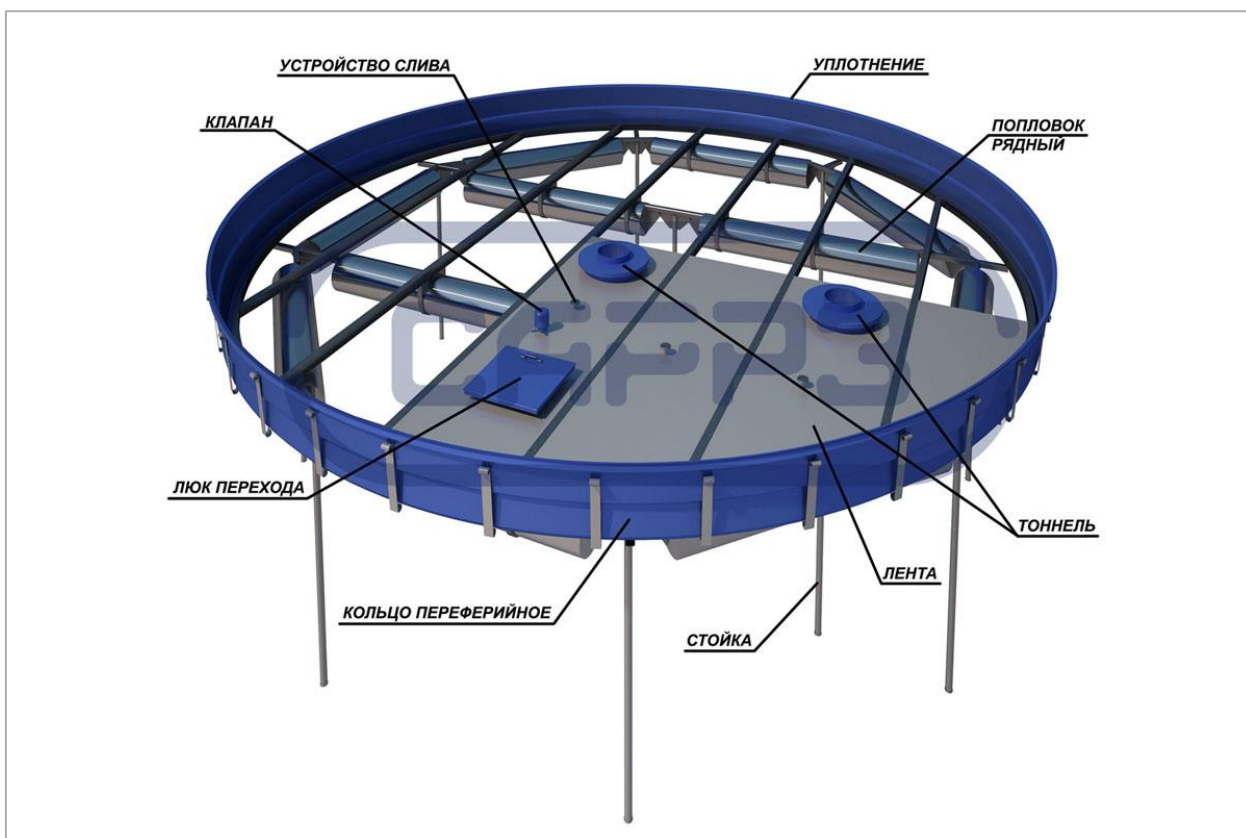


Рисунок 19 – Устройство понтона

В таблице 4 представлены основные показатели эффективности применения улавливающих устройств паров нефтепродуктов.

Таблица 4 – Показатели эффективности технических решений

Устройство	Эффективность	Стоимость, руб.	Срок безопасной эксплуатации, лет	Объем работ по обслуживанию	Применение
Дыхательный клапан	20 %	66 190	15	малый	Обязательное оборудование
Предохранительный клапан	15 %	37 268	10	малый	Обязательное оборудование
Аварийный клапан	15 %	26 688	12	малый	Обязательное оборудование
Диск-отражатель	25 %	48 365	20	малый	Рекоменд. характер
Плавающая крыша	91 %	258 000	20	большой	Свыше 5000 м ³
Понтон	87 %	261 900	18	средний	Обязательное оборудование
Газоуравнительная система	90 %	231 000	30	большой	Обязательное оборудование

Так, наиболее экономически выгодным и эффективным является применение газоуравнительной системы. В зависимости от наличия стационарной крыши в резервуаре, необходимо применение плавающей крыши или понтона. Дыхательные, аварийные, предохранительные клапана, а также диски-отражатели носят малоэффективный характер, при этом оцениваются малым объемом работ по обслуживанию и меньшей стоимостью.

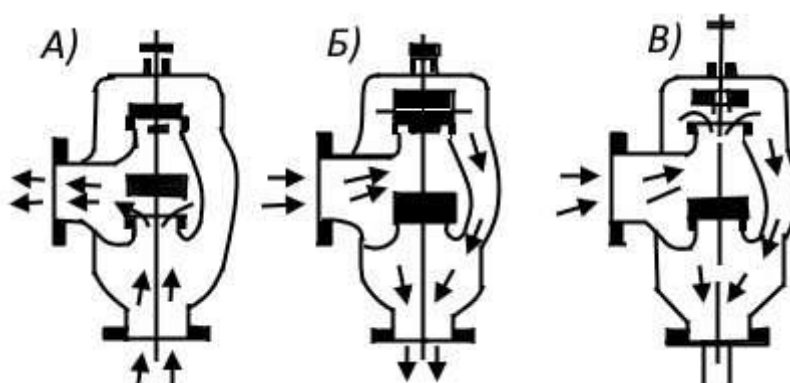
2.2 Морские нефтеналивные терминалы

Основными средствами для снижения испарения с поверхности нефти в танках и уменьшения их потерь в настоящее время являются:

- дыхательные клапаны;
- системы орошения грузовой палубы

Дыхательные клапана

Для газоотводной системы танкеров используются дыхательные клапаны, которые обеспечивают оптимальное давление в подпалубном пространстве грузовых танков (рисунок 20). Согласно ГОСТ Р 58618-2019, они спроектированы таким образом, чтобы давление не превышало $0,125 \text{ кгс/см}^2$ и не падало на более чем $0,025 \text{ кгс/см}^2$ ниже атмосферного давления.



а – срабатывание при избыточном давлении; б – срабатывание при вакуумировании;
в – принудительное открытие клапана вручную

Рисунок 20 – Дыхательный клапан на танкере

Газо-выпускные отверстия системы контролируемого газоотвода

					Система технологических решений по улавливания паров нефтепродуктов на производственных объектах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

должны быть расположены таким образом, чтобы:

- Смесь паров выбрасывалась вертикально вверх;
- Выпуск паров должен осуществляться не менее чем на высоте 3 метров над грузовой палубой. Если газовыпускное отверстие находится на расстоянии более 4 метров от переходного мостика и обеспечивает линейную скорость струи газа на выходе не менее 30 м/сек, это достигается с помощью специального высокоскоростного клапана (HV). Увеличение линейной скорости потока паров происходит за счет уменьшения площади сечения выпускного отверстия;
- Пары выбрасывались на высоте 6 метров над палубой, если расстояние до переходного мостика составляло не более 4 метров, и выходное отверстие не оборудовано клапаном для высокоскоростного выпуска;
- Разрешалось выпускать газы только на расстоянии не менее 10 метров в горизонтальном направлении от ближайших мест, где забирается воздух, входов в закрытые помещения, механизмов и оборудования на палубе, таких как брашпилы, цепные ящики, якорные люки, и любого другого оборудования, которое может создать угрозу возгорания;
- Если на транспортном средстве имеются отдельные системы для выхода газов при погрузке/выгрузке и для обеспечения доступа воздуха к грузу во время транспортировки, то выходные отверстия дыхательных клапанов необходимо размещать не менее чем в 5 метрах от любых воздухозаборников, отверстий, ведущих в закрытые помещения, а также от палубных механизмов, брашпиль, цепных ящиков, якорных клюз, и любых других оборудований, склонных создавать угрозу возгорания.

Система орошения грузовой палубы

Система орошения палубы служит для охлаждения палубы при нагреве ее солнцем с целью снижения потерь от испарения груза. В средней части грузовой палубы прокладывается трубопровод с отрезками на оба борта, к которому по пожарной магистрали подводится морская вода и через

					Система технологических решений по улавливания паров нефтепродуктов на производственных объектах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

распылители разбрызгивается на палубу.

Система орошения используется для автоматического орошения палуб нефтеналивных судов и помещений, где хранятся взрывчатые и легковоспламеняющиеся вещества. Она активируется самостоятельно для обеспечения безопасности при перевозке нефтепродуктов I и II классов.

Водяные завесы используются для предотвращения распространения огня на больших палубах или в помещениях. Орошение палубы на танкерах помогает снизить температуру, что уменьшает потери жидких грузов и снижает риск возгорания. Максимальный эффект достигается при использовании минимальной толщины слоя воды, так как это позволяет воде быстрее испаряться и более эффективно охлаждать поверхность палубы (рисунок 21).



Рисунок 21 – Системы орошения палубы

					Система технологических решений по улавливания паров нефтепродуктов на производственных объектах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

В таблице 5 представлены основные показатели эффективности применения улавливающих устройств паров нефтепродуктов на морских терминалах.

Таблица 5 – Показатели эффективности технических решений

Устройство	Эффективность	Стоимость, руб.	Срок безопасной эксплуатации, лет	Объем работ по обслуживанию	Применение
Дыхательный клапан	20 %	78 198	15	малый	Обязательное оборудование
Орошение	18 %	211 000	10	средний	Обязательное оборудование

Таким образом, применение дыхательных клапанов и систем орошения носят малоэффективный характер и оцениваются небольшим объемом работ по обслуживанию.

2.3 Железнодорожные наливные эстакады

В настоящее время для налива вагонов на наливных эстакадах используется метод подачи жидкости через верхний открытый люк. В процессе налива пары нефтепродуктов вытесняются в атмосферу. Наливщик может лишь незначительно закрывать крышку горловины цистерны. Согласно ГОСТ 34569-2019 и ВУП СНЭ-87, перед наливом работники наливных пунктов должны осмотреть цистерны и убедиться в исправности котла, сливных приборов, крышек, прокладок и т.д., а также проверить их чистоту. При обнаружении неисправностей или недостаточной зачистки цистерны должны браковаться.

Чтобы предотвратить переливание вагонов-цистерн, рекомендуется использовать специальные устройства – ограничители уровня налива, такие как Касаткина, Торбы, НО-2 и другие. Они позволяют регулировать наполнение и поддерживать необходимый уровень.

Для безопасного налива нефтепродуктов в цистерны необходимо следовать правилам перевозки грузов и заполнять их до уровня, указанного

					Система технологических решений по улавливания паров нефтепродуктов на производственных объектах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

для соответствующего времени года. Чтобы избежать переливов, наливные эстакады должны иметь шаровые краны для быстрого закрытия. Необходимо также учитывать, что при наливе нефтепродуктов с низкой температурой могут возникать проблемы с переливом через горловину из-за увеличения объема в пути, особенно в теплое время года.

Для того чтобы заправлять железнодорожные цистерны, необходимо использовать закрытую струю, путем опускания шланга до самого низа цистерны. Использование открытой струи запрещено. В настоящее время для минимизации потерь на наливных эстакадах используются специализированные автоматические системы налива, такие как АСН-2, АСН-14 и другие (рисунок 22).



Рисунок 22 – Автоматизированная система АСН-100

После налива нефтепродуктов из цистерн запрещается сразу же перекачивать эти продукты через наливные рукава. Необходимо сначала дождаться стечения остатков продукта с рукавов в цистерну, а затем убедиться, что рукава не имеют никаких остатков продукта, прежде чем их извлекать из цистерн.

					Система технологических решений по улавливания паров нефтепродуктов на производственных объектах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

При извлечении рукавов из цистерн следует поместить их в специальный контейнер для сбора стоков.

Железнодорожные цистерны должны иметь сливные приборы внизу, чтобы избежать потерь нефтепродуктов от испарения при неполном сливе через горловину. Для предотвращения таких потерь можно оборудовать фронты слива установками для нижнего слива, такими как вакуум-насосы, эжекторы или средства зачистки. Для слива нефтепродуктов на железнодорожных путях используются различные типы установок, включая СЛ-9, АСН-7Б, АСН-8Б, АСН-15 и другие. При перевозке вязких или застывающих нефтепродуктов следует использовать теплоизолированные цистерны.

Для эффективной обработки паров нефтепродуктов используют установки улавливания паров, которые обрабатывают всю выделяющуюся паровую смесь. Качество обработки ПВС зависит от типа используемой установки. Неподвергнувшиеся обработке ПВС распыляются в атмосферу. Существует множество типов установок для улавливания ПВС, в том числе адсорбционные, абсорбционные, мембранные, конденсационные и компрессионные. Каждый тип предполагает индивидуальный подход к улавливанию ПВС.

Система для улавливания паров нефти при наливе-сливе и транспортировке в железнодорожных цистернах имеет компоненты, которые включают устройство для конденсации паров нефтепродуктов, соединенное с железнодорожными цистернами, а также систему трубопроводов, которые могут быть соединены с резервуаром на нефтебазе для налива-слива нефтепродуктов. В каждой цистерне устанавливается узел герметизации наливной трубы, который включает в себя полый корпус. Это основание жестко закреплено на крышке цистерны, имеющей отверстие в горловине. Верхняя часть корпуса имеет наружную резьбу и отверстие для наливной трубы с ограничительной втулкой, которая позволяет герметизировать паровоздушное пространство цистерны. Также в корпусе есть отверстия для

					Система технологических решений по улавливания паров нефтепродуктов на производственных объектах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

патрубок отвода паров нефти и нефтепродукта, которые соединяются с патрубками других цистерн через гибкие шланги. Для конденсации паров нефтепродуктов используется устройство, которое установлено в отдельном вагоне в составе, содержащем также компрессор холодильной камеры. Трубопроводы с хладагентом соединены с устройством конденсации паров нефтепродуктов. Изобретение позволяет компенсировать давление паров нефтепродуктов при изменении температурных условий и колебаниях нефтепродуктов при транспортировании.

В таблице 6 представлены основные показатели эффективности применения улавливающих устройств паров нефтепродуктов на железнодорожных эстакадах.

Таблица 6 – Показатели эффективности технических решений

Устройство	Эффективность	Стоимость, руб.	Срок безопасной эксплуатации, лет	Объем работ по обслуживанию	Применение
Оборудование сливно-наливных сооружений	20 %	1 420 000	10	большой	Обязательное оборудование

2.4 Устройства регенерации углеводородов

Рекуперация и сокращение потерь нефти и нефтепродуктов являются важными аспектами в нефтеперерабатывающей и нефтедобывающей промышленности. Источниками потерь являются факторы, связанные с производством, хранением, транспортировкой и использованием нефтепродуктов. Для сокращения потерь применяются методы оптимизации производственных процессов, обучение персонала и использование новых технологий в нефтеперерабатывающей промышленности.

Как видно, сокращение потерь легких фракций нефтепродуктов является одним из актуальных и не решенных вопросов эксплуатации нефтяных производственных объектов. Рассмотренные системы с высокими значениями эффективности являются дорогостоящими и требуют больших объемов работ

					Система технологических решений по улавливания паров нефтепродуктов на производственных объектах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

в ходе эксплуатации. Соответственно, необходим поиск новых путей решения данного вопроса.

В последнее время, для снижения сокращения потерь нефтепродуктов эффективным решением является применение установок регенерации углеводородов. Данные системы выделяются высоким процентом улавливания паров нефтепродуктов (до 95 %), низким объемом работ по обслуживанию, минимальными вредными факторами (шум, вибрация), небольшими капиталовложениями и простотой монтажа и эксплуатации. Отличительной способностью является способность к регенерации, т.е. восстановление потерь. Установки подходят для всех производственных объектов нефтегазового сектора.

Далее подробно изучим устройство для улавливания паров нефтепродуктов и выберем модель на основе расчетных данных.

					Система технологических решений по улавливания паров нефтепродуктов на производственных объектах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

Следовательно: 4 вагона-цистерны 4-х осевые будут наливаться $\frac{240}{2400} = 0,1$ ч (6 мин) или 4 вагона-цистерны с 8-ми осевые буду наливаться $\frac{625}{2400} = 0,26$ ч (15,6 мин).

Принимаем время налива 4-х вагон-цистерн по проекту: 4-х осевой – 6,73 минут и 8-ми осевой – 17,63 мин.

3.1 Расчет выбросов загрязняющих веществ при наливе маршрута 4-осевых цистерн

Произведем расчет выбросов загрязняющих веществ при наливе маршрута из 4-х осевого вагона-цистерны – 72 шт.

А) количество вытесняемой при наливе газовой смеси (ГВС) – 240 м^3 (4 вагона-цистерны);

Б) концентрация паров бензина в ГВС – 776 г/м^3 («МУ по определению выбросов ЗВ в атмосферу из резервуаров»);

В) общее количество, вытесняемых паров бензина из 4-х вагона-цистерн – $776.6 \cdot 240 = 186624 \text{ г}$, тогда разовый, секундный выброс $186624 / (6,37 \cdot 60) = 426,169 \text{ г/сек}$

Г) общее количество, вытесняемых паров бензина из 1 маршрута $186624 \cdot 72 / 4 = 3359232 \text{ г}$.

Тогда валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу при наливе бензинов составляет:

АИ-95 – $3.359 \text{ т} \cdot 29 \text{ маршрутов} = 97,411 \text{ т/год}$

А-76 – $3,359 \cdot 216 \text{ маршрутов} = 725,544 \text{ т/год}$

Бензин прямогонный – $3,359 \cdot 154 = 517,286 \text{ т/год}$

$$\sum 97,411 + 725,544 + 517,286 = 1340,241 \text{ т/год}$$

Представим полученные данные в таблице 9.

										Лист
										77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Таблица 9 – Итог расчетов 4 осевых вагон-цистерн

Расчет выбросов загрязняющих веществ при наливе маршрута из 4-х осевого вагона-цистерны – 72 шт.		
количество вытесняемой при наливе газовой смеси (ГВС)	240	м ³ (4 в/ц)
концентрация паров бензина в ГВС	776	г/м ³
общее количество, вытесняемых паров бензина из 4-х вагон-цистерн	426,169	г/сек

Продолжение таблицы 1

Расчет выбросов загрязняющих веществ при наливе маршрута из 4-х осевого вагона-цистерны – 72 шт.		
общее количество, вытесняемых паров бензина из 1 маршрута	3359232	г
валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу при наливе бензинов	1340,241	т/год

3.2 Расчет выбросов загрязняющих веществ при наливе маршрута из 8-ми осевой цистерны

Произведем расчет выбросов загрязняющих веществ при наливе маршрута из 8-х осевого вагона-цистерны– 40 шт.

А) количество вытесняемой при наливе ГВС – $156 \text{ м}^3 \cdot 4 = 625 \text{ м}^3$

Б) общее количество вытесняемых паров бензина из 4-х вагон-цистерн – $625 \cdot 777,6 \text{ г} = 486000 \text{ г}$, тогда разовый секундный выброс:

$$\frac{486000}{17,36 \cdot 60} = 466,590 \text{ г/сек}$$

В) общее количество, вытесняемых паров бензина при наливе 1 маршрута: 4860000 г, тогда валовый выброс вредных веществ в атмосферу при наливе бензинов составляет:

– АИ-95 – $4,86 \cdot 20 = 87,200 \text{ т/год}$;

– А-76 – $4,86 \cdot 149 = 664,140 \text{ т/год}$.

Бензин прямогонный – $4,86 \cdot 107 = 430,020 \text{ т/год}$.

При производительности УРУ – $400 \text{ м}^3/\text{ч}$.

$$V_{\text{ГВС}} = \frac{400}{3600} = 0,111 \text{ м}^3/\text{сек}$$

						Расчеты и аналитика	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			78

$$W_{\text{ГВС}} = \frac{0.111}{0.785 * 0.2^2} = 3.53 \text{ м/сек}$$

Представим полученные данные в таблице 10.

Таблица 10 – итог расчетов 8- осевого вагон-цистерны

Расчет выбросов загрязняющих веществ при наливе маршрута из 8-ми осевого вагона-цистерны – 40 шт.		
количество вытесняемой при наливе ГВС	625	м ³ (4 в/ц)
общее количество вытесняемых паров бензина из 4-х вагона-цистерн	186624	г
общее количество, вытесняемых паров бензина при наливе 1 маршрута	486000	г
валовый выброс вредных веществ в атмосферу при наливе бензинов	780	т/год

По результатам расчёта было выяснено, что при сливо-наливных операциях в железнодорожные цистерны, за год теряется 780 тонн паров бензина.

Под данные характеристики подходит устройства типа УРП-2500.

Герметизация цистерны для отвода углеводородно-воздушных смесей при наливе осуществляется с помощью плоского уплотнения по верхнему краю горловины цистерны.

4.1 Назначение, техническая характеристика установки регенерации углеводородов УРУ от АО «АНПЗ ВНК»

Установка УРУ предназначена для отделения углеводородов из парогазовоздушной смеси с дальнейшим их переводом в жидкое состояние.

При наливке бензина на эстакадах герметичного налива №3 и №4 цеха №17 «По товарно-сырьевому производству и отгрузке нефтепродуктов» из железнодорожных цистерн и автоцистерн выделяется большое количество углеводородных паров в смеси с воздухом, которые направлены на УРУ.

На первом этапе очистки паров углеводородов применяется метод адсорбции. В качестве адсорбента, применяется активированный древесный уголь, подвергнутый специальной обработке. Данный материал обладает большой активной поверхностью при относительно малом объеме. Процесс поглощения не может длиться бесконечно, т.к. активированный уголь имеет ограниченную поглощающую способность. Рекомендованный срок применения активированного угля не более 5 лет.

Для непрерывной работы УРУ применены два адсорбера В-1001 и В-1011. Оба адсорбера соединены параллельно посредством трубопроводов и регулирующих клапанов, проводимых в действие программным логическим контроллером. В то время как один адсорбер очищает пары углеводородов, поступающих на установку регенерации углеводородов цеха №3 «По вторичным процессам», загрязненный парами углеводородов, другой адсорбер находится в фазе регенерации активированного угля под действием вакуума, который создается жидкостно-кольцевым вакуумным насосом VP-2001, входящим в состав установки регенерации углеводородов (установка очистки газов) цеха №3.

					Выбор технологического решения по сокращению нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

Адсорберы установки рассчитаны таким образом, что фаза адсорбции паров углеводородов и фаза регенерации активированного угля имеют одинаковую продолжительность – рабочий цикл (15 мин). После поступления сигнала от программного логистического контроллера о прекращении поступления паров углеводородов на установку регенерации углеводородов (установка очистки газов) цеха №3 «По вторичным процессам», установка регенерации углеводородов работает еще в течении одного часа, после чего автоматически отключается.

Вторым этапом очистки загрязненного воздуха является абсорбция углеводородных паров холодным бензином. В отличие от адсорбции под абсорбцией понимается способность жидкости поглощать вещества из паровой фазы; в качестве абсорбента на установке регенерации углеводородов (установка очистки газов) цеха №3 «По вторичным процессам» применяется риформат объединенный (либо бензин газовой стабильный), который подается в абсорбционную колонну С-2001 сверху вниз в противопоток поднимающимся парам углеводородов. В результате чего пары углеводородов поглощаются потоком абсорбента и насыщенный таким образом абсорбент стекает в бензиновую секцию сепаратора В-2001. Оставшаяся часть смеси паров углеводородов выводится сверху абсорбента и поступает обратно на прием вакуумного насоса VP-2001.

В случае, если УРУ отключена или не обеспечивает проектную очистку и (или) обезвреживание выбросов, эксплуатация соответствующего технологического оборудования (установки) запрещена, о чем необходимо проинформировать цех №17.

Запрещается увеличение производительности технологического оборудования (установки) без реконструкции, модернизации ГОУ, используемой для очистки и (или) обезвреживания выбросов этого оборудования (установки), за исключением случаев, когда показатели работы ГОУ позволяют обеспечить соблюдение нормативов предельно допустимых выбросов при планируемом увеличении производительности

					Выбор технологического решения по сокращению нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

технологического оборудования (установки).

В случае изменений объемов производства, технологических процессов и (или) режимов работы технологического оборудования (установки), приводящих к изменению состава, объема и (или) массы газовой смеси на входе в ГОУ, необходимо проведение дополнительной проверки показателей работы ГОУ, подлежащих контролю и указанных в паспорте ГОУ.

4.2 Описание технологического процесса УРУ

Углеводородные газы и пары в смеси с воздухом при наливке железнодорожных цистерн на эстакаде №3 и автоцистерн на эстакаде №4 цеха №17 «По товарно-сырьевому производству и отгрузке нефтепродуктов» АО «АНПЗ ВНК» поступают по линии №691 Ду-400 в газосепаратор – емкость Е-2, который установлен на входе паров на установку УРУ.

Контроль содержания кислорода в бензиновых парах осуществляется газоанализатором ГТМ-1, который находится в операторной эстакады №3. Регулирование содержания кислорода производится подачей азота в трубопровод углеводородных паров. Количество подаваемого азота контролируется прибором позиция F-1. Регулирующий клапан которого (позиции F-1к) установлен на линии подачи азота в линии №691, на эстакаде №3.

Уровень конденсата в емкости Е-2 контролируется прибором L-2. На линии дренирования конденсата из Е-2 в дренажную емкость Е-3 расположен регулирующий клапан поз. L-2к, который предназначен для сброса конденсата бензиновых паров при превышении максимального уровня в Е-2. При достижении максимального и минимального значения уровня конденсата в емкости Е-2 по прибору позиция L-6 (L-10) и позиция L-7 (L-10) соответственно срабатывает сигнализация в операторной ЗФХ.

Откачка бензинового конденсата из дренажной емкости Е-3 производится насосом Н-1 по линии 697 в емкость Е-1.

Смесь углеводородных паров с воздухом из емкости Е-2 через фильтр

					Выбор технологического решения по сокращению нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

FF-1001, клапан К-1001 (К-1011) поступает в адсорбер В-1001 (В-1011). При нормальной работе один из этих клапанов постоянно открыт, в то время как другой остается закрытым. Переключение клапанов происходит одновременно. Если установка выключается после окончания работы, или в случае неполадки – оба клапана закрываются.

Давление углеводородных паров в смеси с воздухом регистрируется прибором позиция PRC-201, 211.

Температура по высоте адсорберов В-1001 и В-1011 контролируется приборами позиция ТРАН 101/1, 101/2, 101/3, 111/1, 111/2, 111/3.

Очищенный воздух из адсорбера В-1001 или В-1011 через выпускной клапан К-1002 или К-1012 и фильтр FF-1002 поступает на прием вентилятора В-1001 и выбрасывается в атмосферу.

В то время, как один из адсорберов работает в режиме адсорбции, другой работает в режиме регенерации активированного угля, т.е. адсорбционные перед этим пары десорбируются под действием вакуума.

Процесс адсорбции бензиновых паров, а также переход углеводородов из газовой фазы в жидкую сопровождается выделением тепла. При регенерации, напротив, температура падает. Адсорбционные активированным углем углеводороды испаряются, забирая при этом тепло из окружающей среды.

Фаза регенерации состоит из трех последовательных операций:

- вакуумирование;
- подача продувочного воздуха;
- выравнивание давлений.

За счет работы вакуумного насоса VP-2001 снижается абсолютное давление в адсорбере В-1011(В-1001), т.е. создается вакуум.

Регулирующий клапан KR-2011 (KR-2001) адсорбера В-1011 (В-1001) управляется в зависимости от величины давления перед вакуумным насосом, то есть чем меньше давление, тем больше он открывается.

Десорбированные углеводороды поступают в вакуумный жидкостно-

					Выбор технологического решения по сокращению нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

кольцевой насос VP-2001, где они соприкасаются с рабочей жидкостью, образующей жидкостное уплотняющее кольцо внутри насоса, и начинают частично конденсироваться.

Рабочая жидкость представляет собой смесь этиленгликоля с водой. Этиленгликоль позволяет понижать давление паров углеводородов за счет их охлаждения, в свою очередь рабочая жидкость так же подвергается охлаждению в теплообменнике WT-3001.

Рабочая жидкость циркулирует в жидкостно-кольцевом насосе по замкнутому контуру, состоящему из сепаратора В-2001, насоса Р-3001, запорного клапана KR-3001 и К-3002, холодильника рабочей жидкости WT-3001.

Температура рабочей жидкости контролируется по месту прибором позиции TI302.

При достижении максимального значения температуры рабочей жидкости по прибору TSAH301 срабатывает сигнализация и блокировка – остановка УРУ.

Количество подаваемой рабочей жидкости контролируется по прибору позиции FSAL301. При достижении расхода менее 5м³/ч срабатывает сигнализация и блокировка – остановка УРУ.

Жидкие и газообразные углеводороды вместе с рабочей жидкостью насосом VP-2001 подаются в бензиновую секцию сепаратора В-2001, где обе фазы разделяются за счет разницы их удельных весов.

Для того чтобы выделенный из паров газообразный бензин перевести в жидкое состояние, в абсорбер С-2001 насосом Р-5001 подается абсорбент.

Смесь «жирного газа» с верха абсорбера С-2001 поступает обратно на прием вакуумного насоса VP-2001 установки УРУ.

Абсорбент из РПСН и ГП цеха №17 поступает на прием насоса Н-6 в насосной титул 100 и закачивается по линии 693 в сборник свежего абсорбента Е-1. Объем Е-1 – 200 м³.

Уровень в емкости Е-1 контролируется прибором L-1а. При заполнении

					Выбор технологического решения по сокращению нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

емкости Е-1 до максимального уровня срабатывает сигнализация и блокировка – закрывается электрозадвижка З-10.

Емкость Е-1 по парам бензина имеет трубопроводную связь с линии 691 (пары на УРУ).

Из емкости Е-1 абсорбент поступает на прием насоса Р-5001 установки УРУ, температура бензина контролируется по прибору позиция ТS-503. Если температура абсорбента, поступающего на УРУ, выше 25 °С, то он направляется на доохлаждение в аппарат воздушного охлаждения ХВ-1/2. Температура на входе и выходе из ХВ-1/2 контролируется приборами позиция 4а и 4в с выводом показаний в операторной ЗФХ.

Из аппарата воздушного охлаждения ХВ-1/2 бензин поступает в теплообменник WТ-3001, где охлаждает рабочую жидкость и подается в абсорбер С-2001 в качестве абсорбента.

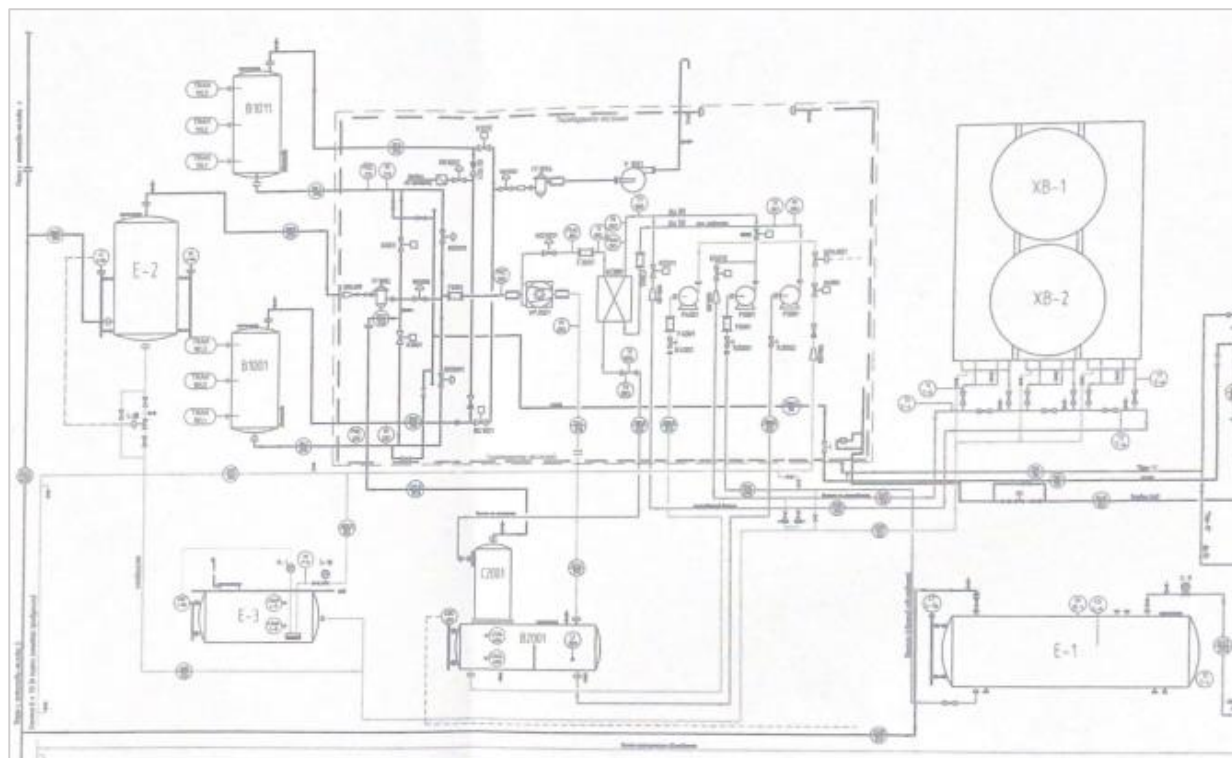
Расход абсорбента контролируется по прибору позиции FSAL-501.

Давление и температура контролируются по месту приборами позиция PI-501 и TI-501 соответственно.

Насыщенный абсорбент откачивается насосом Р-4001 с емкости Е-1 УРУ в линию 697 и далее в РПСН и ГП цеха №17. Диспетчер Производственного отдела АО «АНПЗ ВНК» дает команду на сборку схемы по откачке насыщенного абсорбента с установки УРУ в РПСН и ГП цеха №17. Перед откачкой насыщенного абсорбента из Е-1 УРУ старший оператор ЗФХ цеха №3 ставит в известность старшего оператора РПСН и ГП цеха №17 о предстоящей откачке.

Замена насыщенного абсорбента производится ежемесячно по согласованию с Производственным отделом АО «АНПЗ ВНК» (рисунок 23).

					Выбор технологического решения по сокращению нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86



E-1 – емкость для свежего абсорбента; E-2 – отбойник конденсата паров бензина;
 E-3 – емкость подземная, дренажная; В-1001/В-1011 – адсорберы; С-2001 – абсорбер;
 В-2001 – сепаратор; ХВ-1,2 – аппарат воздушного охлаждения абсорбента;
 FF1002/FF1004- фильтр; WT3001 – теплообменник

Рисунок 23 – Технологическая схема установки регенерации углеводородов

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Выбор технологического решения по сокращению нефтепродуктов

Лист

87

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2БМ12	Мусину Альберту Ринатовичу

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на проведение приобретение, установку и годовое обслуживание установки регенерации углеводородов
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	РД 153-39.4-078-01
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 18.03.2023 ФЗ «Об охране окружающей среды» ФЗ №7 от 10.01.2002 в ред. от 14.07.2022

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Обоснование перспективности установки регенерации углеводородов на АО «АНПЗ ВНК»
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Расчет доходов и затрат установки и годового обслуживания УРУ, расчет стоимости покупки, монтажа и годового обслуживания
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Оценка экономической эффективности внедрения и эксплуатации установки УРУ на АО «АНПЗ ВНК»

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком

Организационно-техническое обеспечение процесса улавливания паров нефти на производственных объектах её транспорта и хранения				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Мусин А. Р.		
Руковод.		Антропова Н. А.		
Рук. ООП		Шадрина А. В.		
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение			Лит.	Лист
			88	140
Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12				

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

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

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ12	Мусин Альберт Ринатович		

Таблица 11 – Исходные данные к расчёту

Показатель	Единица измерения	Значение
Стоимость 1 тонны бензина АИ-95 по состоянию на 1 апреля [35]	руб.	39780
Масса испарений бензина за одну операцию налива-опорожнения, M_1	тонн	4,33
Количество операций налива/опорожнения железнодорожных и автоцистерн в год, n	шт.	180
Время работы установки, t	ч	18
Потребляемая мощность, N	кВт*ч	350
Стоимость установки (с учетом НДС), P	млн. руб.	57
Ставка амортизации, a	%	15
Ставка на выброс легких углеводородов, T	руб./т	108000
Себестоимость 1кВт*ч,	руб.	25
Степень улавливания паров, η	%	98
Дата снятия данных	20.04.2023	

Таблица 12 – Технологические потери нефтепродуктов

Потери нефтепродуктов от испарений, тонн	
За одну операцию налива-опорожнения, M_1	За год, M_2
4,33	780

В ходе операций налива-опорожнения происходит постоянное испарение легких фракций углеводородов. В представленной работе рассчитано количество испарившихся в атмосферу УВ в период одной операции налива – опорожнения. Количество операций в год принято из условия «одна операция в два дня».

$$M_2 = M_1 \cdot n = 4,33 \cdot 180 = 780 \text{ тонн.}$$

Таблица 13 – Плата за негативное воздействие на окружающую среду

Плата за негативное воздействие на окружающую среду за выброс лёгких углеводородов, руб.	
До внедрения УРУ, W_1	После внедрения УРУ, W_2
84175200 руб.	1684800 руб.
Экономия, W_3 : 82490400 руб.	

Согласно постановлению правительства РФ от 13 сентября 2016 г. №913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах» существуют платежи, при наличии у предприятия испаряющихся в атмосферу УВ. Согласно ставке по данным платежам проведены следующие расчёты:

$$W_1 = M_2 \cdot T = 780 \cdot 108000 = 84175200 \text{ руб.}$$

$$W_2 = M_2 \cdot T \cdot (1 - \eta) = 780 \cdot 108000 \cdot (1 - 0,98) = 1684800 \text{ руб.}$$

$$W_3 = 84175200 - 1684800 = 82490400 \text{ руб.}$$

Таблица 14 – Годовые расходы на электроэнергию

Плата за электроэнергию, руб.	
За одну операцию налива-опорожнения, E ₁	За год, E ₂
119700	21546000

В большинстве удалённых производств существуют свои генераторы энергии, работающие на попутном нефтяном газе или природном. Приняв цену за 1 м³ газа для даты данного экономического расчета [36] (на период 20.04.2023), пропорции затрат газа и полученной из него электроэнергии [37], устанавливаем условную стоимость 1 кВт*ч электроэнергии и проводим следующие расчёты:

$$E_1 = r \cdot t \cdot N = 19 \cdot 18 \cdot 350 = 119700 \text{ руб.}$$

$$E_2 = E_1 \cdot n = 119700 \cdot 180 = 21546000 \text{ руб.}$$

Таблица 15 – Прямой результат рекуперации

Выгода от продажи возвращенных нефтепродуктов, руб.	
За одну операцию налива-опорожнения, H ₁	За год, H ₂
168802,45	30384441,4

Согласно технологической схеме установки, пары нефти, прошедшие установку рекуперации, возвращаются в резервуар для хранения нефти, поэтому необходимо вычислить стоимость сохранённых нефтепродуктов:

$$H_1 = M_1 \cdot \eta \cdot p = 4,33 \cdot 0,98 \cdot 39780 = 168802.45 \text{ руб.}$$

$$H_2 = H_1 \cdot n = 168802.45 \cdot 180 = 30384441.4 \text{ руб.}$$

Таблица 16 – Рентабельность установки

Итоговая рентабельность за год, млн. руб.	
Без учёта амортизации, C_1	С учётом амортизации, C_2
991,4	55,64

В дальнейшем необходимо найти суммарный экономический эффект от внедрения установки УРУ. Для удобства, эффект показан с учётом амортизации и без него.

$$C_1 = H_2 - E_2 + W_3 = 30384441.4 - 21546000 + 82490400 = 91328841.4 \text{ руб.}$$

$$C_2 = C_1 - P \cdot a = 91328841.4 - 57000000 \cdot 0,15 = 82778841.4 \text{ руб.}$$

Расчет экономического эффекта внедрения установки УРУ

Расчет экономической эффективности будет зависеть от трех параметров: стоимости установки (C_0), стоимости ее обслуживания в год (C), в том числе расходы на зарплату работникам и стоимости монтажа установки. Экономическая эффективность будет рассчитываться относительно экономии при потере паров нефтепродуктов за тот же период (D):

$$\mathcal{E} = D - (C_0 + C) = 527482,80 - (61645 + 147228.1) = 325651,55 \text{ руб.}$$

Оценка экономической эффективности внедрения установки УРУ

Расчет инвестиций при внедрении УРУ представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Расчет инвестиций при внедрении УРУ

Инвестиции, I, тыс. руб.	
Установка регенерации углеводородов	57000
Доставка оборудования	2850
Сборка оборудования	1710
Итого	61645

Ежегодные эксплуатационные затраты сформированы с учетом следующих затрат, представленных в таблице 18.

Таблица 18 – Виды расходов, формирующих эксплуатационные затраты

Виды затрат	Стоимость, тыс. руб.
Электроэнергия	62,5
Прочие материальные затраты:	360
– Охлаждающая жидкость ОЖ-65	
– Тосол автомобильный А-40	360
– Уголь активный рекуперационный марка АР-Б	1200
– Бензин газовый стабильный	83,75
ФОТ	2052
Платежи за негативное воздействие на окружающую среду	1684

Выручка формируется в результате производства стоимости и объема нефтепродукта, сохраненного при внедрении УРУ. Показатели экономической эффективности внедрения УРУ представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Показатели экономической эффективности внедрения УРУ

Денежный поток	тыс. руб.	187641,50
Накопленный денежный поток	тыс. руб.	172478,21
Чистый дисконтированный доход (ЧДД) ($i = 15\%$), NPV	тыс. руб.	38049,29
Внутренняя норма доходности (ВНД, ВНР), IRR	%	27,95%
Срок окупаемости (простой), PP	годы	1,8
Срок окупаемости (дисконтированный), DPP	годы	6,1
Индекс доходности капитальных вложений, PI	доли ед.	1,64

Вывод

В ходе технико-экономических расчётов было показано, что годовой экономический эффект при работе УРУ на предприятии составил 82,78 млн. руб. В данном случае внедрение УРУ считается эффективным не только с экологической точки зрения – технологические потери нефти сокращаются до 98 %, но и с экономической, так как установка окупает себя за 6,1 лет.

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

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающемуся:

Группа		ФИО	
		Мусину Альберту Ринатовичу	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов, 21.04.01

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p>Объект исследования – установка регенерации углеводородов Область применения – операции заполнения/опорожнения резервуаров для нефти</p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>РД 153-39.4-078-01 Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз; РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04 «Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объёмом 1000-50000м³»;</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p>Вредные факторы: -отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе рабочей зоны; -превышение уровней шума; -повышенная загазованность рабочей зоны. Опасные факторы: -движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; -пожаро-взрывобезопасность на рабочем месте.</p>

Организационно-техническое обеспечение процесса улавливания паров нефти на производственных объектах её транспорта и хранения				
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>
<i>Разраб.</i>	Мусин А. Р.			
<i>Руковод.</i>	Антропова Н. А.			
<i>Рук. ООП</i>	Шадрина А. В.			
Социальная ответственность			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>
			96	140
Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12				

3. Экологическая безопасность:	<p>Атмосфера: выбросы газа и нефтяных испарений, возгорания на производственном объекте.</p> <p>Гидросфера: загрязнение почвенных вод нефтью и нефтепродуктами.</p> <p>Литосфера: загрязнение почв и растительности нефтью и нефтепродуктами</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС: лесные пожары, ураганы, возгорания на производственном объекте, землетрясения.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: возгорания на производственном объекте.</p>

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	
--	--

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»:

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

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ12	Мусин Альберт Ринатович		

6 Социальная ответственность

Введение

Установка регенерации углеводородов является одним из лучших решений по улавливанию испарений легких фракций нефти или нефтепродуктов. Процесс перехода легких углеводородов из газовой фазы в жидкую основан на конденсато-абсорбционной технологии. Данная технологическая установка применима для накопления паров при любых сливо-наливных операциях, т.е. для железнодорожных и автоцистерн, а также для резервуарных парков с различным функционалом. Данная работа предполагает размещение установки УРУ в резервуарном парке для легких фракций углеводородов в распоряжении АО «АНПЗ ВНК» в северной части Красноярского края. Применение установки эффективно как с экологической точки зрения, так и финансово рентабельно.

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность в основном регламентирует Трудовой кодекс РФ. Конкретно для рассматриваемых работников резервуарного парка, регулировка основной их трудовой деятельности в большинстве своём производится на основе Статьи 297 ТК РФ «Общие положения о работе вахтовым методом» [38] и Федеральным законом о промышленной безопасности опасных производственных объектов [39].

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					Организационно-техническое обеспечение процесса улавливания паров нефти на производственных объектах её транспорта и хранения		
Разраб.		Мусин А. Р.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н. А.				98	140
Рук. ООП		Шадрина А. В.			Социальная ответственность		
					Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12		

порядке.

Эргономические требования к рабочей зоне

Управление установкой УРУ и контроль за технологическим процессом осуществляется посредством приборной панели в операторной. Все технологические процессы и операции в установке УРУ контролируются системой управления – программируемым логическим контроллером. Из чего следует ряд особенностей для эргономики рабочей зоны:

- конструкция, взаимное расположение элементов рабочего места (органы управления, средства отображения информации и т.д.) должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру работы;
- рабочее место должно быть организовано в соответствии с требованиями стандартов, технических условий и (или) методических указаний по безопасности труда;
- форма подачи информации должна исключать необходимость сложных количественных и логических преобразований;
- шкала отсчётного устройства не должна содержать сведений, не относящихся к измеряемому параметру;
- наименование измеряемого параметра на шкале должно быть полным, кроме случаев применения стандартных символов;
- пределы шкалы отсчётного устройства или количество разрядов механического «счётчика» должны соответствовать пределам изменения измеряемого параметра и обеспечивать максимальную точность считывания.

Производственная безопасность

Вследствие того, что установка регенерации углеводородов способна работать в автономном режиме, в дальнейшем будут рассмотрены основные опасные и вредные факторы при редких случаях технического обслуживания установки или её ремонта и при общем хранении нефти и нефтепродуктов в резервуарном парке (таблица 20).

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

Таблица 20 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работы		Нормативные документы
	Установка	Эксплуатация	
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	+	ГОСТ 12.0.003 -2015 ССБТ [40]
Пожаро-взрывобезопасность на рабочем месте	+	+	ГОСТ 12.1.044–89 ССБТ [41]
Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе рабочей зоны	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [42]
Превышение уровней шума	+		ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [43]
Повышенная загазованность рабочей зоны	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [44] ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [45]

Рассмотрим опасные и вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при хранении нефти и нефтепродуктов в резервуарном парке, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

В составе установки УРУ нет как таковых движущихся элементов, однако в процессе размещения в резервуарном парке подобные элементы присутствуют в значительной мере. Поэтому движущиеся части ремонтно-строительного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены, расположены и использованы так, чтобы минимизировать возможность прикосания к ним рабочего или вероятность травмирования.

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право [46].

функциональность: внутренний слой (нижнее белье); средний слой (свитер); внешний слой (куртка). Помимо одежды к работам должны допускаться работники с хорошей физической формой и годные по состоянию здоровья.

Работники, которые трудятся на открытом воздухе при высоких температурах, рискуют получить травмы:

- перегревание организма (гипертермия);
- солнечный удар.

Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в местах с нормальным климатом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы.

Для защиты от гнуса и клещей работникам выдается набор репеллентов, в состав которого входят аэрозоль и крем для защиты от гнуса и мошки, аэрозоль для защиты от клещей, средство после укусов (бальзам). Летняя спецодежда включает в себя противэнцефалитные костюмы.

Превышение уровней шума

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА [49].

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи); средств звукопоглощения.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

В качестве СИЗ ГОСТом предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования, вкладыши «Беруши» и др.), заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА. В случаях более

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

высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство [50].

Повышенная загазованность рабочей зоны

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК).

Предельно-допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³ для природного газа ПДК равно 300 мг/м³ [51].

ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [52]:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчёте на углерод) – 300 мг/м³;
- в качестве одорантов в основном применяют меркаптаны, в частности этилмеркаптан (C₂H₅SH), которые относятся ко 2-му классу опасности (вещества высокоопасные). ПДК в воздухе рабочей зоны по санитарным нормам 1 мг/м³;
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2-ой классу опасности);
- ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- ПДК метанола (CH₃OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м³;

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

										Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							106

расчётных и инструментальных методик, допущенных к применению специально уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, а также применяют меры по уменьшению выбросов летучих органических соединений из стационарных источников.

Концентрацию в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий, рассчитывают в соответствии с ОДН-86 «Методика расчёта концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий».

С целью охраны окружающей среды от загрязнений сточными водами контроль за содержанием в них вредных веществ проводят по ГН 2.2.5.3532-18 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населённых мест» [55] и СанПиН 2.1.7.1322-2003 Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления.

Обезвреживание отходов, образующихся при очистке оборудования и тары, осуществляют в соответствии с порядком накопления, транспортирования, обезвреживания и захоронения токсичных промышленных отходов в соответствии с ГН 2.1.5.1315-2003 «(ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования» [56].

В случае аварийных ситуаций возможно разливы нефти или нефтепродуктов из трубопроводов, трубопроводной арматуры или конструкций резервуаров. Планы по ЛАРН представлены в «ГОСТ 34182-2017 [57].

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – это обстановка на определённой 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 [58].

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

$$Q_{э2} = (1 - K_1) \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot K_6 \cdot K_7 \frac{Q_0}{h \cdot d}$$

где K_1 – коэффициент, зависящий от условий хранения вещества;

K_2 – коэффициент, зависящий от физико-химических свойств вещества;

K_3 – коэффициент, равный отношению пороговой токсической дозы хлора к пороговой токсической дозе другого вещества;

K_4 – коэффициент, учитывающий скорость ветра, $K_4=1$

K_5 – коэффициент, учитывающий степень вертикальной устойчивости атмосферы (для инверсии равен 1)

K_6 – коэффициент, зависящий от времени N , прошедшего после начала аварии;

K_7 – коэффициент, учитывающий влияние температуры воздуха $K_7=1$;

Q_0 – количество разлившегося при аварии вещества, т;

h – толщина слоя разлившегося вещества, м;

d – плотность вещества, т/м³;

Коэффициент K_1 рассчитывается по соотношению:

$$K_1 = \frac{C_p \cdot \Delta T}{\Delta H_{исп.}}$$

Так как температура жидкого вещества после разрушения емкости не изменится, то ΔT – разность температур жидкого вещества до и после разрушения ёмкости будет равна нулю.

Соответственно $K_1=0$.

$$K_2 = 8.10 \cdot 10^{-6} \cdot P \cdot \sqrt{m}$$

$$K_2 = 8.10 \cdot 10^{-6} \cdot 250 \cdot \sqrt{61.5} = 0.016.$$

Коэффициент K_3 находим из соотношения:

$$K_3 = \frac{D_{хл.}}{D_{бенз.}}$$

где $D_{хл.}$ – токсическая доза хлора, мг*мин/л, равно 0,6.

Значение токсической дозы бензина можно определить по соотношению:

										Лист
										112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность					

v – скорость переноса переднего фронта зараженного воздуха при данной скорости ветра и степени вертикальной устойчивости воздуха, км/ч
 $v = 5 \text{ м/с}$

$$\Gamma_{\text{п}} = 0,2 \cdot 5 = 1 \text{ км}$$

За окончательную расчетную глубину зоны заражения принимается меньшее из двух сравниваемых между собой значений.

Расчетная глубина зоны заражения принимается равной 0,011 км как минимальная из Γ_2 и $\Gamma_{\text{п}}$.

Определение площади зоны загазованности токсичным веществом

Площадь зоны возможного заражения для вторичного облака испаряющегося вещества определяется по формуле:

$$S_{\text{в}} = 8,72 \cdot 10^{-3} \cdot \Gamma^2 \cdot \varphi$$

Где φ – угловые размеры зоны возможного заражения.

Тогда

$$S_{\text{в}} = 8,72 \cdot 10^{-3} \cdot 0,01^2 \cdot 180 = 0,0002 \text{ км}^2$$

То есть это будет зона с радиусом $R=8$ м.

Таким образом, можно сделать вывод, что сегодня российские компании нефтегазовой отрасли (в частности АО «АНПЗ ВНК») все больше внимания уделяют социальной ответственности, активно развивают практики социальной ответственности по различным направлениям (снижают негативное влияние на окружающую среду, повышают безопасность рабочих мест, создают развитую инфраструктуру), а также ведут диалог с заинтересованными сторонами.

										Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							114

Заключение

В работе были рассмотрены различные методы рекуперации и сокращения потерь нефти и нефтепродуктов на производственных объектах. Была проведена классификация методов рекуперации, а также приведены виды и источники потерь на различных объектах. Были рассмотрены системы технологических решений по улавливанию паров нефтепродуктов на производственных объектах, включая резервуары, морские нефтеналивные терминалы, железнодорожные наливные эстакады и устройства регенерации углеводородов.

Для успешного решения проблемы необходимо использовать современное оборудование, которое позволяет эффективно улавливать пары нефти и перерабатывать их в целевые продукты, как показали результаты расчётов, установка регенерации углеводородов является эффективным способом повышения экологической безопасности и экономической эффективности производств, где используются углеводороды. Эта установка позволяет восстановить ценные минеральные ресурсы и уменьшить выход вредных веществ в окружающую среду.

Таким образом, установка регенерации углеводородов является важным шагом в направлении устойчивого развития, который может привести к сокращению затрат на производство и экологического воздействия на окружающую среду. В целом, проведение улавливания паров нефти на производственных объектах требует комплексного подхода и должно осуществляться с соблюдением всех необходимых нормативных требований и правил безопасности.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Организационно-техническое обеспечение процесса улавливания паров нефти на производственных объектах её транспорта и хранения		
Разраб.		Мусин А. Р.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н. А.				115	140
Рук. ООП		Шадрина А. В.			Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ12		
					Заключение		

В заключение, можно отметить, что важность разработки и применения методов рекуперации и сокращения потерь нефти и нефтепродуктов на производственных объектах несомненна. Эти методы не только могут существенно снизить негативное воздействие на окружающую среду, но и приводят к экономической эффективности предприятий. При этом необходимо учесть различные факторы, связанные с конкретным объектом производства и применяемой для него технологией, чтобы выбрать оптимальный метод рекуперации и сокращения потерь.

					Заключение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		116

9. Черников, В.И. Сооружение и эксплуатация нефтебаз. Издание второе, переработанное и дополненное. Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы / В. И. Черников. – М.: Эскпи. – 1955. – 312 с.

10. Абузова, Ф. Ф. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении / Ф. Ф. Абузова, И. С. Бронштейн и др. – М.: недра. – 1981. – 6 с.

11. Тугунов, П. И. Типовые расчёты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов / П. И. Тугунов, В. Ф. Новосёлов, А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис». – 2002. – 658 с.

12. Максименко, А. Ф., Моделирование процесса заполнения резервуара нефтепродуктами / А. Ф. Максименко, С. С. Лоповок // Нефть, газ и бизнес. – 2015. – 53 с.

13. Коршак, С. А. Совершенствование методов расчета потерь бензинов от испарения из резервуаров типов РВС и РВСП. – Уфа. – 2003. – 169 с.

14. Коршак, А. А. Нефтебазы и АЗС: Учебное пособие / А. А. Коршак, Г. Е. Коробков, Е. М. Муфтахов. – Уфа: ООО «Дизайн-ПолиграфСервис». – 2006. – 416 с.

15. Константинов, Н. Н. Борьба с потерями от испарения нефти и нефтепродуктов / Н. Н. Константинов. – М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы. – 1961. – 260 с.

16. Бабичев, Д. А. Оценка напряжённо-деформированного состояния конструктивных элементов сооружений переменного объёма для хранения нефти и нефтепродуктов / Д. А. Бабичев. Т.: Тюменский государственный нефтегазовый университет. – 2008. – 145 с.

17. Нормы естественной убыли нефтепродуктов. Приказ Минэнерго России. – 2009. – 3 с.

										Лист
										118
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Список использованных источников					

28. РМГ 116-2011 ГСИ. Резервуары магистральных нефтепроводов и нефтебаз. Техническое обслуживание и метрологическое обеспечение в условиях эксплуатации. – 2011. – 65 с.

29. ГОСТ 1510-84 Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение. – 2010. – 177 с.

30. Абузова, Ф. Ф. Оптимальный объем газосборника для резервуарных парков с газоуравнительной системой / Ф. Ф. Абузова, М. Г. Фокин, Р. А. Мухамедьярова. – М.: Нефтяное хозяйство. – 1977. – 64 с.

31. ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия. – 2019. – 133 с.

32. Железко, Ю. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю Железко. – М.: Litres. – 2022. – 39 с.

33. Кучеров, В. Г. Природный газ-главный источник энергии в XXI / В. Г. Кучеров. – Спб.: Газовая промышленность. – 2014. – 12 с.

34. ГОСТ 1756-2000 (ИСО 3007-99) Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров: – Москва. – Обновляется в течение суток. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200011970> (дата обращения: 20.04.2023). – Текст: электронный.

35. Центральный банк Российской Федерации: – Москва. – Обновляется в течение суток. – URL: <https://www.cbr.ru/> (дата обращения: 04.05.2023). – Текст: электронный.

36. Цены на нефть бензин АИ-95: – Москва. – Обновляется в течение суток. – URL: <https://rosneft.ru/tseny-na-toplivo> (дата обращения: 04.05.2023). – Текст: электронный.

37. Постановление Правительства РФ от 13 сентября 2016 г. N 913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах»: – Москва. – Обновляется в течение суток. – URL: <http://base.garant.ru/71489914/> (дата обращения 04.05.2023).

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		120

38. Налоговый кодекс РФ (часть вторая): Статья 258. Амортизационные группы (подгруппы). Особенности включения амортизируемого имущества в состав амортизационных групп (подгрупп): – Москва. – Обновляется в течение суток. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/92b60a20c6a0b9a44d8dcc235f3a47d5e2442526 (дата обращения 04.05.2023).

39. Шадрина, Е. И. Экономическая и экологическая эффективность применения средств сокращения потерь углеводов //Актуальные направления научных исследований XXI века: Теория и практика /Е. И. Шадрина, Е. И. Урюпина, О. А. Нор. – М.: Недра. – 2015. – 209 с.

40. ГН 2.2.5.3532-18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны: – Москва. – Обновляется в течение суток. – URL: <https://meganorm.ru/Index2/1/4293737/4293737770.htm> (дата обращения 21.05.2023).

41. Климат Томской области, Ростуризм: – Томск. – Обновляется в течение суток. – URL: https://www.russiatourism.ru/contents/turism_v_rossii/regions/sibirskiyfo/tomskaya-oblast/ (дата обращения 21.05.2023).

42. Инструкция по охране труда при работе при низких температурах на открытом воздухе и в не отапливаемых помещениях. – Москва. – Обновляется в течение суток. – URL: https://ohranatruda.ru/ot_biblio/instructions/166/150687/ (дата обращения 21.05.2023).

43. Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера. – Москва. – Обновляется в течение суток. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/9009935> (дата обращения 21.05.2023).

44. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. – 2016. – 110 с.

45. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		121

заземление, зануление. – 2013. – 81 с.

46. ГОСТ Р 22.3.03-94 Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения. – 2003. – 94 с.

47. ГОСТ 34182-2017. Межгосударственный стандарт. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения. – 2002. – 187 с.

48. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод. – 2010. – 94 с.

49. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий. – 2003. – 17 с.

50. ГН 2.1.5.1315-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования. – 2005. – 56 с.

51. Чрезвычайные ситуации и экологическая безопасность в нефтегазовом комплексе. – 2009. – 67 с.

52. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – 2006. – 133 с.

53. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения. – 2007. – 63 с.

54. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – 2002. – 36 с.

55. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. – 2007. – 66 с.

56. ОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – 2019. – 25 с.

57. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).

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

Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – 2020.
– 74 с.

58. Статья 297 ТК РФ «Общие положения о работе вахтовым методом».
– 2020. – 57 с.

59. Федеральный закон о промышленной безопасности опасных
производственных объектов. – 2023. – 154 с.

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

Приложение I

Organizational and technical support for oil vapor recovery at production, transportation and storage facilities

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ12	Мусин А. Р.		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антропова Н. А.	к. г.-м. н., доцент		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Организационно-техническое обеспечение процесса улавливания паров нефти на производственных объектах её транспорта и хранения		
Разраб.	Мусин А. Р.						
Руковод.	Антропова Н. А.					124	140
Рук. ООП	Шадрина А. В.				Отделение нефтегазового дела Группа 3-2Б7А		

1.2 Types and sources of oil and oil products losses

The literature review reveals that losses of oil or petroleum products can be categorized into two classifications that showcase similarities and differences. The first classification focuses on the type of loss, which includes quantitative loss, quantitative-qualitative loss, and qualitative loss.

Quantitative losses. Quantitative losses may occur due to incomplete discharge or overflow of containers during transportation or storage of hydrocarbons, leaks caused by inadequate tank walls and bottoms, pipeline fitting breakage, improper technology during filling/emptying/technological operations, and malfunctioning control and measuring equipment. In addition, incomplete discharge of oil caused by design flaws in containers (such as an incorrect slope of the tank bottom) and oil buildup leading to a film on the tank walls can also result in loss [1].

Qualitative and quantitative losses. Petroleum products experience a loss of their lighter fractions due to natural evaporation, which can have a negative impact on their overall quality. Gasoline is particularly vulnerable to such evaporation, while jet fuel is less affected. However, oils, fuel oils, and lubricants typically experience negligible evaporation and thus maintain their properties [2].

Gasoline undergoes a reduction in octane number and saturated vapor pressure due to the evaporation of its lighter components. This causes an increase in the boiling point of gasoline and its different fractions, thus making it harder to start engines and leading to higher fuel consumption and engine wear.

Volatilization costs stem from the release of gas vapor mixture from the vapor space of tanks into the environment. This can occur during the tank filling process, daily temperature fluctuations, changes in atmospheric pressure or after emptying the tank. If there are multiple design holes in the tank, ventilation of the vapor space can also contribute to volatilization costs [3].

The loss of the lightest fractions during volatilization causes the pressure of saturated vapors of petroleum products to increase in order to transport the product from the manufacturer to the buyer. This results in varying unit costs during storage

					Приложение I	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		125

or other operations, depending on the storage time.

«Small breath» losses occur when liquid petroleum products evaporate, causing a decrease in volume but an increase in the tank vapor space (VS). «Big breath» losses happen when fluid is pumped out of the tank, and air fills the released VS volume, leading to a drop in the partial pressure of oil vapors and increased evaporation before saturation. These losses are proportional to the volume of oil products pumped and the frequency of filling/emptying operations. Saturation of the VS can lead to losses during the first fill, when warm oil or higher-pressure products are added, which causes the breathing valve to open and release GVM. The amount of GVM is determined by the vapor volume and the VS capacity.

When oil is pumped from a tank, it leads to «reverse exhalation». This happens because the VS is not fully saturated, which causes the GVM to become saturated with vapors from the petroleum products. This leads to increased pressure inside the container holding the GVM.

When the pressure of the gas mixture in a tank exceeds the opening pressure of its breathing valve, the valve opens to allow the excess pressure to escape into the surrounding atmosphere. This is similar to what happens when a cleaned and ventilated container is partially filled but the VS is not yet saturated with hydrocarbon vapors. In these cases, an “additional exhalation” occurs after the tank filling is complete, and the breathing valve may not have enough time to close.

Quality losses. Degradation of oil products occurs when petroleum products of different properties are pumped through the same pipeline, or when residual products of lower grade hydrocarbons are not removed from filling reservoirs. This mixing of high- and low-grade hydrocarbons results in a negative impact on the final quality of the oil product.

The quality of petroleum products is affected not only by physical and chemical effects and reactions, but also by the time and storage conditions.

To maintain the quality of petroleum products, it is advisable to store them for the shortest possible period of time, especially if their quality deteriorates quickly. Nonetheless, the suggested storage durations for such products can be extended in

					Приложение I	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		126

semi-underground and underground storage facilities located in the middle and northern regions, as the lower temperatures there help preserve their quality.

The evaporation of light fractions from reservoirs is influenced by distinct factors according to [4]. Big breaths account for 80,2 %, VS ventilation for 19,05 %, and small breaths for only 0,8 %.

The second classification is natural, operational and emergency losses.

Natural losses. The losses of petroleum products occur due to various factors such as weather, the properties of the oil, and the equipment used in storage facilities. While these losses cannot be completely eliminated with the current technology available, they can be reduced through proper planning and the use of appropriate techniques and organizational strategies [5].

Losses that occur naturally due to the evaporation of oil and petroleum products are a combination of both quantitative and qualitative factors. The amount and quality of the losses depend on the varying rates at which hydrocarbons within the product evaporate. Evaporation accounts for the majority of petroleum product losses during storage, typically up to 1% of the total amount. Therefore, great importance is placed on minimizing these costs [6].

Operational losses. Oil losses occur due to various reasons like equipment malfunction, inappropriate operations, spills, incomplete discharge, contamination, and waterflooding. These losses can be prevented if appropriate measures are taken such as organizing the storage of oil products proficiently, maintaining and repairing tanks and equipment regularly, and planning tank filling and emptying operations logically.

Emergency losses. Losses due to natural disasters and other incidents that damage or destroy oil storage equipment, such as reservoirs and pipelines, are known as infrastructure losses. These losses may involve spills, fires, and explosions.

Preventative measures, such as increasing the lifespan of equipment and improving fire safety, can help prevent these types of losses. Automated systems for quickly collecting spilled oil products can also limit the damage caused by accidents.

						Приложение I	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			127

1.3 Methods for reducing losses

There are several strategies available for mitigating the loss of oil and petroleum products caused by storage in tank farms, refineries, and fuel depots. The approach chosen depends on the specific reasons behind the losses and the type of loss involved. Factors such as meteorological conditions and production requirements are also taken into account when determining the most appropriate methods for addressing the issue. One effective approach is to focus on minimizing evaporation, and there are at least five techniques available for achieving this goal [7].

The initial approach is to decrease the volume of the reservoir vapor space (VS). In theory, the absence of VS would eliminate evaporation losses entirely. Consequently, in reality, minimizing the VS size would result in proportionally less evaporation loss.

This regulation is implemented in creating tanks that have a floating roof and pontoons, which lessens the number of evaporative losses during «big breaths» and «reverse exhalation» by roughly 75% for filling/emptying up to 60 times a year, and by 85% for more than 60 operations. The profitability of this innovation is evident in tanks with at least 12 operations annually. Moreover, it decreases evaporation losses by approximately 70% for «small breaths».

The second method for storing petroleum products involves applying additional pressure. If the tank can withstand the increased pressure, there is no need for environmental contact and losses from evaporation can be eliminated. However, constructing and operating high-pressure tanks pose problems, as weather conditions can make it difficult to determine the optimal pressure range as well as the complexity of analyzing hydrocarbons. Despite its potential efficiency, this method may be challenging to implement in practice.

The third category pertains to a reduction in the magnitude of the temperature variation in the vestibular system.

The methods employed to prevent or reduce thermal exchange between the surrounding environment and stored petroleum products include the utilization of

										Приложение I	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							128

cooling through direct water contact, insulation of tanks to minimize heat transfer, and the use of an appropriate color that reflects heat waves or radiation in the most efficient manner.

The fourth category involves a technique that prevents the emission of petroleum product vapors into the air.

This technique involves connecting the vapor spaces of multiple containers through a network of gas equalization pipelines. In basic implementation, one tank is emptied while the other is filled, with the gas mixture passing from the refilling tank through the pipelines to the emptying tank. Synchronizing the tanks can greatly enhance preservation of evaporating oil product. The overall efficacy of this system is dependent on the level of synchronization between the tanks.

One effective approach to minimize oil product losses is to implement organizational and technical measures, such as the deliberate management of reservoirs.

To gain a better understanding of the approaches used to minimize evaporation losses during tank storage of oil and petroleum commodities, each method will be examined in greater depth.

1.3.1 Temperature protection of tanks

The simplest and most applicable technical measure for protecting oil tanks is temperature control. This technique minimizes the amount of heat transfer that occurs between the stored oil and the surrounding environment, thereby providing effective protection [8].

Various approaches can be taken to protect tanks from changes in temperature, including heat-resistant coatings, insulation, shielding, water cooling, and other methods. Through extensive use of these techniques, it is possible to accurately

evaluate the effectiveness of current temperature protection devices in preventing evaporation losses.

To maintain the temperature of horizontal reservoirs while they are static, one effective method is to dig them into the ground. There are three primary types of

					Приложение I	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		129

In fact, using a mixture of chalk or lime diluted with saltwater and 10% Portland cement is just as effective as using expensive aluminum powder. Despite its popularity, zinc whitewash is not recommended as it has a low reflection coefficient which can diminish its effectiveness.

The effectiveness of heat-resistant paint used on tank surfaces diminishes during their operation due to factors such as surface contamination, chemical alterations in the composition of the paint, and physical wear and tear. As a result, it is necessary to periodically freshen up the coating to maintain its protective properties.

The inner surfaces of the tank must also be painted with low radiation coefficient coatings to match the external paint. This involves using gasoline-resistant coatings like EP-755, XC-717, XC-720 and FL-724 on the inner part of the tank roof. This process reduces heat flow by about 50% and minimizes evaporation loss by 27-45%.

Painting both the inside and outside of tanks simultaneously can significantly decrease the amount of oil and petroleum product loss due to evaporation (by 30-65%) at a relatively low cost. A cost-effective and straightforward technological process has been developed to use polyurethane foam as thermal insulation in both field and stationary environments using a “Foam” type installation and spraying technique.

On the practical side, it is advantageous to apply polyurethane foam in two layers, and first apply low-density polyurethane foam as the first layers (PU-3 or PU- 17N), which have significant thermal insulation qualities. For the outer layer, you can use rigid polyurethane foams with a high-density value (PU-PN-1 or PU-PN-2). Although they may have weaker thermal insulation and require a significant initial investment, high-density rigid polyurethane foams offer exceptional mechanical strength and resistance to moisture, petroleum-based products, and various chemicals. Additionally, they can accept both static and dynamic loads without the need for external protection. The spray method of application, which takes advantage of the material's low density and high adhesion, allows for thermal

										Приложение I	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							131

insulation on curved surfaces and oddly-shaped parts.

Insulating tanks with polyurethane foam can significantly decrease petroleum product loss due to evaporation, according to table 2 which displays the key physical and chemical characteristics. The reduction can reach up to 60-70% when compared to non-insulated tanks with similar design and volume.

Table 2 – Properties of heat-insulating polyurethane foams

Indicator	Density of polyurethane foam, kg/m ³					
	Low				High	
	30-50	100-200	200-400	400-600	600-800	800-1000
Limit strength, MPa						
When compressed:	0.25	0.8	4.0	16.0	25.0	35.0
When bending:	0.4	1.0	6.0	12.4	18.6	24.2
Water absorption for 24 hours, kg /m	0,02	0.03	0.01	0.008	0.009	0.001
Coefficient of thermal conductivity at 20S, W/(m*°C)	0.3	0.8	0.11	0.12	0.148	0.155
Temperaturesoftening, °C	90	120	140	160	180	200

To reduce the temperature of a GP, tanks can be cooled using water. One method is by installing a water screen on the tank roof, which can be a continuously flowing pool of water or regularly topped up with a thin layer of water. Another option is to irrigate the upper portion of the tank with water using sprayers, such as those found in fire water irrigation systems.

The effectiveness of using water cooling for tanks has been proven through experience, but it requires continuous operation. If irrigation is done periodically, it can cause temperature changes in the tank's gas space to expand, resulting in an increase in the volume of «small breaths».

Water cooling has a drawback which is a higher risk of corrosion and erosion on tanks and their foundations. Codes for constructing petroleum reservoirs with a capacity exceeding 5,000 m³ now stipulate that they must have fixed water sprinkler systems [10].

1.3.2 Organizational and technical measures

There are various methods available to reduce evaporation losses in industrial tanks, including temperature protection and other cost-effective solutions that don't require major modifications to the tank farm. Despite being relatively unknown, these methods have proven to be effective in reducing losses and involve the use of simple and established devices, making them accessible and easy to implement.

Currently, there are efforts to minimize gasoline evaporation during storage by adding small amounts of surfactants, alcohols, and other substances that can reduce gasoline vapors by 1,5-2 times compared to regular gasoline. However, this method of controlling gasoline evaporation is not widely used due to the complexity of commercial gasoline manufacturing and the need for further research on the impact of additives on fuel performance.

Tank farm operations indicate that tackling the vaporization of oil and petroleum products relies not only on technical measures but also on organizational ones. Implementing these measures ensures a properly planned work process at oil depots and other facilities dedicated to storing such products, significantly reducing losses from «big breaths» and «small breaths». Table 3 illustrates several of these measures.

Table 3 – Organizational measures to reduce losses of oil and petroleum products vapping

The purpose of the event	Ways and means of Implementation	The achieved effect
Reducing losses from «Big breaths»	<ul style="list-style-type: none"> • Reducing the number of intra-warehouse pumping; • When selling the oil product, pump it completely out of the tank with maximum speed; • When receiving the oil product, fill the tank immediately after emptying at the maximum speed; • Take the oil product in the summer at a minimum ambient temperature; • The oil product should be sold at the maximum ambient temperature. 	<ul style="list-style-type: none"> • Reducing the number of large breaths; • Ensuring the lowest concentration of vapors in the emptied tank; • Ensuring the lowest concentration of vapors of the displaced vapor-air mixture; • Partial condensation of vapors in the tank; • Reducing the volume of large breath due to the high concentration of vapors in the VS.
Reducing losses from «Small breaths»	<ul style="list-style-type: none"> • Storage of the oil product in fully filled tanks; • Storage of the oil product in larger tanks. 	<ul style="list-style-type: none"> • Reducing the volume of VS; • Reducing temperature fluctuations in the tank
Reduction of losses during depressurization of tanks	<ul style="list-style-type: none"> • Carrying out works on opening the hatches of tanks in the cold time of the day at the minimum temperature of the oil product 	<ul style="list-style-type: none"> • Reducing the concentration of vapors in the VS.

By decreasing the frequency of pumping within the warehouse, it is feasible to decrease the loss of oil and petroleum products by 10.5%. When comparing oil tanks that are filled to 90% capacity and 40% capacity, the evaporation losses in the former are 12 and 13 times less than in the latter, respectively, in the middle climate zone and the South.

Storing oil and petroleum products in large-capacity tanks is a highly effective method. Research shows that using a single tank with a capacity of 10,000 m³ to store commercial gasoline reduces evaporation losses by more than twice as much compared to using fifty tanks with a capacity of 200 m³ each. Similarly, using twenty-five tanks with a capacity of 400 m³ reduces losses by 1,8 times, while using ten tanks with a capacity of 1000 m³ reduces losses by 1,5 times and using five tanks with a capacity of 2000 m³ reduces losses by 1,3 times.

Along with these steps, tanks and their breathing fittings are regularly inspected for tightness. Upgrading outdated tanks with flat roofs can greatly reduce losses from evaporating oil products. However, the effectiveness and cost efficiency of different methods for reducing these losses vary.

1.3.3 Storage under excessive pressure

Storing petroleum products in tanks that are pressurized is the most effective method for preventing evaporation.

Evaporation refers to the conversion of a petroleum substance from a liquid state to a gaseous state below its boiling point and at a particular pressure. This process occurs continuously at any temperature or pressure, until the gaseous chamber above the product becomes entirely filled with vapors.

The evaporation rate of oil and petroleum products is primarily influenced by factors like the saturated vapor pressure, fractional composition, average boiling point, and diffusion coefficient. Other factors such as heat capacity, thermal conductivity, heat of evaporation, and surface tension have a lesser impact on evaporation.

When it comes to evaporation losses of oil and petroleum products, the pressure of their saturated vapors plays a crucial role. In fact, higher levels of saturated vapor pressure led to increased evaporation losses, assuming all other factors remain constant. Furthermore, it is worth noting that the saturated vapor pressure is directly correlated to the surface temperature of the liquid phase of the oil product.

Pressure of saturated vapors, the most famous of petroleum products according to Raid (GOST 1756-52) [11], varies within the proper boundaries (Pa): to $9,33 \cdot 10^4$ – motor spirit; not more than $4,8 \cdot 10^4$ – aviation spirit; $0,53 \cdot 10^4$ – $0,8 \cdot 10^4$ – power kerosene; $0,27 \cdot 10^4$ – $0,4 \cdot 10^4$ – lamp kerosene, $0,08 \cdot 10^4$ – $0,13 \cdot 10^4$ – diesel fuel.

Storing oil and petroleum products above their saturated vapor pressure eliminates any loss from evaporation.

					Приложение I	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		135

The flat-roofed vertical steel tanks commonly used in oil and fuel depots can only withstand pressure up to 0,2-1,6 kPa and a rarefaction of 0,2 kPa. As a result, these tanks cannot generate excess pressure during petroleum product storage. Special tanks with stronger designs and suitable air ventilation systems are utilized instead.

Currently, there exist numerous tank designs meant to withstand high internal pressure, like drop-shaped and ball-shaped tanks. Nonetheless, their popularity is not yet widespread and they primarily remain costly to construct due to increased labor and metal expenses. Vertical tanks with conical roofs exhibit the capability of accommodating three kilopascals of excess pressure, besides employing a vacuum valve comparable to standard vertical tanks.

Tanks with spherical roofs and bottoms can withstand an overpressure of up to 30 kPa and a vacuum of 1,5 kPa, whereas tanks with roofs and bottoms designed as radial arches can handle a pressure of up to 42 kPa and a vacuum of 1,5 kPa [12]. Storing petroleum products under pressure is an effective way to minimize evaporation, as increasing the allowable excess pressure in a vertical tank from 0,3 to 3,3 kPa can reduce evaporation losses from 2 to 0,21 tons per year, which is nearly ten times less.

Tanks used for storing petroleum products with high pressure of saturated vapors usually come in spherical, drop-shaped, or spheroidal forms. They are capable of being pressurized up to 70-200 kPa, which significantly reduces losses due to evaporation. However, these tanks are expensive to manufacture and therefore not commonly used in industry.

1.3.4 Reducing the volume of gas space

The pressure of saturated vapors in oil and petroleum products is influenced by the ratio of liquid and gas phases due to the complexity of these multicomponent liquids. The lighter fractions tend to evaporate first, leading to a higher pressure of saturated vapors, which can be up to 20% higher than expected through additivity laws. To minimize these losses, the gas space in tanks can be reduced or eliminated

					Приложение I	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		136

through the use of floating pontoons, roofs, or breathable, balloon, and membrane alternatives.

The ability of a floating roof to bear the weight of water that accumulates on it, while also withstanding the pressure exerted by the liquid without diminishing the functional capacity of the tank compared to its geometric capacity, is crucial.

The paper identifies several major drawbacks of tanks with floating roofs. These include the high likelihood of explosive vapor-air buildup above and outside the tank, the potential for flooding and necessary repairs, the risk of dust and moisture contaminating the stored fluid, the possibility of freezing sealing gates, failure of the roof drainage system (especially in cold weather), corrosion due to moisture accumulation, and the low level of sealing resulting in losses of some number of vaporous hydrocarbons through the sealing gates.

The use of floating roofs is beneficial in reducing losses in comparison with other evaporation minimization systems for RVS tanks. However, complete elimination of losses is not possible according to. Several factors such as the product saturated vapor pressure, ambient temperature, sealing element tightness, tank operations, wind speed, tank turnover, and the physical and chemical characteristics of hydrocarbons and their residues on the tank walls impact the volume of stored liquid oil and petroleum products when the roof is lowered.

A pontoon is a sturdy floating structure that is employed in a tank fitted with a permanent roof to lessen the speed at which the gas tank fills up with vaporized petroleum.

Tanks that have a fixed roof, along with a pontoon addition, offer dependable shielding against the elements all year round. This includes protection from snow and rain and can limit the amount of the stored fluid that is lost through evaporation. Additionally, these tanks don't require high maintenance expenses, particularly during the winter season.

The effectiveness of pontoons lies in how well they are sealed around the tank walls and guide posts, and this largely depends on the sealing gate design.

					Приложение I	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		137

1.3.5 Installations for petroleum vapor recovery

To prevent oil and petroleum product vapors from polluting the surrounding air and minimize the amount of lost product due to evaporation, a gas equalization system that adheres to environmental regulations is a widely-approved solution.

A combination of a gas equalization system, a gas collector, and a vapor capture unit is deemed the most efficient solution for addressing the small breaths of tanks and the release of petroleum vapor during the drainage of gasoline on railway routes.

There are several methods available for separating hydrocarbon vapors from gas vapor mixtures. These include cooling the GVM and then condensing the hydrocarbon components, using solid adsorbents for adsorption of hydrocarbons, utilizing membrane gas separation technologies, using liquid absorbents for absorbing hydrocarbons, and combining different techniques for greater efficiency.

					Приложение I	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		138

of hydrocarbons. Transportation and storage of petroleum products / A. A. Alexandrov, V. A. Vorobyov. – 2004. – 34 p.;

					Приложение I	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		140