

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Анализ технологических потерь нефти и нефтепродуктов при хранении в резервуарах вертикальных стальных»

УДК 622.692.23

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Королёва Н.В.		17.05.2016

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий инженер по диагностике производственного отдела по эксплуатации МГ ООО «Газпром трансгаз Томск»	Герасимов А.В.	к.т.н.		02.06.2016г.

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Белозерцева О.В.	к.э.н, доцент		09.05.2016

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гуляев М.В.	к.т.н, доцент		27.04.2016

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		17.05.2016

Планируемые результаты обучения по ООП

Код	Результат обучения
	(выпускник должен быть готов)
	<i>Профессиональные компетенции</i>
P1	Применять <i>глубокие</i> естественнонаучные, математические и инженерные <i>знания</i> для создания и обработки новых материалов.
P2	Применять <i>глубокие знания</i> в области современных технологий машиностроительного производства для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> .
P3	Ставить и решать <i>инновационные задачи инженерного анализа</i> , связанные с созданием и обработкой материалов и изделий, с использованием системного анализа и моделирования объектов и процессов машиностроения.
P4	Разрабатывать технологические процессы, <i>проектировать</i> и использовать <i>новое</i> оборудование и инструменты для обработки материалов и изделий, конкурентоспособных на <i>мировом</i> рынке машиностроительного производства.
P5	Проводить теоретические и экспериментальные <i>исследования</i> в области современных технологий обработки материалов, нанотехнологий, создания новых материалов в <i>сложных и неопределенных</i> условиях.
P6	Внедрять, <i>эксплуатировать</i> и обслуживать современные высокотехнологичные линии автоматизированного производства, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на машиностроительном производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.

					«Анализ технологических потерь нефти и нефтепродуктов при хранении в резервуарах вертикальных стальных»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Планируемые результаты обучения по ООП	Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Королёва Н.В.					ДР	2	110
Руковод.	Герасимов А.В.					ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Консульт.								
Зав. каф.	Рудаченко А.В.							

Универсальные компетенции

- P7 Использовать глубокие знания по *проектному менеджменту* для ведения *инновационной* инженерной деятельности с учетом юридических аспектов защиты интеллектуальной собственности.
- P8 Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной инженерной деятельности.
- P9 Эффективно работать индивидуально, в качестве *члена* и *руководителя группы*, состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность *следовать корпоративной культуре* организации.
- P10 Демонстрировать *глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов* инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах *устойчивого развития*.
- P11 *Самостоятельно учиться* и непрерывно *повышать квалификацию* в течение всего периода профессиональной деятельности.

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		3

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль
«Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой

_____ 14.01.2016 г. А.В.Рудаченко
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-Б21Т	Королёвой Надежде Владимировне

Тема работы:

«Анализ технологических потерь нефти и нефтепродуктов при хранении в резервуарах вертикальных стальных»

Утверждена приказом директора (дата, номер)	20.04.2016 г . № 3075/С
---	-------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.05.2015г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(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.).

Резервуар вертикальный стальной типа РВС – 20 000 м³ для хранения нефти:

- плотность хранимой нефти – 0,856 т/м³
- производительность закачки – Q зак. = 700 м³/ч;
- диаметр D_p = 45,6 м;
- высота резервуара Н = 11,93 м;

Резервуар вертикальный стальной типа РВС – 10 000 м³ для хранения бензина:

- плотность бензина – 0,742 т/м³
- производительность закачки – Qзак = 600

	$\text{м}^3/\text{ч}$; – диаметр $D_p = 34,2 \text{ м}$; – высота $H = 11,92 \text{ м}$;
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Проведение обзора литературных источников по данной тематике; 2. Характеристика объекта исследования; 3. Проведение технологического расчёта объекта исследования ; 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; 5. Социальная ответственность
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Технологическая схема резервуара вертикального стального типа РВС, технологические схемы оборудования РВС
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Белозерцева Ольга Викторовна
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович
Технологический расчёт потерь нефти и нефтепродуктов	Чухарева Наталья Вячеславовна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	04.11.2015г
---	-------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий инженер по диагностике производственного отдела по эксплуатации МГ ООО «Газпром трансгаз Томск»	Герасимов А.В.	к.т.н.		04.11.2015г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Королёва Надежда Владимировна		04.11.2015г

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21Т	Королёвой Надежде Владимировне

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Бакалавриат (бакалавр)	Направление/специальность	Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расходы на приобретение оборудования, амортизация, общехозяйственные расходы, прямые производственные расходы.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы потребления электроэнергии на предприятии, нормативы выбросов в атмосферный воздух.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Годовые амортизационные отчисления, ставка на выброс легких углеводородов.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Определить коммерческую эффективность внедрения в эксплуатацию установки улавливания лёгких фракций нефти
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение итоговой стоимости годовых выбросов до и после внедрения установки улавливания лёгких фракций.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка годового экономического эффекта от внедрения установки в стоимостной форме.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	07.04.2016 г.
---	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Белозерцева О.В.	к.э.н., доцент		07.04.2016 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Королёва Надежда Владимировна		07.04.2016 г.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21Т	Королёвой Надежде Владимировне

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Бакалавриат (Бакалавр)	Направление/специальность	Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона). Области его применения.

Объектом исследования в данной работе являются технологические потери нефти и нефтепродукта при хранении их в резервуарах вертикальных стальных объема 20000м³ и 10000 м³
 Вследствие чего:
 -Оказывается негативное воздействие на окружающую среду (атмосферу, гидросферу, литосферу);
 -Могут возникать вредные и опасные производственные факторы, влияющие на состояние здоровья обслуживающего персонала предприятия;
 -Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность
 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения :
 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения:

1.1 Вредные факторы:
 -Климатические условия;
 -Превышение уровня шума;
 -Повышенная влажность и загазованность воздуха рабочей зоны;
 - Недостаточная освещенность рабочей зоны.
 1.2 Опасные факторы:
 -Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные) ;
 -Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов;
 -Взрывоопасность;
 -Пожароопасность;
 -Поражение электрическим током.

2. Экологическая безопасность:	<p>При хранении нефти и нефтепродуктов в резервуарном парке, воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения.</p> <p>Потери нефти и нефтепродуктов сопровождаются:</p> <ul style="list-style-type: none"> - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; - повреждением почвенно-растительного покрова;
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>При хранении нефти и нефтепродуктов в резервуарном парке, чрезвычайные ситуации могут возникнуть в результате внезапного выхода паров углеводородов, разгерметизации оборудования приводящих к возникновению взрыва и развитию пожара.</p> <p>Для предупреждения ЧС на объекте:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перед началом работ проверять исправность оборудования, - замерять ПДК в воздухе рабочей зоны; - проверить наличие средств индивидуальной защиты и их исправность;
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<p>ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;</p> <p>РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04 «Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000м³»;</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	11.04.2016 г.
---	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	Доцент		11.04.2016 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Королёва Надежда Владимировна		11.04.2016 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»
 Уровень образования бакалавриат
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года) _____

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.05.2016 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
08.04.2016	Обзор литературы	10
14.04.2016	Характеристика объекта исследования	13
18.04.2016	Нормы естественной убыли	7
25.04.2016	Методики определения технологических потерь нефти и нефтепродуктов	10
30.04.2016	Технологический расчёт	14
04.05.2016	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	12
16.04.2016	Социальная ответственность	12
09.05.2016	Заключение	11
13.05.2016	Презентация	11
	Итого:	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ведущий инженер по диагностике производственного отдела по эксплуатации МГ ООО «Газпром трансгаз Томск»	Герасимов А.В.	к.т.н.		04.11.2015 г.

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		04.11.2015 г.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе были применены следующие термины и определения:

Газовая обвязка резервуаров: система газопроводов, соединяющих между собой ГП резервуаров, в которых хранятся нефтепродукты одного сорта.

Газоуравнительная система (ГУС): газовая обвязка, к которой подключен какой-либо газосборник.

Газгольдер: инженерное сооружение, предназначенное для хранения газов.

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.

Плавающая крыша: плоский конструктивный элемент с кольцевым затвором и водоотводом, плавающий на хранимой жидкости в резервуаре, не имеющем стационарной крыши.

Понтон: жесткое плавающее покрытие, которое помещается в резервуар со стационарной крышей с целью уменьшения скорости насыщения ГП резервуара парами нефтепродуктов.

					«Анализ технологических потерь нефти и нефтепродуктов при хранении в резервуарах вертикальных стальных»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Королёва Н.В.			Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	10	110
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.						

Установка улавливания легких фракций: комплекс оборудования, предназначенный для отбора, компримирования и перекачки паров углеводородов, выделившихся в резервуарах при проведении технологических операций, связанных с первичной подготовкой нефти, ее переработкой, хранением и перекачкой.

В настоящей работе были использованы следующие обозначения и сокращения:

- ГП** - газовое пространство
- ГУС** - газоуравнительная система
- НКДМ** - непримерзающий клапан дыхательный
- МР** - мягкий резервуар
- ПВС** - паровоздушная смесь
- ПДВК** - предельно – допустимая взрывоопасная концентрация
- ПДК** - предельно - допустимая концентрация
- РВС** - резервуар вертикальный стальной
- РВСП** - резервуар вертикальный стальной с понтоном
- УУПН/УУЛФ** - установка улавливания паров нефти/установка улавливания лёгких фракций

В настоящей работе были использованы ссылки на следующие стандарты:

1. ГН 2.2.5.1313–03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
2. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;
3. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;
4. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования;
5. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.№	Подпись	Дата		11

6. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;
7. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования;
8. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
9. ГОСТ 12.1.030–81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.
10. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов;
11. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация;
12. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
13. ГОСТ 17.1.3.06–82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод;
14. ГОСТ 17.1.3.13–86 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений;
15. ГОСТ Р 22.0.01-94 Безопасность в ЧС. Основные положения;
16. ГОСТ Р 22.0.07-95 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров;
17. ГОСТ Р 22.3.03-94 Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения;
18. ГОСТ 1756-52 Нефтепродукты. Методы определения давления насыщенных паров;
19. ППБ 01-03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации;
20. РД 39-01/06-0001-89 Методические рекомендации по комплексной оценке экономической эффективности мероприятий научно-технического прогресса в нефтяной промышленности;

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

21. РД 153-39-019-97 Методические указания по определению технологических потерь нефти и нефтепродуктов на предприятиях нефтяных компаний РФ;

22. РД 153-39.4-033-98 Нормы естественной убыли нефтепродуктов при приеме, транспортировании, хранении и отпуске на объектах магистральных нефтепродуктопроводов;

23. РД 153-39.4-078-01 Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз;

24. СНиП 2.04.05-86 Отопление, вентиляция и кондиционирование;

25. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий;

26. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений;

27. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение;

28. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности;

29. Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 110 страниц, 13 рисунков, 17 таблиц, 56 источников.

Ключевые слова: резервуар, хранение, нефть, нефтепродукты, технологические потери, малое дыхание, большое дыхание, средства сокращения, газовое пространство.

Объект исследования: технологические потери нефти и нефтепродукта при хранении их в резервуарах вертикальных стальных объема 20000 м³ и 10000 м³.

Цель работы – анализ технологических потерь нефти и нефтепродуктов при хранении в резервуарах вертикальных стальных типа РВС нефтеперерабатывающего завода и нефтеперекачивающей станции системы магистральных нефтепроводов.

В выпускной квалификационной работе бакалавра приведены основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики резервуаров вертикальных стальных типа РВС. Проведен расчёт технологических потерь при хранении нефти и нефтепродукта в зависимости от термобарических условий окружающей среды, плотности, технологических условий наполнения и опорожнения резервуаров РВС- 20000 м³ и РВС – 10000 м³. Рассмотрены мероприятия по сокращению технологических потерь углеводородов.

Область применения: проведение технологических мероприятий по учёту и хранению товарной нефти и нефтепродуктов в резервуарном парке нефтеперерабатывающего завода и нефтеперекачивающей станции системы магистральных нефтепроводов.

Экономическая эффективность/значимость работы: годовой экономический эффект от внедрения установки улавливания лёгких фракций нефти составил 595 117 289,18 руб.

					«Анализ технологических потерь нефти и нефтепродуктов при хранении в резервуарах вертикальных стальных»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Королёва Н.В.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	14	110
Консульт.						ТПУ гр. 3-Б21Т		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.						

Abstract

Final paper consist of 110 pages, 13 figures, 17 tables, 56 citations

Key words: tank, storage, oil, petroleum products, technological losses, inconsiderable tank breathing, strong breathing, a means of reducing, gas space.

Object of study is a processing technological losses of oil and oil products at their storage tanks in vertical steel volume of 20000 m³ and 10000 m³.

The purpose of the work – analysis of the process losses of oil and petroleum products at storage in vertical steel tank VST at an oil refinery plant and oil pumping stations of the system of oil pipelines.

In the final qualifying bachelor work the basic constructive, technological and technical and operational characteristics: calculation process losses during storage depending on the pressure and temperature environmental conditions, the density of the stored product, process conditions filling and emptying of tanks vertical steel type VST- 20000 m³ and VST – 10000 m³. We consider measures to reduce technological losses of hydrocarbons .

Application area: conducting technological measures on metering and storage of commercial oil and petroleum products in tank farm of refinery plant and oil pumping station of the system of oil pipelines.

Cost-effectiveness/significance of work: annual economic benefit from the integration of the installation trapping light fractions of oil amounted to 595 117 289.18 rubles.

					Abstract	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Оглавление

	Стр.
Введение	17
1 Обзор литературы	19
1.1 Виды и источники потерь нефти и нефтепродуктов	19
1.2 Методы сокращения потерь	24
2 Характеристика объекта исследования	50
2.1 Резервуар вертикальный стальной типа РВС	50
2.2 Оборудование резервуара для регулирования объема газонасыщенного пространства	54
3 Нормы естественной убыли нефти и нефтепродуктов	56
4 Методики определения технологических потерь нефти и нефтепродуктов при хранении в резервуарах	60
5 Расчётная часть	66
5.1 Определение потерь нефти при «больших» дыханиях	66
5.2 Определение потерь нефти при «малых» дыханиях	69
5.3 Определение потерь нефтепродукта при «больших» дыханиях	76
6 Социальная ответственность	80
6.1 Производственная безопасность	80
6.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	81
6.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	84
6.2 Экологическая безопасность	88
6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	89
6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	91
7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	93
7.1 Технологические сведения об УУЛФ	93
7.2 Расчёт годового экономического эффекта от внедрения УУЛФ	95
8 Заключение	100
9 Список использованных источников	101
10 Приложение А Технологическая схема резервуара вертикального стального типа РВС – 20 000 м ³	108
11 Приложение В Технологические схемы оборудования резервуара вертикального стального	109

					«Анализ технологических потерь нефти и нефтепродуктов при хранении в резервуарах вертикальных стальных»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Оглавление	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Королёва Н.В.				ДР	16	110
Руковод.		Герасимов А.В.						
Консульт.								
Зав. каф.		Рудаченко А.В.				ТПУ гр. 3-2Б21Т		

Введение

Сокращение потерь нефти и нефтепродуктов является одним из важных путей в экономии топливно – энергетических ресурсов, играющих значительную роль в развитии экономики организации.

Существенной задачей при эксплуатации резервуарных парков является сохранение количества и качества нефти и нефтепродукта. Для этого необходимо обеспечить максимальную герметизацию всех процессов слива, налива и хранения.

Главным источником естественной убыли углеводородов являются их потери от испарений из РВС при дыханиях - больших и малых.

Актуальность. В процессе доставки нефти и нефтепродуктов до места потребления имеют место операции заполнения и опорожнения резервуаров товарных парков НПЗ, НПС и нефтебаз, а также неподвижного хранения нефтепродуктов, вследствие чего допускаются большие потери их от испарения. Что наносит экономический ущерб предприятиям и происходит существенное загрязнение атмосферного воздуха. Поэтому резервуары для хранения углеводородов оборудуют средствами сокращения потерь.

Выбирать средство сокращения потерь необходимо конкретно для каждого резервуара. Для определения эффективности использования средств сокращения потерь, нужно произвести сравнение количества испарившегося нефтепродукта из резервуара без установленных средств сокращения потерь с подобной величиной в резервуарах, на которых установлены средства сокращения потерь.

Цель выпускной квалификационной работы. Анализ технологических потерь нефти и нефтепродуктов при хранении в резервуарах вертикальных стальных типа РВС нефтеперерабатывающего

					«Анализ технологических потерь нефти и нефтепродуктов при хранении в резервуарах вертикальных стальных»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Королёва Н.В.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	17	110
Консульт.								
Зав. каф.		Рудаченко А.В.						
						ТПУ гр. 3-2Б21Т		

завода и нефтеперекачивающей станции системы магистральных нефтепроводов.

Объект исследования – технологические потери нефти и нефтепродукта при хранении их в резервуарах вертикальных стальных объема 20 000 м³ и 10 000 м³.

Основные задачи исследования:

1. Проведение обзора литературных источников по данной тематике для характеристики основных видов и источников потерь нефти и нефтепродуктов и методов их сокращения;
2. Описание способов борьбы с потерями углеводородов при хранении в резервуарах;
3. Анализ принятых методик учета потерь нефти и нефтепродуктов;
4. Технологический расчёт объекта исследования от испарения при «больших и малых дыханиях» резервуара на основе смоделированных данных.
5. Проведение расчёта годового экономического эффекта от внедрения в эксплуатацию установки улавливания лёгких фракций нефти.

Личный вклад автора ВКР бакалавра. Проведение технологических расчётов. Исходные данные для расчетов были получены во время прохождения производственной и преддипломной практик.

Практическая значимость. Результаты работы могут стать частью первичных этапов разработки новых методик, в которых определяются технологические потери нефти и нефтепродуктов от испарения.

Апробация работы. Основные разделы работы были представлены на семинарах автором ВКР, которые были проведены в рамках теоретического курса следующих дисциплин учебного плана: «Сооружение и ремонт резервуарных парков, терминалов и газохранилищ», «Технологии подготовки, транспорта и хранения углеводородов».

					Введение	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Обзор литературы

Нефтепроводный транспорт — это сложный инженерный комплекс, осуществляющий бесперебойную поставку потребителям нефти в заданных объемах и с заданными показателями качества. Эксплуатация магистральных нефтепроводов - это совокупность процессов приема, перекачки и сдачи нефти, технического обслуживания и ремонта объектов магистральных нефтепроводов. При транспортировке нефти по магистральным нефтепроводам осуществляется прием нефти от производителей (от нефтедобывающих предприятий), перекачка по трубопроводам и сдача потребителям (сдача на НПЗ или нефтебазу, поставка на экспорт, перевалка на другой вид транспорта - железнодорожный или водный) [4, 6, 8, 9, 26].

Транспортировка и хранение нефти сопровождаются потерями. Общие потери при транспортировке нефти складываются из следующих составляющих: потерь из резервуаров; потерь на линейной части нефтепроводов; потерь при хранении нефти в земляных амбарах и их зачистке; аварийных потерь; потерь от погрешности баланса сдаваемой и принимаемой нефти.

1.1 Виды и источники потерь нефти и нефтепродуктов

Классификация потерь. Исходя из литературного обзора, потери нефти или нефтепродуктов можно классифицировать согласно двум подходам, которые имеют некоторое подобие и некоторые отличия.

1 подход к классификации

Рассмотрим первую группу классификации. К ней относят количественные, качественно-количественные и качественные потери.

Количественные потери происходят в результате утечек, переливов, неполного слива транспортных емкостей и резервуаров. Эти потери

					«Анализ технологических потерь нефти и нефтепродуктов при хранении в резервуарах вертикальных стальных»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Королёва Н.В.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	19	110
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.						

становятся возможными при негерметичности стенок и днищ резервуаров, неисправности запорной арматуры, несоблюдении технологии проведения операций и неисправности контрольно-измерительного оборудования. К потерям следует отнести и неполный слив нефтепродуктов, происходящих из-за конструктивных дефектов транспортных емкостей (недостаточный уклон днища емкости к сливному патрубку), налипания нефтепродуктов, при котором образуется пленка, на стенках емкости [4, 13, 12, 7].

Качественно-количественные потери происходят при испарении нефти и нефтепродуктов. Вследствие испарения из нефти теряются легкие углеводороды, являющиеся ценным сырьем для нефтеперерабатывающей промышленности. Потери легких фракций снижают качество нефтепродуктов. В наибольшей степени это относится к бензинам, в меньшей степени – к реактивным топливам [12].

Масла, мазуты и смазки практически не испаряются и, соответственно, своего качества не теряют.

В бензинах из-за потерь легких фракций понижаются октановое число и давление насыщенных паров, повышается температура начала кипения и выкипания различных фракций, что ухудшает пусковые качества бензинов, увеличивает расход горючего и износ двигателя.

Потери от испарения происходят при вытеснении ПВС из ГП резервуаров в атмосферу по причине [13]:

- заполнения резервуара нефтепродуктом (так называемые потери от «больших дыханий»);
- повышения давления в ГП выше давления срабатывания дыхательного клапана в результате суточных температурных колебаний ГП и поверхности нефтепродукта и за счет изменения давления атмосферного воздуха («малые дыхания»);
- насыщения ГП парами нефтепродукта после окончания откачки («обратный выдох»);
- вентилируемого ГП (при наличии 2-х и более отверстий в крыше или корпусе резервуара, которые расположены на разных уровнях).

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

Поскольку в процессе испарения теряются наиболее легкие фракции, то давление насыщенных паров нефтепродукта будет тем меньше, чем больше времени занимает процесс доставки нефтепродукта от его производителя до потребителя, т. е. чем длительнее процесс хранения. Поэтому удельные потери нефтепродуктов при хранении или других технологических операциях в достаточно удаленные моменты времени будут различны.

При потерях от «малых дыханий» часть жидкого нефтепродукта, испаряясь, превращается в газообразное состояние, тем самым уменьшается объем, занимаемый нефтепродуктом, и увеличивается объем ГП резервуара.

Потери при «больших дыханиях»: при откачке продукта из емкости освобождающийся объем ГП заполняется атмосферным воздухом. При этом парциальное давление паров нефтепродукта в ГП уменьшается, и начинается испарение нефтепродукта до насыщения ГП.

При следующем заполнении резервуара находящаяся в ГП паровоздушная смесь вытесняется из емкости.

Потери от «больших дыханий» зависят от частоты закачки-выкачки и пропорциональны объему закаченного в резервуар нефтепродукта.

Если расстояние между двумя отверстиями равно h , то вследствие того, что плотность паровоздушной смеси больше плотности воздуха, в резервуаре образуется газовый сифон, при котором паровоздушная смесь начинает вытесняться через нижнее отверстие, а воздух поступает в резервуар через верхнее отверстие [7].

Потери от насыщения ГП резервуара могут происходить: при начальном заполнении чистого резервуара нефтепродуктом; в случае закачки более теплого нефтепродукта или нефтепродукта, имеющего большее давление насыщенных паров, чем остаток в резервуаре.

Объем ПВС будет включать объем образовавшихся паров нефтепродукта и начальный объем паровоздушной смеси, равный объему ГП емкости.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

Потери от «обратного выдоха» возможны после частичной выкачки нефтепродуктов из емкости, когда ее ГП оказывается не насыщенным парами. Вследствие испарения нефтепродукта происходит дополнительное насыщение газового пространства и увеличение давления в емкости [13].

При открытии дыхательного клапана вытесняется объем паровоздушной смеси, который равен объему испарившегося нефтепродукта. Подобное явление происходит после того, как очищенная и проветренная ёмкость частично заполнена, если в конце заполнения ГП еще не насыщено парами («дополнительный выдох»). Только в этом случае дыхательный клапан после окончания наполнения резервуара не закрывается, и сразу начинается «дополнительный выдох» [12].

Качественные потери. Снижение качества нефтепродукта в результате компаундирования происходит при последовательной перекачке по одному трубопроводу различных по свойствам нефтепродуктов, а также при заполнении резервуаров, содержащих остатки нефтепродукта другого сорта. При этом возможен перевод части нефтепродукта в более низкий сорт, т. е. уменьшение его количества.

Одними из главных факторов, которые оказывают влияние на качество нефтепродуктов, одновременно с физическими и химическими свойствами, являются время и условия хранения.

Для нефтепродуктов, быстро изменяющих качество, рекомендованы минимальные сроки хранения. Увеличены рекомендуемые сроки хранения нефтепродуктов в средней и северной зонах, в полуподземных и подземных резервуарах, что обусловлено более низкими температурами хранения.

Потери легких фракций от испарения из резервуаров делятся следующим образом [9]: от «больших дыханий» – 80,2 %; от вентиляции ГП – 19,05 %; от «малых дыханий» – 0,8 %.

2 подход к классификации

Ко второму подходу к классификации потерь нефти или нефтепродуктов относятся: естественные, эксплуатационные, аварийные потери.

					Обзор литературы	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

К естественным потерям, которые зависят от природно-климатических условий, от физико-химических свойств нефтепродукта и от конструкции технологического оборудования резервуаров нефтебаз и складов, относятся потери от испарения. Эти потери при современном уровне технического оснащения объектов, предназначенных для хранения нефтепродуктов, практически не поддаются полной ликвидации, однако, могут быть значительно сокращены в результате осуществления соответствующих технических и организационных мероприятий [8,7].

Естественные потери, возникающие при испарении нефтепродуктов, являются по своему характеру смешанными, т. е. количественно-качественными, что вызывается неравномерностью испарения входящих в состав нефтепродукта различных углеводородов. Основная часть потерь нефтепродуктов при хранении (до 1 % от общего количества суммарных потерь) приходится на испарение, поэтому борьбе с этим видом потерь уделяется большое внимание [14].

К эксплуатационным потерям, возникающим в результате неисправностей или неправильной эксплуатации нефтескладского оборудования, относятся потери от проливов, утечек, неполного слива, загрязнения и обводнения нефтепродуктов [8,7,14,10].

Этот вид потерь может быть полностью устранен при условии соблюдения необходимых мер:

- технически грамотной организации хранения нефтепродуктов;
- своевременного и качественного проведения периодического обслуживания и предупредительно-профилактических ремонтов резервуаров и технологического оборудования нефтебаз и складов;
- четкого планирования и правильного осуществления сливно-наливных операций.

К аварийным потерям, возникающим вследствие повреждения или разрушения резервуаров, трубопроводов, другого нефтескладского оборудования при стихийных бедствиях и в других случаях, относятся потери от проливов, пожаров и взрывов. Предотвращение этого вида потерь

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

достигается осуществлением профилактических мероприятий, направленных на повышение живучести сооружений нефтебаз и нефтеперекачивающих станций, на предупреждение возгораемости нефти и нефтепродуктов, а также на сокращение потерь путем быстрой ликвидации последствий аварий с помощью устройств для сбора пролитого нефтепродукта [10, 14, 7].

При этом, потери горючего от испарения при хранении в резервуарах возникают в результате «больших дыханий» при сливно-наливных операциях, «малых дыханий» из-за суточных колебаний температуры, а также вентиляции газового пространства резервуаров через имеющиеся отверстия в их стенках или кровле. Потери от испарения при хранении всегда связаны с нарушением герметичности газового пространства резервуара, которое в первом и втором .

Конструкция современного нефтескладского оборудования при правильной его эксплуатации позволяет заметно снизить потери нефтепродуктов от испарения, однако, кардинальное сокращение этих потерь возможно только при комплексном осуществлении мероприятий как технического, так и организационного порядка.

1.2 Методы сокращения потерь

Методы борьбы с потерями нефти или нефтепродуктов при их хранении в резервуарах товарно-сырьевых парков нефтеперерабатывающих заводов, нефтебаз, а также складов горючего потребителей этих продуктов различных промышленных, транспортных, сельскохозяйственных, прочих предприятий и организаций весьма разнообразны и выбираются в зависимости от причин, по которым возникают потери, и от характера этих потерь. Методы борьбы выбирают, согласно технико-экономическим расчетам с учетом метеорологических и производственных условий. Методы сокращения потерь нефтепродуктов от испарения можно поделить на 5 групп [20, 12, 22].

1 группа – уменьшение объема ГП резервуара. Из анализа уравнения

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

потерь следует, что чем меньше объем ГП, тем меньше потери, и при $V_1 = V_2 = 0$ в резервуаре теоретически потери от испарения должны отсутствовать.

Данное условие осуществляется в резервуарах с плавающими крышами или понтонами, которые позволяют сократить потери от «больших дыханий» и «обратного выдоха»: на 70-75 % при коэффициенте годовой оборачиваемости до 60 раз в год; на 80-85 % при коэффициенте годовой оборачиваемости свыше 60 раз в год, а от «малых дыханий» – на 70 % .

Расчеты показывают, что резервуары с плавающей крышей и понтоном наиболее эффективны при коэффициенте годовой оборачиваемости больше 12. Дальнейшее повышение экономической эффективности плавающих крыш и понтонов может быть достигнуто за счет применения прочных полимерных материалов и улучшения конструкции уплотняющих затворов.

2 группа – хранение под избыточным давлением. Согласно уравнению потерь, если конструкция резервуара рассчитана на работу под избыточным давлением, то в таком резервуаре могут быть полностью устранены потери от «малых дыханий» и частично от «больших дыханий».

Но, как показали расчеты, высокие избыточные давления усложняют конструкцию и увеличивают стоимость резервуаров. На оптимальную величину избыточного давления сильно влияет оборачиваемость резервуара, физико-химические свойства нефтепродукта и метеорологические условия.

3 группа – уменьшение амплитуды колебания температуры ГП.

Для создания условий изотермического хранения нефтепродуктов или существенного уменьшения колебаний температур газового пространства и поверхности нефтепродукта применяют теплоизоляцию резервуаров, охлаждение их в летнее время водой и окраску в белый цвет, а также подземное хранение.

4 группа – улавливание паров нефтепродуктов, вытесняемых из

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

емкости. Для этого применяют газоуравнительные обвязки, которые представляют собой отдельные трубопроводы или систему трубопроводов, соединяющих газовой пространства резервуаров или транспортных емкостей. Применение газоуравнительной обвязки позволяет сократить потери от «больших дыханий». Эффективность сокращения потерь при использовании газовой обвязки зависит от коэффициента совпадения операций закачки и выкачки. Потери сокращаются на величину, равную коэффициенту совпадения операций.

5 группа – организационно-технические мероприятия. Правильная организация эксплуатации резервуаров – одно из важнейших средств уменьшения потерь нефтепродуктов.

Тепловая защита резервуаров

К наиболее доступным и действенным техническим мероприятиям относится тепловая защита резервуаров, применяемая для сокращения колебаний температуры хранимого в резервуаре нефтепродукта и его паров в газовом пространстве [25].

Существуют различные способы тепловой защиты резервуара : теплоотражающая окраска, теплоизоляции, экранирование, охлаждение водой и т. д. Накоплен большой опыт применения этих способов борьбы с потерями от испарения, что дает возможность сравнить объективность разнообразных устройств, применяемых для тепловой защиты резервуаров.

При хранении нефти и нефтепродуктов в горизонтальных резервуарах простейшим методом их термостатирования является заглубление в грунт. Известны три вида размещения резервуаров [10, 25].

– наземное, когда средства хранения размещаются на поверхности или заглублены менее чем на половину своей высоты;

– полузаглубленное, когда резервуар заглублен более, чем на половину диаметра, а бочки размещаются в открытых котлованах и траншеях;

					Обзор литературы	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– заглубленное, когда резервуар размещен под слоем земли не менее 0,2 м или имеет обсыпку соответствующей толщины, а бочки размещаются в крытых подземных хранилищах – казематах или землянках.

Высокая эффективность борьбы с испарением нефтепродуктов из резервуаров путем заглубления этих емкостей объясняется тем, что суточные колебания температуры в грунте на глубине 30-40 см практически отсутствуют, и на заглубленный резервуар воздействуют только сезонные изменения температуры [14]. При таком размещении исключается также влияние ветра на процесс вентиляции газового пространства резервуара.

Термостатирование вертикальных металлических резервуаров путем устройства вокруг них наземного каземата (кожуха) из кирпича или железобетонных панелей и плит применяется весьма редко, так как подобные сооружения имеют высокую стоимость, которая превышает стоимость работ по заглублению резервуаров в 10-12 раз.

Широкое распространение получило применение специальной окраски резервуаров, защищающей металл от нагрева путем частичного отражения солнечных лучей и снижения эффективной температуры.

Для этой цели рекомендуются светлые краски с коэффициентом отражения не менее 0,8 [10].

Эффективность применения окраски резервуара вместимостью 5000 м³ для снижения потерь горючего от испарения приведена в таблице 1.1.

Таблица 1.1- Влияние окраски резервуара на потери горючего от испарения [11]

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 дешевыми и достаточно эффективными красками являются мел и известь. Однако они нестойки к воздействию атмосферных осадков.

Опыт показывает, что окраска резервуаров мелом или известью,

разведенным в соленой воде, с добавкой 10 % портландцемента, близка по эффективности к окраске алюминиевой пудрой. Применение цинковых белил недостаточно эффективно из-за невысокого коэффициента отражения этой краски.

Отражающая способность теплозащитной краски в процессе эксплуатации резервуаров снижается вследствие загрязнения их поверхности, а также химических изменений, механических повреждений покрытия, поэтому необходимо периодически возобновлять окраску.

Наряду с наружной окраской резервуара снижение потерь от испарения может быть достигнуто нанесением на его внутреннюю поверхность лакокрасочных покрытий с низким коэффициентом излучения. При нанесении противокоррозионных бензостойких покрытий ЭП-755, ХС-717, ХС-720, ФЛ-724 изнутри на крышу резервуара лучистый поток от нее к поверхности нефтепродукта снижается примерно вдвое, а потери от испарения снижаются на 27-45 % [10].

Одновременная окраска наружной и внутренней поверхностей резервуаров дает возможность при сравнительно небольших затратах снизить потери нефти и нефтепродуктов от испарения на 30-65 % по сравнению с неокрашенными резервуарами.

В настоящее время разработан простой и недорогой технологический процесс, позволяющий наносить теплоизоляцию из пенополиуретана как в стационарных, так и в полевых условиях путем напыления при помощи установки типа «Пена» [3].

Рационально изготавливать пенополиуретановую теплоизоляцию двухслойной, напыляя в качестве внутреннего слоя пенополиуретаны низкой плотности (ППУ-3 или ППУУ-17Н), которые обладают высокими теплоизоляционными свойствами. В качестве наружного слоя можно использовать жесткие пенополиуретаны с высокой плотностью (ППУ-ПН-1 или ППУ-ПН-2) [3]. Они имеют несколько худшие теплоизоляционные свойства и требуют большего расхода исходных компонентов, но обладающие высокой механической прочностью, стойкостью к воздействию

					Обзор литературы	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

влаги, нефтепродуктов и различных химических веществ. Способность жесткого пенополиуретана высокой плотности воспринимать статические и динамические нагрузки, а также его химическая стойкость позволяет применять этот материал без наружной защитной оболочки, а использование метода напыления в связи с хорошей адгезией пенополиуретанов и низкой их плотностью позволяет производить теплоизоляцию криволинейных поверхностей и фасонных деталей любой конфигурации.

Применение на резервуарах тепловой изоляции из пенополиуретанов, основные физико-химические показатели которых приведены в таблице 1.2, позволит снизить потери нефтепродуктов от испарения на 60-70 % по сравнению с нетеплоизолированными резервуарами такой же конструкции и вместимости [3, 7].

Таблица 1.2- Свойства теплоизоляционных пенополиуретанов [14]

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/(м град)	0,3	0,8	0,11	0,12	0,148	0,155
Температура размягчения, °С	90	120	140	160	180	200

Охлаждение резервуаров водой с целью уменьшения температуры ГП может осуществляться путем устройства на крыше резервуара водяного экрана – проточного или периодически пополняемого бассейна с тонким слоем воды, или же путем орошения верхней части резервуара водой через распылители (систему орошения противопожарного водоснабжения).

Опыт эксплуатации резервуаров с водяным охлаждением показывает,

					Обзор литературы	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

что применение орошения более эффективно (таблица 1.3), однако этот процесс должен быть непрерывным, так как при периодическом орошении колебания температуры в газовом пространстве резервуара могут возрасти, что приведет к увеличению числа малых дыханий.

Таблица 1.3 - Сравнительный анализ потерь при применении охлаждения водой [14]

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

Недостатком водяного охлаждения является возможность коррозии резервуаров и размывания их оснований. Действующими строительными нормами предусмотрено, что вновь проектируемые резервуары для нефтепродуктов вместимостью более 5000 м³ должны оборудоваться стационарными системами водяного орошения [19].

Организационно-технические мероприятия

Наряду с тепловой защитой резервуаров, которую, как правило, можно выполнять на действующих объектах, находят применение и другие способы снижения потерь от испарения, не требующие капитального переоборудования резервуарного парка и доступные для повсеместного применения. Такие способы, осуществление которых связано с применением простейших и давно известных устройств и приспособлений, не получили еще, к сожалению, достаточно широкого распространения, хотя имеющийся практический опыт свидетельствует об их высокой эффективности.

Помимо технических мероприятий, связанных с применением специальных конструкций резервуаров или переоборудованием существующих резервуаров, значительный эффект в борьбе с потерями от испарения дает замена или модернизация отдельных элементов оборудования резервуаров.

В холодное время года происходит примерзание тарелок дыхательных клапанов к седлам, в результате чего полностью прекращается сообщение ГП резервуара с атмосферой и возникает возможность повреждения резервуара. Для предотвращения этого явления тарелки клапанов в зимний период эксплуатации поднимают на высоту 60-80 мм [14]. Разработан ряд конструкций не примерзающих дыхательных клапанов, обеспечивающих более надежную эксплуатацию резервуаров при отрицательных температурах. У модернизированного дыхательного клапана типа ДК седло выполнено из фторопласта, а тарелка покрыта фторопластовой пленкой. Расходы по модернизации окупаются за несколько месяцев. Дыхательный клапан типа КДН имеет в боковой крышке не примерзающие бесштоковые затворы. Разработан также ряд не примерзающих дыхательных клапанов типа НДКМ с пропускной способностью от 500 до 3000 м³/ч, предназначенных для установки на резервуары большой вместимости [19, 14].

Применение таких устройств вместо дыхательных клапанов обычной конструкции позволяет значительно снизить потери от испарения [14].

В настоящее время делаются попытки понизить потери нефти и нефтепродуктов от испарения при хранении путем добавления к ним в небольших количествах поверхностно-активных веществ, а также спиртов и некоторых других компонентов, которые снижают испаряемость бензина в 1,5-2 раза по сравнению с бензином без антииспарительных добавок. Такой способ борьбы с испарением бензина распространения пока не получил, так как связан с усложнением технологии производства товарных бензинов, а влияние вводимых присадок на результат применения горючего по прямому назначению изучено еще недостаточно [9].

Опыт эксплуатации резервуарных парков показывает, что в борьбе с потерями нефти и нефтепродуктов от испарения помимо технических мероприятий важную роль играют меры организационного характера, осуществление которых обеспечивает рациональную организацию работ на нефтебазах и других объектах, предназначенных для хранения

					Обзор литературы	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нефтепродуктов. Ряд таких мероприятий, направленных на сокращение потерь нефтепродуктов при больших и малых дыханиях приведен в таблице 1.4.

Таблица 1.4 - Организационные мероприятия по сокращению потерь нефти и нефтепродуктов при испарении [9]

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

Сокращение внутрискладских перекачек позволяет уменьшить потери нефти и нефтепродуктов на 10,5 %. Хранение продуктов в полностью залитых резервуарах (с коэффициентом заполнения 0,9) снижает его потери по сравнению с резервуарами, заполненными на 0,4 объема, в средней климатической зоне в 12 раз, а в южной зоне – в 13 раз. [3]

Другим эффективным способом является хранение нефти и нефтепродуктов в резервуарах большого объема. Так, согласно

исследованиям [3], использование для хранения автомобильного бензина одного резервуара вместимостью 10000 м³ уменьшает потери более чем в два раза по сравнению с потерями при использовании для этой цели пятидесяти резервуаров вместимостью 200 м³. В 1,8 раза при использовании двадцати пяти резервуаров вместимостью 400 м³; в полтора раза при использовании десяти тысячекубовых резервуаров. В 1,3 раза при использовании пяти резервуаров вместимостью 2000 м³.

К числу таких мероприятий относится также систематическая проверка герметичности резервуаров и их дыхательной арматуры. Модернизация находящихся в эксплуатации резервуаров обычной конструкции с плоской кровлей может существенно снизить потери нефтепродуктов от испарения, однако, эффективность и экономическая целесообразность различных способов борьбы с этими потерями неодинаковы.

С целью выбора наилучшего способа модернизации резервуаров, обеспечивающих максимальное снижение потерь нефти и нефтепродуктов от испарения при минимальных затратах был проведен сравнительный анализ таких путей снижения потерь как [9,3]:

-устройство металлического понтона, устройство понтона (экрана) из синтетических материалов, монтаж газоуравнительной системы с газосборником, монтаж газоуравнительной системы без газосборника, усиление кровли резервуара с целью повышения давления в его газовом пространстве. Исследовались резервуары вместимостью от 400 до 5000 м³, заполненные автомобильным бензином и эксплуатировавшиеся в различных климатических условиях Российской Федерации при числе сливно-наливных операций до 90 в год [20].

Установлено, что с увеличением вместимости резервуара эффективность всех видов модернизации, за исключением повышения давления в газовом пространстве, значительно возрастает, особенно в южной климатической зоне [3].

Хранение под избыточным давлением

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Эффективным путем снижения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения является хранение их под избыточным давлением.

Испарение – переход нефтепродукта из жидкого в газообразное состояние при температуре меньшей, чем температура кипения, при данном давлении. Испарение нефти и нефтепродуктов происходит при любых температурах и давлениях до тех пор, пока газовое пространство над продуктом не будет полностью насыщено парами.

Скорость испарения, или испаряемость нефти и нефтепродуктов, в значительной мере зависит от давления насыщенных паров, фракционного состава, средней температуры кипения и коэффициента диффузии [12, 9].

В меньшей мере на испаряемость оказывают влияние теплоемкость, теплопроводность, теплота испарения, поверхностное натяжение.

Между давлением насыщенных паров нефти и нефтепродуктов и потерями их от испарения существует определенная зависимость. Чем выше давление насыщенных паров, тем больше потери от испарения при остальных равных условиях. Давление насыщенных паров зависит от температуры поверхности жидкой фазы нефтепродукта.

Давление насыщенных паров наиболее распространенных нефтепродуктов, по Рейду (ГОСТ 1756-52), колеблется в следующих пределах (в Па) [31]: до $9,33 \cdot 10^4$ – автобензины; не выше $4,8 \cdot 10^4$ – авиабензины; $0,53 \cdot 10^4$ - $0,8 \cdot 10^4$ –тракторный керосин; $0,27 \cdot 10^4$ - $0,4 \cdot 10^4$ – осветительный керосин, $0,08 \cdot 10^4$ - $0,13 \cdot 10^4$ – дизельное топливо.

Таким образом, хранение нефти и нефтепродуктов под давлением большим, чем их давление насыщенных паров, позволяет исключить потери от испарения.

Применяемые в настоящее время повсеместно на нефтебазах и складах горючего вертикальные стальные резервуары с плоской крышей, рассчитанные на максимальное давление 0,2-1,6 кПа и разрежение 0,2 кПа, [9] не позволяют создавать избыточное давление при хранении нефтепродуктов. Для этой цели используются резервуары специальных конструкций, имеющие повышенную прочность и оснащенные

					Обзор литературы	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

соответствующей дыхательной арматурой.

В настоящее время имеется много конструкций резервуаров, рассчитанных на повышенное внутреннее давление (каплевидные, шаровые и т. д.), однако, они получили пока ограниченное распространение ввиду увеличения трудозатрат и повышенного расхода металла при их сооружении. Вертикальные резервуары с коническими крышами позволяют создавать избыточное давление до 3,0 кПа, но открытие вакуумного клапана у них происходит при том же разрежении, что и у обычных вертикальных резервуарах.

Вертикальные резервуары со сферическими крышами и днищами рассчитаны на избыточное давление до 30 кПа и разрежение 1,5 кПа, а резервуары с крышами и днищами, выполненными в виде радиальных сводов, – на давление до 42 кПа и разрежение 1,5 кПа [31]. Эффективность хранения нефтепродуктов под давлением, как способа снижения потерь нефтепродуктов от испарения, довольно высока: повышение допустимого избыточного давления в вертикальном резервуаре с 0,3 до 3,3 кПа снижает потери от испарения с 2 до 0,21 тон в год, т. е. почти в 10 раз [31].

Нефтепродукты с высокой упругостью паров хранятся обычно в резервуарах шаровой, каплевидной, сфероидальной формы и т. п. Эти резервуары позволяют создавать избыточное давление до 700-200 кПа, что дает возможность почти полностью исключить потери от «малых дыханий», однако, они сложны в изготовлении и имеют высокую стоимость, поэтому находят ограниченное применение [12,31].

Сокращение объёма газового пространства

«Изоляция сред». Поскольку нефть и нефтепродукты являются сложными многокомпонентными жидкостями, давление их насыщенных паров зависит от соотношения жидкой и паровой фаз. У нефтепродуктов в первую очередь испаряются легкие фракции с более высоким давлением насыщенных паров, поэтому давление насыщенных паров

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

нефтепродуктов на 10-20% выше, чем следовало бы ожидать по закону аддитивности [21].

Когда соотношение жидкой и паровой фаз велико, то количество легко испаряющихся углеводородов, содержащихся в жидкой фазе топлива, бывает вполне достаточно для насыщения паровой фазы.

В этом случае при испарении состав жидкой фазы практически не изменяется, и равновесное состояние пар-жидкость достигается при первоначальном составе.

С уменьшением соотношения $V_{ж}/V_{п}$, т. е. когда объем паровой фазы намного превышает объем жидкой, для насыщения расходуется уже значительная часть легкоиспаряющихся компонентов [12]. При этом состав жидкой фазы изменяется, и в равновесии с паром будет находиться жидкая фаза измененного состава. Давление насыщенных паров будет ниже давления, определенного при большом значении $V_{ж}/V_{п}$.

Уменьшение потерь от испарения достигается сокращением объема ГП резервуара или его полной ликвидацией за счет применения резервуаров, оборудованных плавающими понтонами и крышами, а также резервуаров с дышащими, баллонными, мембранными крышами. Опыт эксплуатации показывает, что, несмотря на трудности, связанные с эксплуатацией резервуаров с плавающими понтонами и крышами, внедрение таких резервуаров позволяет значительно сократить потери нефтепродуктов от испарения, в связи с чем существующей нормативной документацией ГОСТ 1510-76 «Нефть и нефтепродукты. Упаковка, маркировка, транспортирование и хранение» [44] предусмотрено оборудование всех резервуаров для хранения бензинов и товарной нефти с давлением насыщенных паров от 27 до 66 кПа плавающими крышами или понтонами (или же устройство газовой обвязки таких резервуаров) [21].

Сокращение потерь от испарения в резервуарах при оборудовании их металлическими понтонами, определенное экспериментально в процессе эксплуатации резервуаров объемом 3000, 10000 и 20000 м³, составляет от 61 до 95 % [19].

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

Уменьшение объема ГП за счет хранения некоторых видов нефтепродуктов на водяной подушке, когда снижение уровня продукта в резервуаре компенсируется подачей воды в подтоварный слой, а при заполнении резервуара – сбрасыванием ее в дренаж, не получило распространения. При этом методе наряду с обводнением нефтепродукта имеется вероятность его потерь вместе с удаляемой из резервуара водой. В связи с этим система удаления подтоварной воды с помощью сифонных кранов в настоящее время стала заменяться автоматизированными устройствами сброса воды, состоящими из наклонно установленной трубы в нижнем поясе стенки резервуара, углового клапана, электропривода и датчика «вода-нефть». Кроме того, в товарно-сырьевых парках ряда нефтеперерабатывающих заводов предусмотрена установка в системе дренажа дополнительных промежуточных емкостей для сбора подтоварной воды, в которых происходит отстаивание эмульгированного нефтепродукта.

Полная ликвидация ГП может быть достигнута при использовании для хранения горючего мягких резиноканевых резервуаров, в процессе эксплуатации которых отсутствуют как большие, так и малые дыхания. Эти резервуары находят применение при развешивании складов горючего в полевых условиях, однако, их применение на крупных нефтебазах ограничивается сравнительно малой вместимостью резервуаров (4...250 м³), [19] трудностью их зачистки и недостаточно высокой механической прочностью.

Для сокращения потерь от испарения нефти и нефтепродуктов в обычных вертикальных резервуарах испытывались средства защиты поверхности продукта («изоляция сред») – полые микрошарики из формальдегидной смолы диаметром 5-500 мкм, заполненные азотом; стойкая воздушно-механическая пена, плавающие экраны и т. п. Покрытие из микрошариков слоем 25 мм позволило снизить потери от испарения на 80-90 %. Потребность в микрошариках с объемной плотностью около 140 кг/м³, необходимая для создания на поверхности слоя нефти (нефтепродуктов) 25 мм, приведена в таблице 1.5 [25] .

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

Таблица 1.5 - Потребность в микрошариках для защиты нефтепродукта в резервуаре [25]

Резервуар	Вместимость, м ³	Диаметр, м	Масса микрошариков, кг
PBC-100	100	5,53	85,6
PBC-200	200	6,67	122,0
PBC-400	400	8,00	174,5
PBC-700	700	10,67	310,0
PBC-1000	1000	12,00	392,0
PBC-2000	2000	15,25	627,0
PBC-3000	3000	19,06	1080,0
PBC-5000	5000	22,88	1430,0

Резервуары с плавающими крышами и понтонами. Одним из средств борьбы с потерями нефти и нефтепродуктов от испарения является использование резервуаров с плавающими крышами.

Плавающая крыша собирается непосредственно в резервуаре из панелей толщиной 5 см размером 1,22 × 2,44 м. Каждая из панелей состоит из двух слоев полиэфирной смолы, армированной стекловолокном с прослойкой из твердого пенополиуретана. Конструкция резервуара с плавающей крышей представлена на рисунке 1.1 [19].

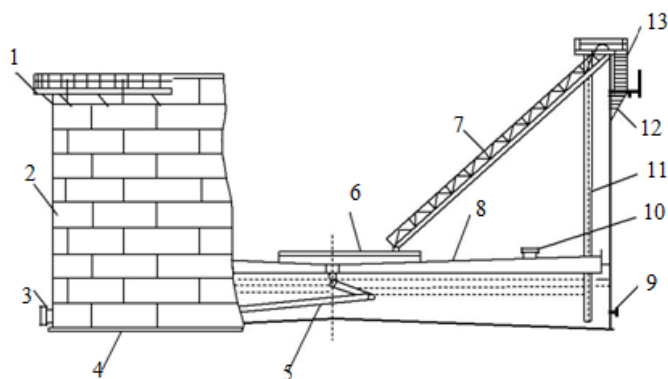


Рисунок 1.1 – Резервуар с плавающей крышей [25]:

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

Современные плавающие крыши – это сложные инженерные сооружения, включающие такие элементы как [19].

-дренажная система, лестница; уплотняющие затворы, располагаемые по периметру крыши и вокруг направляющих колонн и пробоотборных труб; дыхательный клапан; подогреватели (в отдельных случаях); скребки; собственно крыша из множества газонепроницаемых отсеков, обеспечивающих ее плавучесть при одновременном заполнении жидкостью центральной части и двух соседних отсеков.

Плавающая крыша должна выдерживать нагрузку накапливающейся на ней воды, выталкивающую силу жидкости, и в тоже время не снижать полезную вместимость резервуара по сравнению с геометрическим.

Основными недостатками резервуаров с плавающими крышами, согласно [25], являются: возможное образование взрывоопасной паровоздушной смеси над крышей и за пределами резервуара; затопление крыш и необходимость в последующих ремонтных работах ; загрязнение нефти или ее продуктов пылью и влагой; возможность примерзания уплотняющих затворов к стенкам резервуаров; выход из строя дренажной системы крыши, особенно в зимнее время; коррозия поверхности крыши в результате накопления влаги; недостаточно высокая степень герметизации и неизбежность потерь значительного количества паровых углеводородов через уплотняющие затворы.

Тем не менее, несмотря на указанные недостатки, применение плавающих крыш существенно сокращает потери (в большей степени в отличие от других конструкций резервуаров РВС), но, согласно [19], не сводит их к нулю. Существует влияние давления насыщенных паров продукта, температура окружающей среды, степень герметичности уплотняющих элементов затвора, технология эксплуатации самого резервуара, скорость ветра, обрачиваемость резервуаров, свойства нефти и ее количество, налипающее на стенки резервуаров при опускании крыши .

Понтон - жесткое плавающее покрытие, которое помещается в резервуар со стационарной крышей с целью уменьшения скорости насыщения ГП резервуара парами нефтепродуктов. [13]

Резервуары со стационарной кровлей, дополненной понтоном,

					Обзор литературы	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

обеспечивают более надежную защиту нефти и ее продуктов от атмосферных осадков в любое время года, значительно сокращают потери легких фракций от испарения, не требуют больших эксплуатационных расходов, особенно в зимнее время.

Эффективное применение понтонов определяется степенью герметизации зазора между ним и стенкой резервуара и вокруг направляющих стоек, что зависит от конструкции уплотняющего затвора.

Затвор частично погружён в хранимую в ёмкости жидкость и имеет собственную плавучесть. Вследствие этого под затвором отсутствует ГП, что повышает эффективность понтона в сокращение потерь нефти или нефтепродуктов от испарения.

Практика [13] показала, что понтоны из синтетических материалов по сравнению с металлическими почти непотопляемы обладают хорошей гибкостью, позволяют вести ремонт без применения огневых работ в резервуаре. Их можно собирать в действующих резервуарах без демонтажа части кровли или корпуса. У них значительно меньше масса и небольшой расход металла. При их использовании полезная ёмкость резервуара уменьшается ненамного.

Величина оптимального сокращения потерь нефти или нефтепродуктов от испарения при прочих равных условиях увеличивается с ростом номинального объема резервуара и коэффициента оборачиваемости.

Например для резервуара РВСП 1000 м³ оптимальное сокращение потерь бензина, согласно [19], составляет при коэффициенте оборачиваемости 10 год⁻¹ – около 20 %, при 20 год⁻¹ – около 50 %, при 40 год⁻¹ – около 75 %. В то же время для резервуара РВСП 10000 м³ оптимальное сокращение потерь при тех же коэффициентах оборачиваемости составляет соответственно 80, 85 и 88 %. Это связано с большими потерями бензина из резервуара большей вместимости.

Необходимо отметить, что для резервуаров малой вместимости, при низкой оборачиваемости применение понтонов может быть экономически нецелесообразным. Так по данным [19], применение понтонов не

					Обзор литературы	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

рационально при следующих коэффициентах оборачиваемости: РВСП 400 м³ – 20 год⁻¹, РВСП 700 м³ – 16 год⁻¹, РВСП 1000 м³ – 4 год⁻¹. Поэтому для резервуаров РВСП 400-1000 м³ в качестве средств сокращения потерь от испарения необходимо использовать другие средства.

Газоуравнительные системы. Снижение потерь нефти и нефтепродуктов от испарения при хранении может быть достигнуто путем совершенствования технологических схем нефтебаз и товарно-сырьевых парков, которое заключается в создании газоуравнительных систем, соединяющих газы пространства резервуаров (рисунок 1.2) [21].

ГУС называется газовая обвязка, к которой подключен какой-либо газосборник [18]. Такие системы имеют высокую эффективность при большом числе сливно-наливных операций в резервуарном парке (высоком коэффициенте оборачиваемости резервуаров). Простейшая система состоит из двух резервуаров, в один из которых горючее заливается, а из другого одновременно выдается потребителю.

При реальных условиях эксплуатации совместить эти операции затруднительно, поэтому обычно в газоуравнительную систему включаются дополнительно газосборники, куда ПВС и вытесняется при заполнении резервуара и откуда она вновь поступает в ГП резервуара при его опорожнении.

При хранении легкокипящих продуктов предусматривается обязательное создание газоуравнительных систем в тех резервуарных парках, где резервуары не оборудованы плавающими крышами или понтонами [21].

					Обзор литературы	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

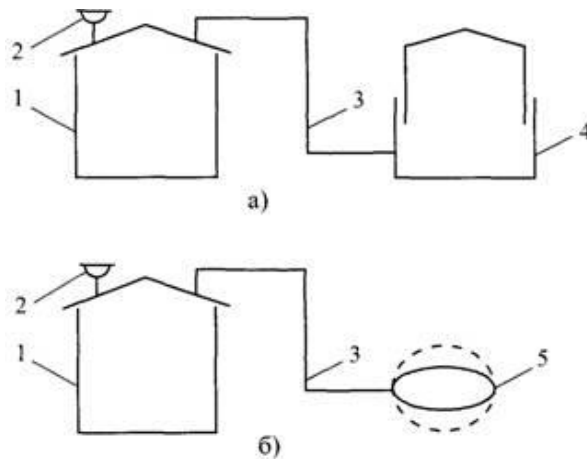


Рисунок 1.2 - ГУС с газосборником переменного объема [25]:

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

Газгольдеры. Газгольдеры представляют собой инженерные сооружения, предназначенные для хранения газов различного происхождения и назначения, снабженные специальными устройствами для регулирования основных параметров хранимых материалов (количество, состав и др.) [21].

В соответствии со своим назначением газгольдеры могут выполнять одну или несколько функций. Главными из них являются: длительное или кратковременное хранение газа; смешивание и перемешивание газов различных составов или одного газа различных концентраций; аккумулярование энергии давления хранимого газа; измерение количества вырабатываемого или добываемого газа; распределение газа при наполнении баллонов, цистерн и др. или при подаче его в несколько цехов;

выравнивание давления газа в замкнутой газораспределительной системе; сигнализирование о стабильности установленного технологического процесса или нарушении его.

В зависимости от применяемого давления газгольдеры могут быть разделены на два основных класса [20]: газгольдеры низкого давления – класс I; газгольдеры высокого давления – класс II.

Рабочее давление в газгольдерах класса I назначается исходя из специфических особенностей технологических процессов; обычно оно не

					Обзор литературы	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

превышает 400...500 мм вод. ст. (0,04...0,05 атм).

Газгольдеры класса II предназначены для эксплуатации при рабочем давлении газа от 0,7 до 30 атм, а иногда при еще более высоком давлении.

Каждый из этих двух классов газгольдеров подразделяется на подклассы и типы. Есть существенные различия между газгольдерами постоянного давления и газгольдерами постоянного объема.

Первые являются емкостями переменного объема, в которых объем хранимого газа легко изменяется, тогда как давление, остается неизменным. В газгольдерах постоянного объема геометрический объем остается стабильным, а давление газа может быть изменено в заранее заданных пределах, определяемых исходя из параметров технологического процесса, а также прочности и надежности сооружения.

Газгольдеры низкого давления, как правило, являются газгольдерами постоянного давления и по своим технологическим и конструктивным особенностям могут быть подразделены на две группы [20]: «мокрые» газгольдеры – группа I; сухие газгольдеры – группа II.

«Мокрые» газгольдеры бывают двух типов: «мокрые» газгольдеры с вертикальными направляющими – тип I; «мокрые» газгольдеры с винтовыми направляющими – тип II.

По принципу работы «мокрые» газгольдеры обоих типов являются газгольдерами низкого давления и переменного объема. Различие между ними заключается в системах конструкций, воспринимающих воздействие горизонтальных сил (ветер, неравномерный снег на крыше и др.), а также в системе выравнивания отдельных элементов газгольдера при изменении объема.

«Сухие» газгольдеры также могут быть разделены на два основных типа [20]: «сухие» газгольдеры поршневого типа – тип I; – «сухие» газгольдеры с гибкой секцией (мембраной) – тип II.

«Сухие» газгольдеры обоих типов относятся к газгольдерам переменного объема и постоянного давления газа.

Газгольдеры постоянного объема обычно эксплуатируются при

					Обзор литературы	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

повышенном давлении хранимых газов и различаются только своей геометрической формой. Давление газа в этих газгольдерах бывает переменным и возрастающим при увеличении объема газа, подаваемого в газгольдер при помощи специальных компрессорных устройств.

По геометрической форме газгольдеры постоянного объема делятся на два основных типа [18]. Цилиндрические газгольдеры со сферическими днищами, располагаемые в горизонтальном и в вертикальном положениях – это тип I. Сферические газгольдеры, опирающиеся на отдельные стойки или на специальный стакан – это тип II.

Эластичные резервуары. Применение в качестве газосборников резервуаров с переменным объемом газового пространства связано с теми же эксплуатационными трудностями, что и хранение в таких резервуарах нефтепродуктов.

В настоящее время разработана принципиально новая конструкция пневматического газосборника, изготовленного из резиноканевого материала и имеющего в опорожненном состоянии форму трехслойного конверта, внутренняя перегородка которого выполнена в виде гибкой подвижной мембраны. Перегородка разделяет внутреннюю полость газосборника на два изолированных отсека – воздушный, соединенный с вентилятором, и паровой, включенный в газовую обвязку резервуара. Давление воздуха в верхнем отсеке поддерживается вентилятором в пределах от 100 до 300 мм водного столба, что дает возможность вместить пары нефтепродукта в систему при опорожнении газосборника. При заполнении парами нижнего отсека воздух вытесняется в атмосферу. Газосборник вместимостью 1000 м³ имеет длину 21 м, ширину 15 м и массу 3,5 т; он легко складывается в пакет и транспортируется на автомашине [21].

Выбросы в атмосферу паровоздушной среды из резервуара при ее нагреве и поступление воздуха внутрь резервуара при охлаждении можно исключить путем подсоединения к паровоздушной полости резервуара газгольдера. Роль газгольдера может выполнять мягкий резервуар (МР)

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

достаточного объема, выполненный из эластичного газонепроницаемого электростатического материала, обладающего необходимой прочностью. В этом случае парогазовая смесь перетекает из резервуара в МР без контакта с атмосферным воздухом [20].

На рисунке 1.3 показана схема подключения МР, расположенного вне РВС, к газовой обвязке нефтебазы [20]. Приведенная схема газоуравнительной системы с использованием МР позволяет компенсировать «большие и малые дыхания» в процессе эксплуатации резервуарного парка. В этом случае объем МР должен быть выбран из условия компенсации малых дыханий РВС. Работа системы исключает загрязнение окружающей среды парами бензина и повышает пожаробезопасность нефтебазы.

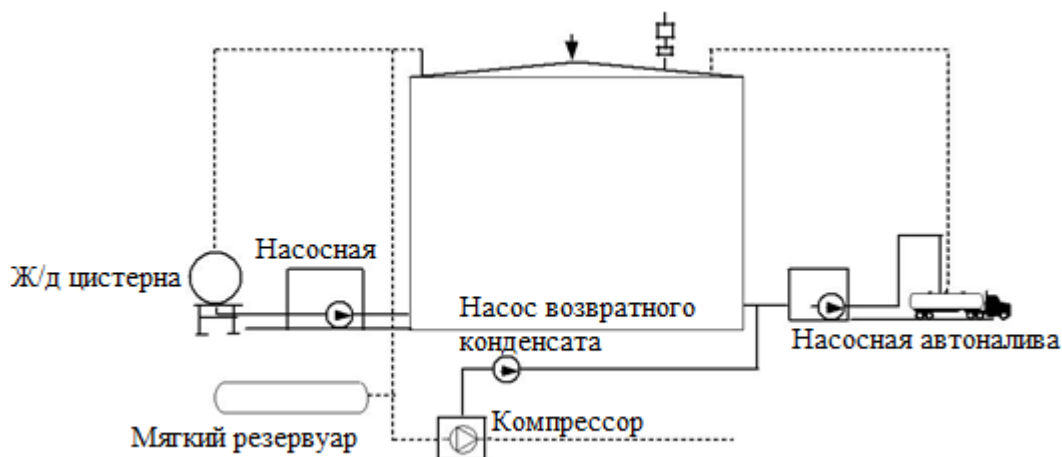


Рисунок 1.3 – Размещение МР вне РВС [20]:

Возможна схема, в которой отсутствует обвязка подвижной емкости, из которой производится слив бензина в РВС, при этом выбросов паровоздушной смеси из подвижной емкости не происходит.

Применение газоуравнительных систем вместе с мягкими газокомпенсирующими емкостями для нефтехранилищ и АЗС является одним из перспективных способов сокращения потерь бензина [21].

Такие системы позволяют: исключить потери нефтепродуктов при «больших и малых дыханиях»; повысить пожарную безопасность резервуарных парков и АЗС путем исключения образования пожаро и взрывоопасных концентраций паров бензина вне и внутри резервуаров;

					Обзор литературы	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

повысить экологическую чистоту резервуарных парков.

Системы не требуют больших инвестиций и эксплуатационных расходов, срок их окупаемости не превышает одного года.

Установки улавливания паров нефтепродуктов (УУПН). Одним из наиболее приемлемых решений, обеспечивающих защиту воздушного бассейна от выбросов паров нефти и нефтепродуктов и сокращение их потерь, может быть газоуравнительная система, которая отвечает требованиям природоохранных органов.

Учитывая «малые дыхания» резервуаров, а также «залповый» выброс паров нефтепродуктов из резервуаров при сливе бензинов из железнодорожных маршрутов, наиболее эффективным решением является комплексная система, состоящая из газоуравнительной системы, газосборника и установки улавливания паров.

Существует ряд технологий извлечения паров углеводородов из паровоздушной смеси (ПВС) [27]: охлаждение ПВС с последующей конденсацией углеводородных компонентов; адсорбция углеводородов с помощью твердого адсорбента; мембранные технологии разделения газов; абсорбция углеводородов с помощью жидкого абсорбента; комбинированные технологии (абсорбция в сочетании с мембранными технологиями и адсорбцией).

Охлаждение ПВС предусматривается до -50°C , что является энергоемким и дорогостоящим процессом, обеспечивающим конденсацию не более 40 % углеводородов. Как правило, установки для охлаждения ПВС выполняются малой производительности и применяются на АЗС [27].

Улавливание углеводородов из ПВС адсорбционным методом (рисунок 1.4) является достаточно простой операцией, но последующее извлечение углеводородов из адсорбента и приведение углеводородов в состояние, допускающее их дальнейшее использование, связано с применением сложных и энергоемких операций, а также с утилизацией отработанного адсорбента.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

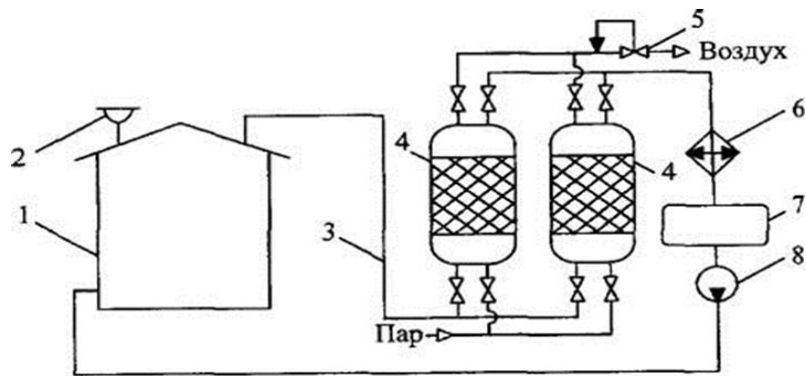


Рисунок 1.4 - Адсорбционная система УЛФ [25]:

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

Процесс осуществляется по следующей схеме [27]: 1) насыщение (адсорбция) угля углеводородами; 2) отгонка (десорбция) поглощенных фракций перегретым водяным паром; 3) сушка активированного угля нагретым до 120... 130 °С воздухом; 4) охлаждение холодным воздухом.

Как показали исследования, наибольший отбор пропан - бутановой фракции из газовой смеси достигается при температуре угля 20...24 °С и его остаточной влажности 1 ...7 % . Однако содержание воздуха в газе снижает эффективность метода [27].

Для адсорбера характерны простота, надежность и безопасность работы. Предусмотрено регулирование температуры в двух точках в зависимости от режима работы аппарата. Средства автоматики размещены в отдельном герметизированном блоке и не зависят от сложной системы контроля и управления резервуаром [27].

Улавливание углеводородов из ПВС с помощью жидкого абсорбента (рисунок 1.5) при атмосферном давлении обеспечивает максимально глубокую очистку ПВС от углеводородов; при этом извлеченные из ПВС углеводороды возвращаются обратно в бензин.

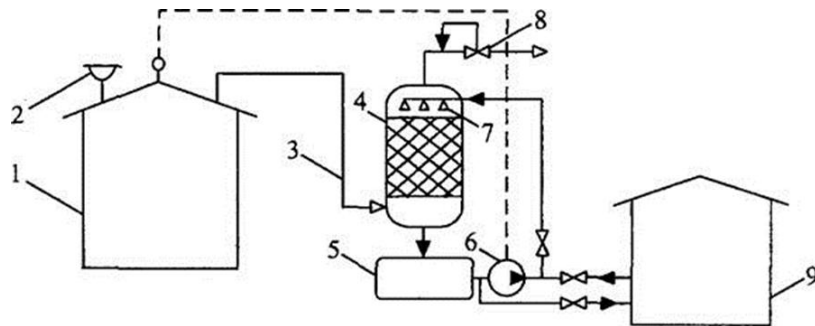


Рисунок 1.5 -Абсорбционная система УЛФ [25]:

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

Схема включает резервуар с бензином 1, снабженный дыхательным клапаном 2, который посредством газовой обвязки 3 связан с абсорбером 4. При повышении давления в ГП резервуара паровоздушная смесь поступает в нижнюю часть абсорбера и движется вверх по каналам, образованным в нем специальными насадками. Навстречу ПВС, сверху вниз, движется абсорбент— низколетучий поглотитель (керосин, дизельное топливо и т. п.). Для этого абсорбент из емкости 5 забирается насосом 6 и распыляется через форсунки 7. На поверхности насадок образуется тонкая пленка абсорбента, которая поглощает углеводороды из ПВС. В абсорбере поддерживается противодействие с помощью регулятора давления 8 типа «до себя». Насыщенный абсорбент периодически сбрасывается в емкость 9 и проходит регенерацию [27].

Дыхательный клапан 2 здесь и далее играет роль предохранительного. Степень отбора углеводородов абсорбентом из ПВС (степень улавливания) зависит от соотношения расходов «жидкость-газ», а также линейной скорости фаз. При благоприятных условиях она составляет около 60% [21].

Вместе с тем, чтобы насос 6 не работал непрерывно, абсорбционная система УЛФ оснащается датчиком 10, который подает сигнал включения насоса при избыточном давлении в ГП около 1000 Па, а впоследствии отключает его. Достаточно сложной и энергоемкой является система регенерации абсорбента. Все это ведет к удорожанию рассматриваемой

системы [21].

Комбинированная технология, включающая абсорбционный метод в сочетании с мембранными фильтрами, нашла широкое применение в Германии и Швейцарии. При применении мембранных фильтров после абсорбции глубина очистки ПВС достигает европейских стандартов – 150 мг/м³, что не соответствует санитарным нормам, установленным в РФ, – 100 мг/м³ [27, 25].

Как следует из проведенного литературного обзора, подходы к технологиям сокращения потерь разные и должны выбираться предприятием - проектировщиком исходя из условий эксплуатации резервуаров, характеристик хранимой среды, ее объема и финансово-экономической обоснованности затрат на реализацию проекта.

					Обзор литературы	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 Характеристика объекта исследования

2.1 Резервуар вертикальный стальной типа РВС

Резервуары вертикальные стальные типа РВС используются для стационарного хранения при добыче, переработке и оптового отпуска нефти и нефтепродуктов.

Рассмотрим технические характеристики резервуара РВС - 20 000 м³ и устанавливаемого на нем оборудования (таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Технические характеристики РВС – 20 000 м³ [56]

Характеристика	Значение
Номинальный объём	20 000 м ³
Внутренний диаметр стенки	39 900 мм
Высота стенки	17880 мм
Плотность продукта	0,9 т/м ³
Расчётная высота налива	17100 мм
Количество поясов	12шт

РВС – 20 000 м³ относится к 1 классу опасности [54], следовательно для такого типа резервуара характерна листовая сборка, которая производится методом сварки стальных полотнищ.

Вокруг резервуара вертикального стального типа РВС для хранения нефти или бензина, или группы таких резервуаров, согласно [54] в ряде случаев устраивают земляную обваловку или устанавливают сплошные негорючие стены. Обвалование предупреждает растекание огнеопасной жидкости при аварии и пожаре. Высота внутреннего земляного вала должна составлять 1,3 м, а высота обвалования или ограждающей стены – 1,5 м.

Оборудование резервуаров вертикальных стальных типа РВС предназначено для обеспечения правильной и безопасной эксплуатации резервуаров и, в частности, для проведения операции по приёму, хранению

					«Анализ технологических потерь нефти и нефтепродуктов при хранении в резервуарах вертикальных стальных»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Королёва Н.В.			Характеристика объекта исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	50	110
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.						

и отпуску нефтепродуктов, замеру уровня жидкости, отбору проб, зачистке и ремонту резервуара, удалению подтоварной воды, поддержанию в резервуаре требуемого давления и вакуума, предотвращению аварий от ударов молнии, от накопления зарядов статического электричества. Кроме того, резервуары укомплектовывают специальными устройствами для борьбы с пожарами.

Общий вид резервуара вертикального стального типа РВС – 20 000 м³ представлен на рисунке 2.1.

Технологическая схема РВС – 20 000 м³ представлена в Приложении А.



Рисунок 2.1 – Общий вид резервуара вертикального стального типа РВС – 20 000 м³ [56]

Оборудование для ремонта и обслуживания РВС – 20000 м³

Для указанной цели применяется следующее оборудование [55]:

– Люки-лазы размещают в первом поясе стенки резервуара. Через них рабочие проникают в резервуар при ремонте. Люки-лазы используют также для очистки резервуара от грязи и твёрдых отложений и для вентиляции резервуара. Поэтому их располагают диаметрально противоположно верхним световым люкам;

– Люк замерный применяется для измерения уровней нефти и нефтепродукта и подтоварной воды в резервуаре, а также для отбора проб пробоотборником, общий вид представлен на рисунке 2.2;

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51



Рисунок 2.2 – Общий вид люка замерного [55]

- Люк световой монтируют на крыше резервуара для его проветривания; а также используют при подготовке к ремонту, для подъёма хлопушек и подъёмных труб в случае их повреждения; для этой операции пользуются аварийным тросом, который прикреплён к клюку;
- Лестница служит для подъёма персонала на крышу резервуара.

Противопожарное оборудование РВС – 20 000 м³

- Местные и дистанционные измерители уровня нефти и нефтепродукта, а также пробоотборники применяются для учета и контроля качества хранимой среды. Для измерения массы, уровня и отбора проб продукта в резервуарах применяют системы дистанционного замера уровня.
- Сигнализаторы максимального и аварийного уровня нефти и нефтепродукта;
- Измерители температуры хранимого продукта;
- Огневые предохранители предназначены для предотвращения проникновения пламени и искр внутрь резервуара и устанавливаются под дыхательными и предохранительными клапанами.

Оборудование для обеспечения надёжной работы РВС и снижения потерь нефти и нефтепродуктов

- Оборудование для подогрева хранимой среды (различного вида подогреватели);
- Средства защиты от внутренней коррозии (катодная защита, нанесение лакокрасочных покрытий);

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

– Сифонный кран типа СК (рисунок 2.3) предназначен для спуска из резервуара отстоявшейся воды. Кран представляет собой горизонтальную трубу с сальником, пропущенную через стенку корпуса резервуара. Нижней конец трубы внутри резервуара имеет козырек, обеспечивающий отбор воды и исключаящий загрязнение. Снаружи труба снабжена сальниковым муфтовым краном. Сифонные краны устанавливают в первом поясе корпуса резервуара на высоте 350 мм от дна [55].



Рисунок 2.3 – Общий вид крана сифонного типа СК [55]

– Приемо-раздаточные патрубки (рисунок 2.4) с хлопушкой (рисунок 2.5) предназначены для присоединения технологических трубопроводов и монтируются в нижнем поясе резервуара. Хлопушка предназначена для предотвращения утечек нефтепродуктов из резервуара при повреждении трубопроводов или неисправностях задвижек. Ее устанавливают внутри резервуара на конце приемо-раздаточного патрубка;

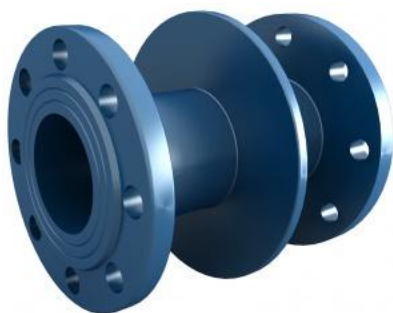


Рисунок 2.4 – Общий вид приемо-раздаточного патрубка [56]



Рисунок 2.5 – Общий вид хлопушки с электроприводом [56]

– Для предотвращения образования и размыва донных отложений используется система размыва или другое специальное оборудование.

Отдельное внимание хотелось бы уделить оборудованию резервуара, которое регулирует объём газового пространства резервуара.

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

2.2 Оборудование резервуара для регулирования объема газонасыщенного пространства

К этой группе относится дыхательная арматура, состоящая из дыхательных и предохранительных клапанов.

– Дыхательный клапан предназначен для сокращения потерь нефтепродуктов от испарения, что достигается выпуском паровоздушной смеси из резервуара при заполнении и пропуском воздуха в резервуар при опорожнении.

Дыхательные клапаны устанавливают на крыше резервуара на огневые предохранители, препятствующие проникновению внутрь резервуара огня и искр.

В настоящее время на резервуары устанавливают клапаны типа СМДК и НКДМ (рисунок 2.6), отличающиеся большой пропускной способностью при одинаковом диаметре патрубков по сравнению с клапанами типа КД и ДК.

Дыхательные клапаны рассчитаны на повышение давления в газовом пространстве резервуара до 0,2 кПа и вакуум до 0,02 кПа [54].



Рисунок 2.6 – Общий вид немерзающего дыхательного клапана типа НКДМ [55]

Для сокращения потерь нефти и нефтепродуктов при испарении применяют также диски – отражатели. Механизм сокращения потерь состоит в том, что диск-отражатель, подвешенный под монтажным патрубком дыхательного клапана, не дает струе входящего в резервуар воздуха свободно распространяться вглубь газового пространства, изменяет ее направление с вертикального на почти горизонтальное. Поэтому перемешивание паровоздушной смеси в основном происходит в слоях,

					Характеристика объекта исследования	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

примыкающих к кровле резервуара. Наиболее насыщенные слои газового пространства, расположенные у поверхности продукта, почти не участвуют в процессе конвективного перемешивания. Таким образом, диск-отражатель уменьшает концентрацию паров и потери от испарения [10].

– Предохранительные клапаны (рисунок 2.7) предназначены для регулирования давления в газовом пространстве резервуара при неисправности дыхательного клапана, а также в случае, если проходное сечение дыхательного клапана окажется недостаточным для быстрого пропуска газа или воздуха. Предохранительные клапаны устанавливают параллельно с дыхательными (механическими).

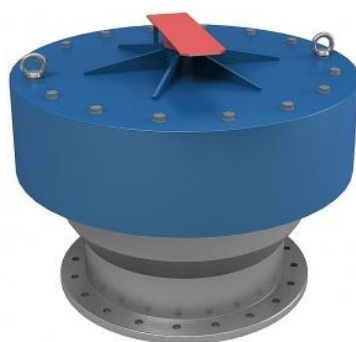


Рисунок 2.7 – Общий вид предохранительного клапана [56]

Предохранительные клапаны рассчитаны на избыточное давление 0,04 кПа и разрежение 0,033 кПа, т.е. большее, чем дыхательные клапаны. Предохранительные клапаны устанавливают на крыше резервуара над огневым предохранителем [54].

Технологические схемы устанавливаемого оборудования на РВС представлены в Приложении В.

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

3 . Нормы естественной убыли нефти и нефтепродуктов

Естественная убыль нефтепродукта – это потери (уменьшение массы при сохранении качества в пределах требований нормативных документов), являющиеся следствием физико-химических свойств нефтепродуктов, воздействия метеорологических факторов и несовершенства существующих в данное время средств защиты нефтепродуктов от испарения и налипания при транспортировании, приеме, хранении, отпуске [22].

Норма естественной убыли является предельно допустимой величиной безвозвратных потерь нефти и нефтепродуктов, которые возникают непосредственно при товарно-транспортных операциях вследствие сопровождающих их физико-химических процессов, а также потерь, неизбежных на данном уровне состояния применяемого технологического оборудования, а также потерь от налипания на внутренние стенки и оборудование резервуаров, транспортных средств и трубопроводов [21].

Убыль нефти и нефтепродуктов при приеме, отпуске, хранении, транспортировке, которые неизбежны на данном уровне состояния технологии и применяемого технологического оборудования, нормируют по специальным нормам.

Нормы естественной убыли являются предельно допустимыми и применяются только в случаях фактических недостатков нефтепродуктов. В нормы естественной убыли не включаются потери нефти и нефтепродуктов, связанные с ремонтом и зачисткой резервуаров.

Естественная убыль исчисляется в кг на 1 т принятого за отчетный период количества нефти или нефтепродуктов [17].

Нормы на прием при закачке в резервуары объектов магистральных нефтепродуктопроводов применяются с учетом коэффициентов режима

					«Анализ технологических потерь нефти и нефтепродуктов при хранении в резервуарах вертикальных стальных»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Королёва Н.В.			Нормы естественной убыли нефти и нефтепродуктов	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	56	110
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.						

работы резервуара:

$K = 1$ – при режиме работы «через резервуар», $K = 0$ – при режиме работы «из насоса в насос» [6].

При приеме-сдаче нефтепродуктов по счетчикам (без использования резервуаров) естественная убыль по нормам не начисляется. Норма естественной убыли нефтепродукта при приемке установлена при температуре нефтепродукта до 30°C. Если температура нефтепродукта при приеме превышает 30°C, то независимо от периода года применяется норма весенне-летнего периода, увеличенная в 1,5 раза [5].

Для определения естественной убыли нефтепродукты, транспортируемые по магистральным нефтепродуктопроводам, в зависимости от физико-химических свойств разделены на пять групп [30]:

- 1 группа – бензины автомобильные всех марок;
- 2 группа – топливо для реактивных двигателей Т-2.;
- 3 группа – топливо для реактивных двигателей всех марок, кроме указанных во 2 группе, керосин для технических целей;
- 4 группа – топлива дизельные марок «Зимнее» и «Арктическое»;
- 5 группа – топлива дизельные, кроме указанных в 4 группе, топливо печное бытовое .

Естественная убыль при хранении нефтепродукта более одного месяца начисляется при условии, что в течение отчетного календарного месяца нефтепродукт в резервуар не поступал и не откачивался из него (таблица 3.2).

Естественная убыль нефтепродуктов при приемке в резервуары определяется умножением соответствующей нормы на массу принятого нефтепродукта. Норма выбирается в зависимости от типа резервуара, в который закачивается нефтепродукт, периода года и климатического пояса.

					Нормы естественной убыли нефти и нефтепродуктов	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 3.1 - Нормы естественной убыли нефти при хранении в резервуарах свыше одних суток и до одного месяца [22]

Климатическая группа	Тип резервуара	Вместимость резервуара, м ³					
		менее 100		от 100 до 1000		более 1000	
		нормы естественной убыли нефти, кг/т (в сутки)					
		осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период
1	Наземный стальной	0,012	0,041	0,007	0,031	0,008	0,029
	Наземный стальной с понтоном (плавающей крышей)	-	-	0,005	0,016	0,001	0,004
2	Наземный стальной	0,014	0,056	0,009	0,041	0,013	0,030
	Наземный стальной с понтоном (плавающей крышей)	-	-	0,006	0,02	0,002	0,005
	Железобетонный заглубленный (подземный)	-	-	-	-	0,005	0,015
3	Наземный стальной	0,023	0,068	0,017	0,052	0,017	0,033
	Наземный стальной с понтоном (плавающей крышей)	-	-	0,009	0,025	0,003	0,006

Таблица 3.2 - Нормы естественной убыли нефти при хранении в резервуарах свыше одного месяца и до одного года включительно [22]

Климатическая группа	Тип резервуара	Вместимость резервуара, м ³					
		менее 100		от 100 до 1000		более 1000	
		нормы естественной убыли нефти, кг/т (в месяц)					
		осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период	осенне-зимний период	весенне-летний период
1	Наземный стальной	0,17	1,05	0,09	0,4	0,08	0,37
	Наземный стальной с понтоном (плавающей крышей)	-	-	0,028	0,15	0,024	0,12
2	Наземный стальной	0,37	1,4	0,13	0,43	0,11	0,39
	Наземный стальной с понтоном (плавающей крышей)	-	-	0,065	0,21	0,053	0,17
3	Наземный стальной	0,61	1,8	0,22	0,69	0,15	0,49
	Наземный стальной с понтоном (плавающей крышей)	-	-	0,09	0,28	0,075	0,21

4.Методики определения технологических потерь нефти и нефтепродуктов при хранении в резервуарах

Первыми основными источниками, которые раскрыли теоретические основы определения технологических потерь нефти и нефтепродуктов от испарения явились работы Т.С. Алексеева, И.С. Бронштейна, В.А. Бунчука, П.В. Валявского, В.Б. Галеева, В.А. Душина, Н.Н. Константинова, Р.Ш.Латыпова, Г.Д. Теляшевой, Н.М. Фатхиева, Ю.А. Цимблер, Л.Р. Хакимьяновой, В.И. Черникина, А.Д. Прохорова, Н.И. Белоконь, В.А. Мартяшовой [10, 12-14, 18, 21].

Первым рассчитал потери от больших и малых «дыханий» П.В. Валявский [11]. Позднее В.И. Черникин изменил и сделал более удобной в использовании данную э формулу [12].

Главным при определении величины потерь лёгких углеводородов от испарения из РВС является нахождение средней концентрации углеводородов в паровоздушной смеси (ПВС). Для этого Н.Н. Константинов предложил применять коэффициент испарения, величина которого принимается константой для каждой технологической операции. [10] Тем не менее, при этом не учитываются влияния многих технологических параметров на изменение процесса испарения [8].

Ф.Ф. Абузова [13, 18], чтобы решить указанную задачу, предложила воспользоваться коэффициентом массоотдачи, чтобы определить который ею были выявлены соответствующие критериальные зависимости. При всем том эти зависимости имеют свои недостатки.

Данные уравнения не охватывают все изменения параметров, которые влияют на процессы испарений. Так, при расходах слива – налива близких к нулю расчетный коэффициент массоотдачи также стремится к нулю, что в действительности абсолютно не так.

					«Анализ технологических потерь нефти и нефтепродуктов при хранении в резервуарах вертикальных стальных»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Королёва Н.В.			Методики определения технологических потерь нефти и нефтепродуктов при хранении в резервуарах	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	60	110
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.						

Поэтому, согласно исследованиям В.А. Мартяшовой [13], невозможно рассчитать массоотдачу при хранении углеводородов, когда температура газового пространства равна температуре воздуха. Кроме того, для расчета массоотдачи от поверхности нефтепродукта при заполнении РВС нагретым продуктом, коэффициенты массоотдачи меньше, чем при неподвижном хранении холодного.

Другим подходом для расчета потерь нефтепродуктов (бензинов) из резервуаров вертикальных стальных, оборудованных понтоном можно использовать методику, предложенную Н.Н. Константиновым [10], которая позволяет определить потери при помощи коэффициента герметичности затвора - эмпирической величины, принимаемой для данного типа затвора константой, которая зависит и от степени геометрического несовершенства формы резервуара и качества монтажа затвора, что не учтено в методике, и так же указывает на недостаток.

В настоящее время, все представленные подходы с учетом особенностей процессов испарения хранимого продукта и технологических особенностей хранилищ были учтены в методических указаниях по определению технологических потерь нефти на предприятиях нефтяных компаний Российской Федерации (РД 153-39.4-033-98, [30]), которые были использованы в настоящей выпускной квалификационной работе бакалавра.

Известно, что не всё первоначальное количество нефти и нефтепродуктов доходит до потребителя. Это обуславливается потерями при их перекачке, хранении, опорожнении или заполнении резервуаров, сливо-наливных операциях в цистернах и т. д. Потери наносят огромный ущерб не только экологии, но и экономике страны. Поэтому очень важно вести их правильный учет

В настоящее время наиболее распространёнными для определения потерь являются методики, принятые Министерством энергетики РФ [6], а также Уфимским Государственным нефтяным университетом.

Методика министерства энергетики РФ не лишена недостатков.

Расчет производится по следующей формуле [6]:

					Методики определения технологических потерь	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$P_{рез.} = V_{пвс} * \frac{P_{рез}}{P_{пвп}} * \rho_{ср} * K_{об} * K_1 * K_2 * K_{реж} * 10^{-3}, \quad (4.1)$$

где $V_{пвс}$ - объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара при его заполнении (освобождении), м³;

$P_{рез}$ - давление насыщенных паров в паровоздушном пространстве при средней температуре паровоздушного пространства, мм.рт. ст.;

$P_{пвп}$ - среднее давление в паровоздушном пространстве резервуара с учётом давления срабатывания дыхательного клапана, мм.рт. ст.;

$\rho_{ср}$ - плотность паров нефти (нефтепродуктов) в паровоздушном пространстве резервуара при средней температуре паровоздушного пространства, кг/м³;

$K_{об}$ - коэффициент, зависящий от оборачиваемости резервуара для каждого периода года;

K_1 - коэффициент, учитывающий наличие технических средств сокращения потерь;

K_2 - коэффициент, учитывающий влияние климатических условий;

$K_{реж}$ - коэффициент режима перекачки;

Проанализировав формулу, можно выявить следующие недостатки:

- при расчете принимается, что парциальное давление равно давлению насыщенных паров нефтепродукта в паровоздушном пространстве;
- введенные коэффициенты приводят к большой погрешности в расчетах.

На самом деле не всегда парциальное давление паров достигает давления насыщенных паров нефтепродукта в паровоздушной смеси. И в каждом конкретном случае его следует рассчитать.

Таким образом, из-за некоторых принятых допущений, возможно отклонение между фактическими значениями потерь и значениями, полученными с помощью этой методики.

В методике, предложенной Уфимским Государственным нефтяным техническим университетом [25] потери считаются как сумма потерь

					Методики определения технологических потерь	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

от «больших дыханий» и «малых дыханий».

Потери от «больших дыханий» рассчитываются по формуле В. И. Черникина [12]:

$$G_{\text{бод}} = \left[V_H - V_G * \left(\frac{P_2 - P_1}{P_2 - P_y} \right) \right] * \frac{P_y}{P_2} * \rho_y, \quad (4.2)$$

где V_H - объем паровоздушной смеси (ПВС), вышедшей при однократном заполнении резервуара, м³;

V_G - объём газового пространства (ГП) резервуара перед закачкой нефтепродукта, м³;

P_1 - абсолютное давление в ГП в начале закачки, Па;

P_2 - абсолютное давление в ГП в конце закачки, Па;

P_y – среднее расчётное парциальное давление паров нефтепродукта в процессе заполнения резервуара, Па;

ρ_y – плотность нефти, т/м³.

В этой формуле учтено то, что паровоздушная смесь сначала сжимается и только потом вытесняется в атмосферу. Также парциальное давление не принимается равным давлению насыщенных паров нефтепродукта в паровоздушной смеси. Таким образом, мы можем более точно рассчитать потери от «больших дыханий».

Потери от «малых дыханий» рассчитываются по формуле Н. Н. Константинова [10]:

$$G_{\text{мд}} = \sigma * V_G * \ln \left[\frac{(P_a - P_{\text{кв}} - P_{\text{min}}) * T_{\text{rmax}}}{(P_a + P_{\text{кд}} - P_{\text{max}}) * T_{\text{rmin}}} \right], \quad (4.3)$$

где σ - среднее массовое содержание паров нефтепродукта в ПВС, кг/м³;

V_G - объём газового пространства (ГП) резервуара перед закачкой нефтепродукта, м³;

P_{min} , P_{max} - мин. и макс. парциальные давления паров нефтепродукта в ГП резервуара в течение суток, Па;

T_{rmin} , T_{rmax} - мин. и макс. температуры ГП резервуара в течение суток, К;

					Методики определения технологических потерь	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

P_a - абсолютное давление, Па;

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

$P_{кд}$ - избыточное давление в ГП, соответствующее нагрузке клапана давления, Па;

В отличие от методики Министерства энергетики здесь учитываются потери от «малых дыханий». Таким образом, расчеты должны получиться более точными.

Чтобы применить обе формулы необходимо знать концентрации паров нефтепродукта в начале и в конце процесса. В методике, предложенной Уфимским государственным нефтяным техническим университетом, концентрации в конце процесса рассчитываются с помощью критериальных уравнений массоотдачи [7,8]:

При простое:

$$Kt_{пр} = 2,17 * 10^{-3} * \Delta\pi^{0,403} * Sc^{0,0932}, \quad (4.4)$$

При закачке:

$$Kt_{зак} = Kt_{пр} (1 + 1,34 * Sc^{1,327} * \Delta\pi^{-0,665} * (Fr * Re)^{0,087}), \quad (4.5)$$

При откачке:

$$Kt_{зак} = Kt_{пр} (1 + 7,45 * 10^{-3} * Sc^{0,197} * Re_{ср}^{0,569}) \quad (4.6)$$

где Kt – безразмерная величина критерия подобия;

$\Delta\pi$ – модуль движущей силы процесса испарения;

$Re_{ср}$ – среднее число Рейнольдса, характеризующее скорость омывания поверхности нефти воздухом при опорожнении резервуара;

$Fr * Re$ – параметр подобия, характеризующий интенсивность перемешивания нефти при заполнении резервуара.

Опыт применения критерия подобия при расчёте потерь нефтепродуктов показывает, что среднеквадратичная погрешность не превышает 26,5 % [29]. Поэтому считается, что применение данного критерия позволит значительно снизить погрешности при расчётах потерь нефтепродуктов при испарении.

Таким образом, используя данную методику, мы избавляемся от

					Методики определения технологических потерь	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

недостатков, которые были присущи методике Минэнерго РФ. В частности:

- учитываем «малые» дыхания резервуара;
- учитываем, что, ПВС перед ее вытеснением из резервуара, сжимается;
- учитываем, что парциальное давление паров нефтепродукта не всегда равно давлению насыщенных паров;
- рассматриваем каждый конкретный случай, и таким образом избавляемся от коэффициентов.

В каждой отдельно взятой методике расчёта потерь нефтепродуктов их авторами допускаются некоторые расхождения и неточности.

Принимая это во внимание, можно предложить следующие шаги для совершенствования методики расчёта потерь нефтепродуктов от испарения:

- учитывать отдельно потери от «больших дыханий» и от «малых дыханий»;
- потери от «больших дыханий» рассчитывать по формуле В. И. Черникина [12] (учитывая, что паровоздушная смесь сжимается перед вытеснением);
- рассчитывать общие потери как сумму потерь в каждом конкретном случае. Учитывая данные предложения, можно избавиться от неточности в расчетах, которые в денежном выражении являются значительной суммой.

					Методики определения технологических потерь	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. Расчётная часть

Расчёт потерь нефти от «больших и малых дыханий» произведён на основе смоделированных данных:

Резервуар типа РВС – 20 000 м³ [24];

Производительность закачки – $Q_{\text{зак}} = 700 \text{ м}^3/\text{ч}$;

Max и min высота взлива – $H_{\text{взл1}} = 2,5 \text{ м}$ и $H_{\text{взл2}} = 7,5 \text{ м}$;

Время простоя $\tau_{\text{пр}} = 42 \text{ часа}$;

Средняя температура воздуха – $T_{\text{в.ср}} = 290,7 \text{ К}$;

Данные клапана вакуума - $P_{\text{к.в.}} = 150 \text{ Па}$;

Данные клапана давления - $P_{\text{к.д.}} = 1600 \text{ Па}$;

Атмосферное давление - $P_{\text{а}} = 101200 \text{ Па}$;

Температура начала кипения - $T_{\text{н.к}} = 317 \text{ К}$;

Плотность хранимой нефти – $0,856 \text{ кг/м}^3$;

5.1 Потери нефти от «больших дыханий»

Потери от «больших дыханий»: при выкачке нефти из емкости освобождающийся объем газового пространства заполняется атмосферным воздухом. При этом парциальное давление паров нефтепродукта в ГП уменьшается, и начинается испарение нефтепродукта до насыщения ГП.

При следующей закачке нефти в резервуар находящаяся в ГП паровоздушная смесь вытесняется из емкости [15].

Потери от «больших дыханий» зависят от частоты закачки-выкачки и пропорциональны объему закаченного в резервуар нефтепродукта.

Расчёты будут производиться согласно методикам, описанным в [12,7,15].

Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	«Анализ технологических потерь нефти и нефтепродуктов при хранении в резервуарах вертикальных стальных»			
Разраб.		Королёва Н.В.			Расчётная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	66	110
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.						

Потери от «больших дыханий» рассчитываются по формуле В. И. Черникина [12]:

$$G_{\text{бд}} = \left[V_{\text{н}} - V_{\text{г}} * \left(\frac{P_2 - P_1}{P_2 - P_{\text{у}}} \right) \right] * \frac{P_{\text{у}}}{P_2} * \rho_{\text{у}}, \quad (5.1)$$

где $V_{\text{н}}$ - объем паровоздушной смеси (ПВС), которая вышла при 1-м заполнении резервуара, м³;

$V_{\text{г}}$ - объём газового пространства (ГП) резервуара перед закачкой нефтепродукта, м³;

P_1 - абсолютное давление в ГП в начале закачки, Па;

P_2 - абсолютное давление в ГП в конце закачки, Па;

$P_{\text{у}}$ - среднее расчётное парциальное давление паров нефтепродукта при закачке, Па;

$\rho_{\text{у}}$ - плотность нефти, т/м³.

1. Определим геометрические параметры ПВС – 20 000 м³:

-диаметр $D_{\text{р}} = 45,6$ м;

-высота резервуара $H = 11,93$ м;

-высота конуса крыши $H_{\text{к}} = 0,85$ м;

2. Найдём абсолютное давление в ГП ПВС в начале и конце закачки:

(Закачка производится днем в солнечную погоду), следовательно:

$$P_1 = P_{\text{а}} = 101200 \text{ Па};$$

$$P_2 = P_{\text{а}} + P_{\text{кд}} = 101200 + 1600 = 102800 \text{ Па}, \quad (5.2)$$

2. Рассчитаем среднюю молекулярную массу углеводородных паров нефти [15]:

$$M_{\text{н}} = 0,0043 * (212 + T_{\text{н.к.}})^{1,7}, \quad (5.3)$$

где $T_{\text{н.к.}}$ - температура начала кипения нефти, К;

$$M_{\text{н}} = 0,0043 * (212 + 317)^{1,7} = 183,38 \text{ кг/моль}.$$

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

4. Плотность паров нефти [12]:

$$\rho_{\text{у}} = \frac{M_{\text{н}}}{T_{\text{п.ср}}} = \frac{183,38}{290,7} = 0,63 \text{ кг/м}^3, \quad (5.4)$$

5. Высота ГП резервуара перед закачкой нефти:

					Расчётная часть	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$H_{r1} = H - H_{взл1} + H_k/3 = 11,93 - 2,5 + 0,85/3 = 9,713 \text{ м}, \quad (5.5)$$

6. Объём ГП резервуара перед закачкой нефти:

$$V_r = \frac{\pi * D^2 p}{4} * H_{r1} = \frac{3,14 * 46,5^2}{4} * 9,713 = 16486,52 \text{ м}^3, \quad (5.6)$$

7. Определим объём закачиваемой нефти:

$$V_3 = \frac{\pi * D^2 p}{4} * (H_{взл1} - H_{взл2}) = \frac{3,14 * 46,5^2}{4} * (7,5 - 2,5) = 8486,83 \text{ м}^3, \quad (5.7)$$

8. Высота ГП резервуара после закачки нефти:

$$H_{r2} = H - H_{взл2} + H_k/3 = 11,93 - 7,5 + 0,85/3 = 4,713 \text{ м}, \quad (5.8)$$

9. Найдём прирост относительной концентрации $\frac{\Delta C_2}{C_s}$ за время τ (по граф.1,14 [12]):

$$\tau = \tau_{пр} + \tau_3, \quad (5.9)$$

где $\tau_{пр}$ - время простоя, ч; $\tau_{пр} = 42$ часа;

τ_3 - время закачки, ч;

10. Найдём время закачки нефти:

$$\tau_3 = \frac{V_H}{Q_{зак}} = \frac{8486,83}{700} = 12,12 \text{ ч} \quad (5.10)$$

$$\tau = \tau_{пр} + \tau_3 = 42 + 12,12 = 54,124 \text{ ч},$$

Исходя из этого, при $\tau = 54,124$ ч, прирост относительной концентрации $\frac{\Delta C_2}{C_s} = 0,24$.

11. Найдём скорость выхода ПВС через дыхательный клапан:

$$V_B = \frac{4 * Q_{зак}}{\pi * 3600 * n * d^2}, \quad (5.11)$$

где d - диаметр дыхательного клапана, м;

n - число ДК., установленных на резервуаре;

На РВС – 20000 установлены 2 дыхательных клапана НДКМ – 200.

$$V_B = \frac{4 * 700}{\pi * 3600 * 2 * 0,2^2} = 3,09 \text{ м/с},$$

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

$$\frac{\Delta C_1}{C_s} = 0,61,$$

13. Определим относительную среднюю концентрацию паров в ГП резервуара:

					Расчётная часть	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\frac{\Delta C}{C_s} = \frac{H_{r2}}{H_{r1}} + \frac{\Delta C_1}{C_s} + \frac{\Delta C_2}{C_s} = \frac{4,713}{9,713} + 0,24 + 0,61 = 1,33, \quad (5.12)$$

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

$$\frac{\Delta C}{C_s} = 1. \quad [13]$$

14.Найдём среднее парциальное давление паров нефти [12]:

$$P_y = \frac{\Delta C}{C_s} * P = 1 * 25 = 25 \text{ кПа}, \quad (5.13)$$

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

$$V_n = V_3 * 2,105 * \left(\frac{T_{п.сп.}}{T_{н.к.}}\right)^{1,065} * (1+\Gamma)^{1,789} = 8486,83 * 2,105 * \quad (5.14)$$

$$*(290,7/317)^{1,065} * (1+0,05)^{1,789} = 17776,5 \text{ м}^3$$

где Γ – газовый фактор, приняли согласно [24].

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

$$G_{бд} = \left[17776,5 - 16486,52 * \left(\frac{102800 - 101200}{102800 - 25000} \right) \right] * \frac{25000}{102800} * \quad (5.15)$$

$$0,856 = 3629,97 \text{ кг}$$

5.2 Потери нефти от «малых дыханий»

Малые дыхания резервуара - это повышения давления в ГП выше давления срабатывания дыхательного клапана в результате суточных температурных колебаний ГП и поверхности нефтепродукта и за счет изменения давления атмосферного воздуха. При потерях от «малых дыханий» часть жидкого нефтепродукта, испаряясь, превращается в газообразное состояние, тем самым уменьшается объем, занимаемый нефтепродуктом, и увеличивается объем ГП резервуара.

Потери от «малых дыханий» рассчитываются по формуле Константинова Н.Н. [10]:

$$G_{мд} = \sigma * V_{Г} * \ln \left[\frac{(P_a - P_{кв} - P_{min}) * Tr_{max}}{(P_a + P_{кд} - P_{max}) * Tr_{min}} \right], \quad (5.16)$$

где σ - среднее массовое содержание паров нефтепродукта в ПВС, кг/м³;

									Лист
									69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Расчётная часть				

V_{Γ} - объём газового пространства (ГП) резервуара перед закачкой нефтепродукта, м^3 ;

P_{\min}, P_{\max} - мин. и макс. парциальные давления паров нефтепродукта в ГП резервуара в течение суток, Па;

$T_{\Gamma\min}, T_{\Gamma\max}$ - мин. и макс. температуры ГП резервуара в течение суток, К;

P_a - абсолютное давление, Па;

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

$P_{\text{кд}}$ - избыточное давление в ГП, соответствующее нагрузке клапана давления, Па;

Эта формула может иметь вид:

$$G_{\text{мд}} = \sigma * \Delta V, \quad (5.17)$$

где: ΔV – объём ПВС, вытесняемый из резервуара, м^3 ;

$$\Delta V = V_{\Gamma} * \ln \left[\frac{(P_a - P_{\text{кв}} - P_{\min}) * T_{\Gamma\max}}{(P_a + P_{\text{кд}} - P_{\max}) * T_{\Gamma\min}} \right], \quad (5.18)$$

Расчеты будут производиться согласно методике [7].

1. Определим площадь зеркала нефти:

$$F_{\text{н}} = \frac{\pi * D_{\text{р}}^2}{4} = \frac{3,14 * 45,6^2}{4} = 1632,3 \text{ м}^2, \quad (5.19)$$

2. Найдём среднюю высоту ГП:

$$H_{\Gamma} = H - \frac{H_{\text{взл2}} - H_{\text{взл1}}}{2} + \frac{H_{\text{к}}}{3} = 11,93 - 2,5 + 0,85/3 = 9,71 \text{ м}, \quad (5.20)$$

3. Рассчитаем объём ГП резервуара:

$$V_{\Gamma} = F_{\text{н}} * H_{\Gamma} = 1632,3 * 9,71 = 15849,63 \text{ м}^3, \quad (5.21)$$

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

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

$$C_p = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{290,7}}} * (762 + 3,39 * T_{\text{п.ср}}) = \frac{31,56}{\sqrt{856}} * (762 + 3,39 * 290,7) = 1884,99 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} * \text{К}}, \quad (5.22)$$

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

					Расчётная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

$$\lambda_n = \frac{156,6}{\rho_{290,7}} * (1 - 0,00047 * T_{п.ср.}) = 156,6/856*(1 - 0,00047 * 290,7) = 0,158 \frac{\text{Вт}}{\text{м*К}}, \quad (5.23)$$

7. Определяем коэффициент температуропроводности нефти:

$$a = \frac{\lambda_n}{c_p * \rho}, \quad (5.24)$$

где ρ - плотность нефти при $T_{п.ср.}$

$$\rho = \frac{\rho_{290,7}}{1 + \beta\rho * (T_{п.ср.} - 293)} = \frac{856}{1 + 0,000818 * (295,1 - 293)} = 718,2 \text{ кг/м}^3, \quad (5.25)$$

где $\beta\rho = 0,000818$ коэффициент объёмного расширения для $\rho_{290,7} = 850-859 \text{ кг/м}^3$ (принят согласно табл.1.1. [12]);

$$a = \frac{0,158 * 3600}{1884,99 * 857,61} = 0,00035 \text{ м}^2/\text{ч}, \quad (5.26)$$

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

$$N_d = 31 + 28 + 31 + 30 + 31 + 30 + 15 = 196 \text{ суток}, \quad (5.27)$$

9. Определим расчетное склонение солнца 15 июля [7]:

$$\varphi = -55,6 + 0,92 * N_d - 2,59 * 10^{-3} * N_d^2, \quad (5.28)$$

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

10. Найдем продолжительность дня [7]:

$$\tau_{\text{дн.}} = \frac{2}{15} * \cos^{-1}(-\tan \varphi * \tan \psi), \quad (5.29)$$

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

где ψ – географическая широта г.Томска ($\psi = 56,49$);

11. Установим расчетный параметр:

$$m = \sqrt{\frac{\pi}{2 * a * \tau_{\text{дн.}}}} = \sqrt{\frac{3,14}{2 * 0,00045 * 17,5}} = 14,12 \text{ 1/м}, \quad (5.30)$$

12. Найдём интенсивность солнечной радиации:

$$i_o = \frac{1357 * K_o}{1 + \frac{1 - \gamma}{\gamma * \cos(\psi - \varphi)}}, \quad (5.31)$$

$$i_o = \frac{1357 * 0,8}{1 + \frac{1 - 0,75}{0,75 * \cos(56,49 - 25)}} = 889,21 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2};$$

					Расчётная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

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

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

13. Рассчитаем площадь проекции поверхности стенок, ограничивающих ГП резервуара, на вертикальную плоскость:

$$F_B = D_p * H_r = 45,6 * 9,71 = 442,776 \text{ м}^2, \quad (5.32)$$

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

$$F_o = F_B * \sin(\psi - \varphi) + F_H * \cos(\psi - \varphi), \quad (5.33)$$

$$F_o = 360,24 * \sin(56,49 - 25) + 1632,3 * \cos(56,49 - 25) = 1598,58 \text{ м}^2;$$

15. Определим площадь поверхности стенок, ограничивающих ГП резервуара:

$$F = F_H + \pi * F_B, \quad (5.34)$$

$$F = 1632,3 + 3,14 * 442,776 = 3022,6 \text{ м}^2;$$

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

$$q = \varepsilon_c * \frac{F_o}{F} * i_o, \quad (5.35)$$

$$q = 0,5 * \frac{1598,58}{3022,6} * 889,21 = 235,14 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2};$$

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

17. Найдём коэффициенты теплоотдачи (график. на рисунке 5.1) [15]:

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

$$\alpha_r = 2,3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 * \text{К}}; \quad \alpha_r = 2,3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 * \text{К}}, \quad (5.36)$$

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

$$\alpha_{в.л.} = 3,5 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 * \text{К}}; \quad \alpha_{в.л.} = 4,2 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 * \text{К}}, \quad (5.37)$$

					Расчётная часть	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

$$\alpha_{в.к.} = 4,7 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}; \alpha_{в.к.} = 2,4 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}, \quad (5.38)$$

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

$$\alpha_{р.} = 4,1 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}; \alpha_{р.} = 3,85 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}, \quad (5.39)$$

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

$$\alpha_{п.} = 5,3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}; \alpha_{п.} = 5,3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}, \quad (5.40)$$

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

$$\text{Ночное время: } \alpha_{в.} = \alpha_{в.к.} + \alpha_{в.л.}, \quad (5.41)$$

$$\alpha_{в.} = 4,7 + 3,5 = 8,2 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}};$$

$$\text{Дневное время: } \alpha_{в.} = \alpha_{в.к.} + \alpha_{в.л.}, \quad (5.42)$$

$$\alpha_{в.} = 2,4 + 4,2 = 6,6 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}};$$

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

$$\text{Ночное время: } \alpha_{ст.п.} = \frac{\alpha_{п.} * \frac{F_H}{F}}{1 + \frac{F_H}{F} * \frac{\alpha_{п.}}{\alpha_{г.}}}, \quad (5.43)$$

$$\alpha_{ст.п.} = \frac{5,3 * \frac{1632,3}{3022,6}}{1 + \frac{1632,3}{3022,6} * \frac{5,3}{2,3}} = 1,275 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}};$$

$$\text{Дневное время: } \alpha_{ст.п.} = \frac{\alpha_{п.}}{\frac{\alpha_{п.}}{\alpha_{г.}} + \frac{\alpha_{п.} + m * \lambda_n}{m * \lambda_n * \frac{F_H}{F}}}, \quad (5.44)$$

$$\alpha_{ст.п.} = \frac{5,3}{\frac{5,3}{2,3} + \frac{5,3 + 14,12 * 0,187}{16,01 * 0,158 * \frac{1632,3}{3022,6}}} = 0,69 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}};$$

					Расчётная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

20.Найдём избыточные max и min T стенки резервуара,

отсчитываемые от средней T нефти:

$$\theta_{ст.маx} = \frac{q + \alpha_B * \theta_{в.маx}}{\alpha_B + \alpha_{ст.п.} + \alpha_p * \frac{F_H}{F}}, \quad (5.45)$$

$$\theta_{ст.маx} = \frac{235,14 + 6,6 * (303 - 290,7)}{6,6 + 0,69 + 4,5 * \frac{1632,3}{3022,6}} = 32,54 \text{ К};$$

где $T_{маx} = 303\text{К}$ - $T_{маx}$ за июль;

$$\theta_{ст.мин} = \frac{\alpha_B * \theta_{в.мин}}{\alpha_B + \alpha_{ст.п.} + \alpha_p * \frac{F_H}{F}}, \quad (5.46)$$

$$\theta_{ст.мин} = \frac{8,2 * (281 - 290,7)}{8,2 + 1,275 + 4,5 * \frac{1632,3}{3022,6}} = - 6,68 \text{ К};$$

где $T_{мин} = 281\text{К}$ - $T_{мин}$ за июль;

21.Определим избыточные температуры ГП резервуара,

отсчитываемые от T ср. нефти:

$$\theta_{г.маx} = \frac{\theta_{ст.маx}}{1 + \frac{F_H}{F} * \frac{\alpha_{п.}}{\alpha_{г.}} * \frac{m * \lambda_H}{\alpha_{п.} + m * \lambda_H}}, \quad (5.47)$$

$$\theta_{г.маx} = \frac{32,54}{1 + \frac{1632,3}{3022,6} * \frac{5,3}{2,3} * \frac{14,2 * 0,187}{5,3 + 16,01 * 0,158}} = 23,21 \text{ К};$$

$$\theta_{г.мин} = \frac{\theta_{ст.мин}}{1 + \frac{F_H}{F} * \frac{\alpha_{п.}}{\alpha_{г.}}}, \quad (5.48)$$

$$\theta_{г.мин} = \frac{-6,68}{1 + \frac{1632,3}{3022,6} * \frac{5,3}{2,3}} = -2,97 \text{ К};$$

22.Рассчитаем $T_{мин}$ и $T_{маx}$ ГП резервуара:

$$T_{г.мин} = \theta_{г.мин} + T_{п.ср.} = - 2,97 + 290,7 = 287,73 \text{ К}, \quad (5.49)$$

$$T_{г.маx} = \theta_{г.маx} + T_{п.ср.} = 23,21 + 290,7 = 313,91 \text{ К}, \quad (5.50)$$

23.Определим объём жидкой и паровой фазы в РВС-20000:

$$V_{ж} = V_p - V_{г} = 19450 - 15849,63 = 3600,37 \text{ м}^3; \quad (5.51)$$

24.. Находим min парциальное давление в ГП резервуара:

$$Т.К. \frac{V_{г}}{V_{ж}} = \frac{15849,63}{3600,37} = 4,4;$$

$$4,4 > 0,6, \text{ отсюда следует что } P_{мин} = P_{мин}^* * \frac{\Delta C}{C_s};$$

						Расчётная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			74

где $\frac{\Delta C}{C_s} = 1$ – средняя относительная концентрация паров в ГП

резервуара;

$$P_{\min}^* = \frac{1 - 0,055 \sqrt{\frac{V_{\Gamma}}{V_{\text{ж}}}}}{0,89} * 33000, \quad (5.52)$$

$$P_{\min}^* = \frac{1 - 0,055 \sqrt{\frac{15849,63}{3600,37}}}{0,89} * 33000 = 32800,9 \text{ Па};$$

$$P_{\min} = 32800,9 * 1 = 32800,9 \text{ Па};$$

25.. Находим температурный напор (график на рисунке 5.3) [15]:

$$\Theta = 7,5 \text{ К.}$$

26.. Определим газовую константу паров нефти:

$$R_{\Pi} = \frac{R_y}{M}, \quad (5.53)$$

$$R_{\Pi} = \frac{8314,3}{183,38} = 43,34 \frac{\text{Дж}}{\text{кг*К}};$$

где $R_y = 8314,3 \frac{\text{Дж}}{\text{моль*К}}$ – универсальная газовая постоянная;

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

$$P_{\Gamma} = P_a + P_{\text{к.д.}} = 101200 + 1600 = 102800 \text{ Па}, \quad (5.54)$$

28.. Определим почасовой рост концентрации в ГП резервуара:

$$C_{\tau} = 1726 * \frac{R_{\Pi} * \Theta^{1,25}}{T_{\text{п.ср.}}^{0,25} * P_{\Gamma} * D_p * H_{\Gamma}^{0,25}}, \quad (5.55)$$

$$C_{\tau} = 1726 * \frac{43,34 * 7,5^{1,25}}{290,7^{0,25} * 102800 * 45,6 * 9,71^{0,25}} = 0,027 \% \text{ в 1 час};$$

29.. Найдём продолжительность выдоха:

$$\tau = 0,5 * \tau_{\text{дн}} + 3 = 0,5 * 17,5 + 3 = 11,75 \text{ ч}, \quad (5.56)$$

30. Рассчитаем min концентрацию:

$$C_{\min} = \frac{P_{\min}}{P_a - P_{\text{к.в.}}} * 100 = \frac{32800,9}{101200 - 150} = 32,46 \%, \quad (5.57)$$

31.. Определим max концентрацию:

$$C_{\max} = C_{\tau} * \tau + C_{\min} = 0,027 * 11,75 + 32,46 = 32,77 \%, \quad (5.58)$$

32.. Max парциальное давление в ГП резервуара:

$$P_{\max} = \frac{(P_a + P_{\text{к.д.}}) * C_{\max}}{100} = \frac{(101200 + 1600) * 32,77}{100} = 33687,56 \text{ Па} \quad (5.59)$$

					Расчётная часть	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

$$\sigma = \frac{P_{\max} + P_{\min}}{R_{\text{п}} * (T_{\text{гmax}} + T_{\text{гmin}})}, \quad (5.60)$$

$$\sigma = \frac{32600,9 + 33687,56}{43,34 * (313,91 + 287,73)} = 2,54 \text{ кг/м}^3;$$

34.. Определим вытесняемый объем ПВС:

$$\Delta V = V_{\Gamma} * \ln \left[\frac{(P_{\text{а}} - P_{\text{кв}} - P_{\text{мин}}) * T_{\text{гmax}}}{(P_{\text{а}} + P_{\text{кд}} - P_{\text{max}}) * T_{\text{гmin}}} \right], \quad (5.61)$$

$$\Delta V = 15849,63 * \ln \left[\frac{(101200 - 150 - 32800,9) * 313,91}{(101200 + 1600 - 33687,56) * 287,73} \right] = 181,307 \text{ м}^3;$$

35. Рассчитаем потери нефтепродукта от «малых дыханий» за 1 день и за месяц:

$$G_{\text{мд}} = \sigma * \Delta V, G_{\text{мд}} = 2,54 * 181,307 = 300,52 \text{ кг} - \text{за 1 день}, \quad (5.62)$$

$$G_{\text{мд}} = 300,52 * 30 = 9015,6 - \text{за один месяц}. \quad (5.63)$$

5.3 Потери бензина от «больших дыханий»

Расчёт потерь автомобильного бензина марки АИ-80 от «больших дыханий» произведён на основе смоделированных данных:

Резервуар типа РВС- V 10 000 м³;

Производительность закачки – Q_{зак} = 600 м³/ч;

Мах и min высота вслива – H_{взл1} = 2,0 м и H_{взл2} = 9,75 м;

Время простоя τ_{пр} = 42 часа;

Средняя температура воздуха – T_{в.ср} = 294,5 К;

Данные клапана вакуума - P_{к.в.} = 245 Па;

Данные клапана давления - P_{к.д.} = 1962 Па;

Атмосферное давление - P_а = 101200 Па;

Температура начала кипения - T_{н.к} = 319 К;

Плотность бензина – 0,742 т/м³

Расчёты будут производиться согласно методикам, описанным в [12,7,15].

Потери от «больших дыханий» рассчитываются по формуле В. И. Черникина: [12]

					Расчётная часть	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$G_{\text{бд}} = \left[V_{\text{н}} - V_{\text{г}} * \left(\frac{P_2 - P_1}{P_2 - P_{\text{у}}} \right) \right] * \frac{P_{\text{у}}}{P_2} * \rho_{\text{у}}, \quad (5.64)$$

где $V_{\text{н}}$ - объем паровоздушной смеси (ПВС), которая вышла при 1-м заполнении резервуара, м³;

$V_{\text{г}}$ - объём газового пространства (ГП) резервуара перед закачкой нефтепродукта, м³;

P_1 - абсолютное давление в ГП в начале закачки, Па;

P_2 - абсолютное давление в ГП в конце закачки, Па;

$P_{\text{у}}$ - среднее расчётное парциальное давление паров нефтепродукта при закачке, Па;

$\rho_{\text{у}}$ - плотность бензина, т/м³.

1. Определим геометрические параметры ПВС-10 000:

-диаметр $D_{\text{р}} = 34,2$ м;

-высота $H = 11,92$ м;

-высота конуса крыши $H_{\text{к}} = 3,0$ м;

2. Найдём абсолютное давление в ГП ПВС в начале и конце закачки:

(Закачка производится днем в солнечную погоду), следовательно:

$$P_1 = P_{\text{а}} = 101200 \text{ Па};$$

$$P_2 = P_{\text{а}} + P_{\text{кд}} = 101200 + 1962 = 103162 \text{ Па}, \quad (5.65)$$

3. Рассчитаем среднюю молекулярную массу углеводородных паров бензина:[15]

$$M_{\text{б}} = 60,9 - 0,306 * T_{\text{н.к}} + 0,001 * T_{\text{н.к}}^2, \quad (5.66)$$

где $T_{\text{н.к}}$ - температура начала кипения бензина, К;

$$M_{\text{б}} = 60,9 - 0,306 * 319 + 0,001 * 319^2 = 65,05 \text{ кг/моль},$$

4. Плотность паров бензина [12]:

$$\rho_{\text{у}} = \frac{M_{\text{н}}}{T_{\text{п.ср.}}} = \frac{65,05}{294,5} = 0,22 \text{ кг/м}^3, \quad (5.67)$$

5. Высота ГП резервуара перед закачкой бензина:

$$H_{\text{г1}} = H - H_{\text{взл1}} + H_{\text{к}}/3 = 11,92 - 2,0 + 3/3 = 10,92 \text{ м}, \quad (5.68)$$

6. Объём ГП резервуара перед закачкой бензина:

					Расчётная часть	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$V_{\Gamma} = \frac{\pi \cdot D^2 p}{4} * H_{\Gamma 1} = \frac{3,14 * 34,2^2}{4} * 10,92 = 10026,38 \text{ м}^3, \quad (5.69)$$

7. Определим объем закачиваемого бензина:

$$V_3 = \frac{\pi \cdot D^2 p}{4} * (H_{\text{взл1}} - H_{\text{взл2}}) = \frac{3,14 * 34,2^2}{4} * (9,75 - 2,0) = 7115,8 \text{ м}^3, \quad (5.70)$$

8. Высота ГП резервуара после закачки бензина:

$$H_{\Gamma 2} = H - H_{\text{взл2}} + H_{\kappa} / 3 = 11,92 - 9,75 + 3/3 = 3,17 \text{ м}, \quad (5.71)$$

9. Найдём прирост относительной концентрации $\frac{\Delta C_2}{C_s}$ за время τ (по графику 1.14 [12]):

$$\tau = \tau_{\text{пр}} + \tau_3, \quad (5.72)$$

где $\tau_{\text{пр}}$ - время простоя, ч; $\tau_{\text{пр}} = 42$ часа;

τ_3 - время закачки, ч;

10. Определим время закачки бензина в резервуар:

$$\tau_3 = \frac{V_{\text{н}}}{Q_{\text{зак}}} = \frac{7115,8}{600} = 11,58 \text{ ч}, \quad (5.73)$$

$$\tau = \tau_{\text{пр}} + \tau_3 = 42 + 11,58 = 53,58 \text{ ч},$$

Исходя из этого, при $\tau = 53,58$ ч, прирост относительной концентрации $\frac{\Delta C_2}{C_s} = 0,22$.

11. Найдём скорость выхода ПВС через дыхательный клапан:

$$V_{\text{в}} = \frac{4 * Q_{\text{зак}}}{\pi * 3600 * n * d^2}, \quad (5.74)$$

где d - диаметр дыхательного клапана, м;

n - число дыхательных клапанов, установленных на резервуаре;

На ПВС - 10000 установлены 2 дыхательных клапана НДКМ – 200.

$$V_{\text{в}} = \frac{4 * 600}{\pi * 3600 * 2 * 0,2^2} = 2,65 \text{ м/с},$$

12. Прирост относительной концентрации $\frac{\Delta C_1}{C_s}$ за время выкачки бензина:

$$\frac{\Delta C_1}{C_s} = 0,58,$$

					Расчётная часть	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

13. Определим относительную среднюю концентрацию паров в ГП

резервуара:

$$\frac{\Delta C}{C_s} = \frac{H_{r2}}{H_{r1}} + \frac{\Delta C_1}{C_s} + \frac{\Delta C_2}{C_s} = \frac{3,17}{10,92} + 0,22 + 0,58 = 1,09, \quad (5.75)$$

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

$$\frac{\Delta C}{C_s} = 0,385. [13]$$

14. Найдём среднее парциальное давление паров бензина [12]:

$$P_y = \frac{\Delta C}{C_s} * P = 0,385 * (101200 - 245) = 38867,68 \text{ Па} \quad (5.76)$$

15. Рассчитаем объем ПВС, вышедшей при однократном заполнении резервуара:

$$V_n = V_3 * 2,105 * \left(\frac{T_{n.ср.}}{T_{н.к.}} \right)^{1,065} * (1 + \Gamma)^{1,789} = 7115,8 * 2,105 * \quad (5.77)$$
$$(294,5/319)^{1,065} * (1 + 0,05)^{1,789} = 14857,43 \text{ м}^3,$$

где Γ – газовый фактор, приняли согласно [13].

16. Определим потери бензина от одного «большого дыхания» по 7.64:

$$G_{\text{од}} = \left[14857,43 - 10026,38 * \left(\frac{103162 - 100955}{103162 - 38867,68} \right) \right] * \quad (5.78)$$
$$\frac{38867,68}{103162} * 0,742 = 4057,31 \text{ кг.}$$

					Расчётная часть	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6. Социальная ответственность

6.1 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при хранении нефти и нефтепродуктов в резервуарном парке.

Таблица 6.1 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-88.)		Нормативные документы
Вредные	Опасные	
Нет	1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.1.003 -74 ССБТ
Нет	2. Электрический ток	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ
	3. Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте	ПБ 03-576-2003- 32; ПБ 10-115-96; ППБ 01-03; ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ; ФЗ –от 22.07.2013г. №123
Нет	4. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов	СанПиН 2.2.4.548-96 ГОСТ 12. 1. 007 – 76 ГОСТ 17. 2. 1. 03-84
	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны	Нет
	2. Превышение уровней шума	Нет
	3. Недостаточная освещенность рабочей зоны	Нет
	4. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	Нет
		СанПиН 2.2.4.548-96 СНиП 2.04.05.86
		ГОСТ 12.1.003–2014 ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ
		СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 СП 52.13330.2011
		ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ

					«Анализ технологических потерь нефти и нефтепродуктов при хранении в резервуарах вертикальных стальных»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Королёва Н.В.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	80	110
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.						

6.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим 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.

– *Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны*

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера (а также районах приравненных к районам крайнего Севера) используется понятие предельной жесткости погоды (эквивалентная температура, численно равная сумме отрицательной температуре воздуха в градусах Цельсия и удвоенной скорости ветра в м/с), устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления [49].

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -40 до -45 °С.

При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже -25 °С работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, а также грузчикам, занятым на погрузочно-разгрузочных работах, и другим работникам, ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру около +25 °С [19].

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева [50].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

– *Превышение уровней шума.*

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА [53].

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 Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования, вкладыши "Беруши" и др.), заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА. В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство [51].

– *Недостаточная освещенность рабочей зоны.*

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог [18]. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов [22].

– *Повышенная запыленность и 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).

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

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 [38].

ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [38]:

– метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м³.

– в качестве одорантов в основном применяют меркаптаны, в частности этилмеркаптан (C₂H₅SH), которые относятся ко 2-му классу опасности (вещества высокоопасные). ПДК в воздухе рабочей зоны по санитарным нормам 1 мг/м³.

– ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2-ой классу опасности).

– ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества).

– ПДК метанола (CH₃OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м³.

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

При работе с вредными веществами 1-, 2-, 3-го классов опасности (ртуть, одорант, сероводород, метанол, диэтиленгликоль и т.д.) должно быть обеспечено регулярное обезвреживание и дезодорирование СИЗ [41].

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах («Лепесток», Ф-62Ш, У-2К, «Астра-2», РП-КМ и др.), защитных очках и комбинезонах.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

При загазованности траншеи или котлована в результате утечки газа необходимо прекратить работу и вывести людей, запретив курить, зажигать спички или пользоваться открытым огнем [45] .

6.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим опасные 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 т.ч. грузоподъемные).*

Скорость движения автотранспорта, по строительной площадке и вблизи мест производства работ не должны превышать 10 км/час на прямых участках и 5 км/час на поворотах.

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например двуручное управление), предотвращающие травмирование.

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица имеющие на это право [1].

– *Поражение электрическим током*

Чтобы предупредить возможность случайного проникновения и тем более прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные

					Социальная ответственность	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки [12].

Предусмотреть технических средств электробезопасности: применение малых напряжений (12 - 42 В), защитное заземление (4 - 10 Ом), устройство защитного отключения [36].

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

Для защиты от электрической дуги и металлических искр при сварке необходимо использовать: защитные костюмы, защитные каски или очки и т.п.

Защита взрывоопасных сооружений и наружных установок от прямых ударов молнии выполняется отдельно стоящими молниеотводами и прожекторными мачтами с молниеотводами. Все металлические, нормально нетоковедущие части электрооборудования, могущие оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции, присоединяются к защитному заземлению.

Для защиты от электрической индукции и отвода зарядов статического электричества все технологическое оборудование и аппараты заземляются путем присоединения к защитному контуру заземления или специально сооружаемому для этой цели очагу заземления.

Предусматривается глухое заземление нейтрали силовых трансформаторов на стороне низкого напряжения. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом. [42]

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала от поражения электрическим током предусматривается защитное зануление и устройства защитного отключения (УЗО).

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, подлежат занулению путем электрического соединения с глухозаземленной нейтралью источника питания посредством нулевых защитных проводников.

– *Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте*

Хранилища нефтепродуктов создают потенциальную опасность возникновения утечек или аварийных разливов из оборудования, резервуаров, труб и т.п., в основном во время операций по погрузке и разгрузке.

Хранение и перемещение этих материалов также представляет значительный риск возникновения пожара и взрыва в силу того, что по своей природе нефтепродукты огнеопасны и горючи. Особенно это касается накопленных паров в резервуарах хранения. К потенциальным источникам возгорания относятся искры из-за статического электричества, молнии и открытый огонь.

Оборудование должно соответствовать стандартам проектирования, целостности и операционной деятельности для исключения происшествий катастрофического масштаба и предотвращения накопления статического электричества.

У резервуаров хранения должна иметься надлежащая вторичная обваловка. Все элементы инфраструктуры должны проходить регулярную проверку и техническое обслуживание.

В организациях должны иметься хорошо разработанные системы управления пожарным риском и планы ликвидации аварии.

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать

загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки.

Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением.

Резервуарный парк относится:

- к категории «А» по взрыво- и пожароопасности;
- к классу взрывоопасности «В-1а»;
- к категории молниезащиты «II».

С целью обеспечения взрыво – пожаро безопасности в резервуарных парках для паров углеводородов установлена предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация ПДВК = 2100 мг/м³. [38]

Таблица 6.2 – Значения НКПР, ВКПР и ПДВК некоторых веществ.[38]

Наименование веществ	Диапазон взрываемости				ПДВК	
	по объему (%)		по массе мг/м ³		% об.	мг/м ³
Метан	5	15,7	3300	104000	0,25	1650
Этан	2,9	15	3600	18600	0,15	1800
Пропан	2,2	9,5	38000	164000	0,11	1900
Бутан	1,8	9,1	45000	227500	0,09	2250
Окись углерода	12,5	75	74000	444000	0,63	3700

Машины и механизмы, используемые в резервуарном парке, должны иметь исправное электрооборудование, а их выхлопные трубы, должны быть оборудованы искрогасителями.

Персоналу иметь средства индивидуальной защиты. Для безопасной эвакуации предусмотреть необходимое количество эвакуационных выходов, соответствующие средства коллективной защиты.

Каждый производственный объект, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка, цеха, организации.

6.2 Экологическая безопасность

Основной причиной технологических потерь ценного сырья и вредных выбросов в окружающую среду при хранении в резервуарах является испаряемость легких фракций углеводородов.

При хранении жидкостей в резервуарах выбросы паров и газов в атмосферу происходит периодически в определенные промежутки времени, связанные с закачкой и откачкой жидкости и суточными колебаниями температуры окружающего воздуха. Когда резервуары соединены с атмосферой, то выбросы происходят при вытеснении паровоздушной смеси из газового пространства через вентиляционные патрубки или дыхательные клапаны.

Уровень загрязнения атмосферного воздуха является важным показателем негативного воздействия на окружающую среду.

При хранении нефти и нефтепродуктов должны соблюдаться гигиенические требования к охране атмосферного воздуха.

С целью охраны атмосферного воздуха от загрязнения выбросами вредных веществ предприятия проводят постоянный контроль за соблюдением предельно допустимых выбросов (ПДВ) с использованием расчетных 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 расчета 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 2.1.6.1338-2003 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест» [38]

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

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» [38].

6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация - это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, катастрофы, опасного природного процесса, стихийного бедствия, которая приводит к человеческим жертвам, наносит ущерб здоровью населения и природной среде, а также вызывает значительные материальные потери и нарушение условий жизни людей [44].

					Социальная ответственность	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

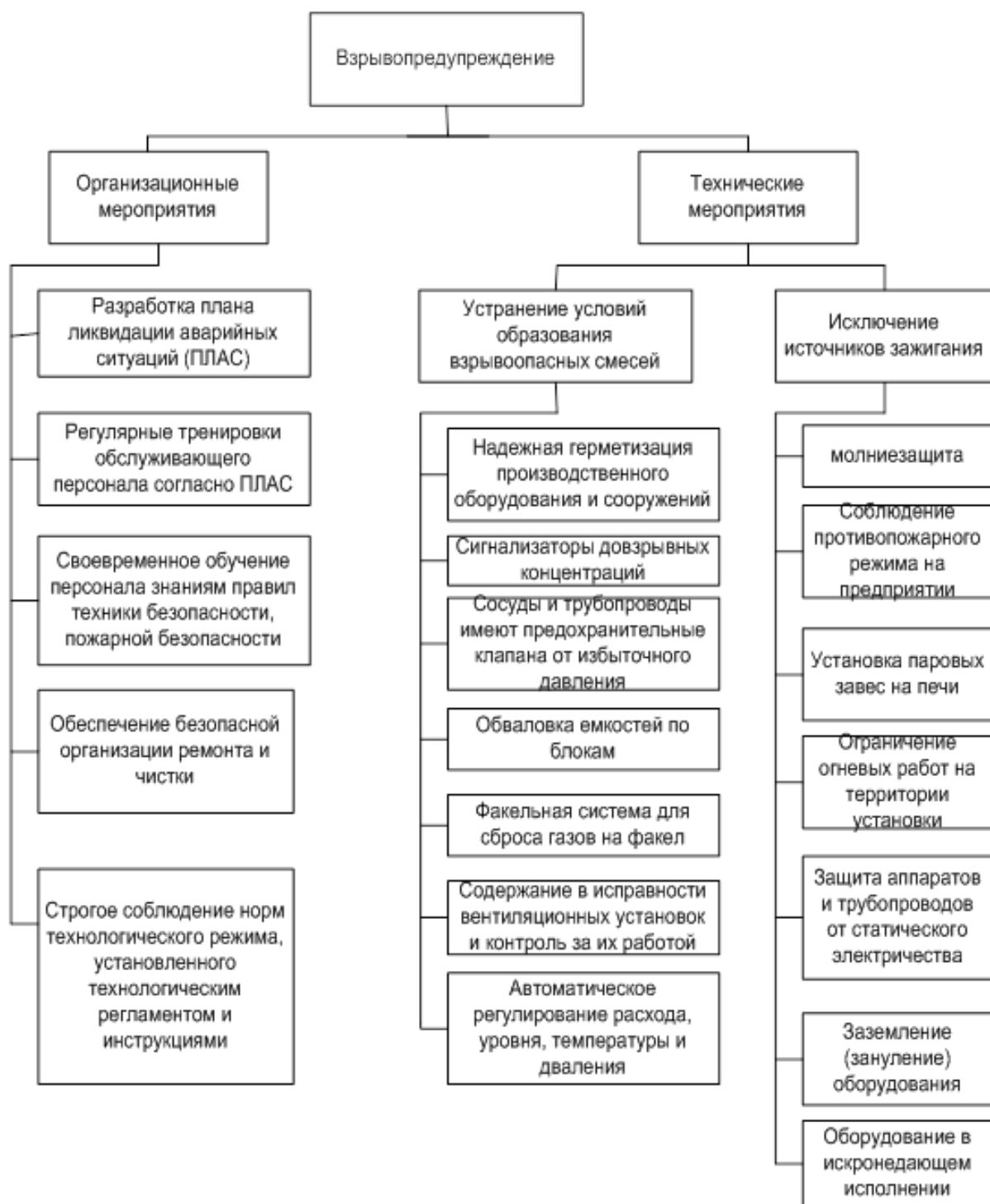


Рисунок 6.1 - Мероприятия по предупреждению ЧС

Для предупреждения чрезвычайных ситуаций органами исполнительной власти Российской Федерации, органами местного самоуправления, структурами МЧС следует проводить мероприятия, направленные на предотвращение чрезвычайных ситуаций и уменьшение их масштабов в случае возникновения. Подготовка к чрезвычайным ситуациям предусматривает комплекс мероприятий по созданию на определенной территории, или опасном объекте, условий для защиты населения и

хозяйственных объектов от воздействия чрезвычайных ситуаций, а также для обеспечения эффективных действий органов управления, сил и средств МЧС по ликвидации чрезвычайных ситуаций. Предотвращение таких ситуаций предусматривает: правовые, организационные, экономические, инженерно-технические, эколого-защитные, санитарно-эпидемиологические и социальные мероприятия, которые обеспечивают наблюдения и контроль состояния окружающей среды и потенциально опасных объектов, прогнозирование и профилактику возникновения источников чрезвычайных ситуаций, подготовку к этим ситуациям [48].

6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:

- Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.).
- Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.
- Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014)
- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03
- Инструкции по технике безопасности предприятия.
- Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.
- ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»
- ОСТ 51.81.82 ССБТ «Охрана труда в газовой промышленности»
- Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СНиП .21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

- Закон о пожарной безопасности №69-ФЗ, принят 21.12.1994 г (с дополнениями и изменениями от 22.08.1995 г, от 18.04.1996г, от 2.01.1998 г, от 11.2000 г. от 27.12.2000 г.).

- Пожарная охрана предприятий. Общие требования. НБТ - 201-96, утв. 01.03.1992г.

- Правила пожарной безопасности РФ ППБ-01-93. МВД РФ 14.12.1993 г., дополнения к ним от 25.07.1995 г.

					Социальная ответственность	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Экономическая эффективность внедрения установки улавливания лёгких фракций.

7.1 Технологические сведения об УУЛФ

Установки улавливания легких фракций (УУЛФ) предназначены для сбора газа из резервуаров, компримирования и подачи газа потребителю, а также для предотвращения срабатывания дыхательных клапанов резервуаров на «вдох» и «выдох».

Система улавливания легких фракций состоит из газоравнительной обвязки, соединяющей герметичные резервуары (РВС) с установкой УУЛФ.

Принцип действия: электронные датчики давления и микропроцессорный контролер постоянно поддерживают в резервуарах заданный режим давления. Когда в резервуарах происходит испарение легких фракций углеводородов, давление повышается, при достижении максимального давления, компрессор откачивает пары легких фракций в систему газосбора. При достижении минимально заданного давления компрессор отключается. Газ направляется в систему газосбора, для дальнейшего использования, а конденсат, в конденсатосборник. За сутки можно откачать до 3 000 м³ газа [19].

УУЛФ изготавливаются и поставляются по техническому заданию Заказчика, учитывающему требования Заказчика по исполнению установки. Основные характеристики УУЛФ приведены в таблице 7.1(на примере УУЛФ Vapor King 6,4 / 0,35).[19,1].

					«Анализ технологических потерь нефти и нефтепродуктов при хранении в резервуарах вертикальных стальных»			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Королёва Н.В.				ДР	93	110
Руковод.		Герасимов А.В.				ТПУ гр. 3-Б21Т		
Консульт.								
Зав. каф.		Рудаченко А.В.						

Таблица 78.1 - Основные параметры установки улавливания лёгких фракций
Vapor King 6,4 / 0,35 [19]

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

По результатам исследований, доказано, что с вводом в эксплуатацию УУЛФ достигается полная утилизация испарившихся лёгких углеводородов. В данном расчёте приведены экономические, а также экологические преимущества, получаемые при внедрении УУЛФ.

7.2 Расчёт годового экономического эффекта от внедрения УУЛФ.

Для экономического расчёта были использованы данные по [1, 19], приведённые в таблице 7.2 и 7.3:

Таблица 7.2 - Исходные данные к расчёту

Наименование показателя	Ед.измерения	Сумма, руб.
Планируемая годовая добыча (Q)	тн	1 804 000,00
Стоимость УУЛФ на УПН (с учётом индексации)	руб.	384 555 009,00
Норма годовой амортизации	%	11,1
Годовые амортизационные отчисления (A_0)	руб.	34 644 595,00
Ставка на выброс лёгких УВ C1-C6 (St)	руб./тн	109 440,00
Принимаемая себестоимость добычи тонны нефти (SS_2)	руб.	72 731,25
Потребляемая мощность приёмников	кВт	50
Установленная мощность приёмников	кВт	53,6
Тариф за потребляемую мощность	руб.	129,80
Тариф за установленную мощность	руб.	7 500,00
Дополнительные годовые капитальные вложения	руб.	81 689 538,8

Таблица 7.3 - Технологические потери нефти. Исходные данные к расчёту

Ед.измерения	Среднегодовые технологические потери нефти (П)	
	До внедрения УУЛФ ($П_1$)	После внедрения УУЛФ($П_2$)
% масс.	0,375	0,026
натур. выражение, тн	6765	469,04

С применением УУЛФ технологические потери нефти сократились на 0,349% масс, что для принимаемой годовой добычи составляет 6295,96 тн.

С учётом ставки на выбросы, рассчитываем годовые экологические выплаты (W) по следующей формуле [25]:

$$W = \Pi * St, \quad (7.1)$$

где Π – среднегодовые технологические потери, тн;

St – ставка на выброс лёгких углеводородов, руб/тн.

$$W_1 = 6765 * 109\,440,00 = 740\,361\,600,00 \text{ руб.};$$

$$W_2 = 469,04 * 109\,440,00 = 51\,331\,737,6 \text{ руб.}$$

Таблица 7.4 - Годовые выплаты за выброс лёгких фракций углеводородов

Годовые выплаты за выброс лёгких УВ, руб.	
До внедрения УУЛФ, W_1	После внедрения УУЛФ, W_2
740 361 600 руб.	51 331 738 руб.

Годовая экономия за счёт экологических выплат:

$$W_{\text{э}} = W_1 - W_2; \quad (7.2)$$

$$W_{\text{э}} = W_1 - W_2 = 740\,361\,600,00 - 51\,331\,738,00 = 689\,029\,862,00 \text{ руб.}$$

Рассчитываем годовые расходы на электроэнергию за счёт потребляемой и установленной мощности [16]

Таблица 7.5 - Годовые расходы на электроэнергию

Плата за электроэнергию, руб.	
За потребляемую мощность, руб.	За установленную мощность, руб.
42 194 512,00	4 824 000,00
Сумма: 47 018 512,00 руб.	

$$\text{Эл} = \text{Эп.м.} + \text{Э у.м.}, \quad (7.3)$$

$$\text{Эл} = 42\,194\,512,00 + 4\,824\,000,00 = 47\,018\,512,00 \text{ руб.}$$

Далее рассчитываем себестоимость добычи 1 тонны нефти без установки УЛФ, принимая за базовую себестоимость стоимость добычи

					Лист
					96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

нефти с учётом экологических выплат, годовых амортизационных отчислений и расходов на электроэнергию [16]:

$$S_{s1} = S_{s2} + \frac{(W_2 + A_0 + \text{Эл})}{Q} + \frac{W_1}{Q}, \quad (7.4)$$

$$S_{s1} = 72\,731,25 + 308,18 + 28,5 = 73\,067,93 \text{ руб.}$$

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

W_1, W_2 – годовые экологические выплаты, руб.;

Q - планируемая годовая добыча, тн;

A_0 – годовые амортизационные отчисления, руб.;

Эл – годовые расходы на электроэнергию, руб.

Таблица 7.6 - Себестоимость добычи 1 тонны нефти с учётом экологических выплат

Себестоимость добычи тонны нефти с учётом выплат, руб.	
Без внедрения УУЛФ	После внедрения УУЛФ
73 067,93 руб.	72 731,25 руб.

Снижение себестоимости добычи одной тонны нефти составляет 336,68 руб.

Экономическую целесообразность внедрения УУЛФ можно определить в соответствии с вычислением годового экономического эффекта по формуле [16]:

$$\text{Э} = (S_{s1} - S_{s2}) * Q - E_n * ДК, \quad (7.5)$$

$$\text{Э} = 336,68 * 1\,804\,000,00 - 0,15 * 81\,689\,538,8 = 595\,117\,289,18 \text{ руб.}$$

где E_n – нормативный коэффициент, $E_n = 0,15$ [25];

ДК – дополнительные капитальные вложения, руб.;

Q - планируемая годовая добыча, тн;

Т.к. $\text{Э} > 0$, следовательно внедрение установки в эксплуатацию можно считать эффективным с экономической точки зрения.

Таблица 7.7 - Техничко-экономические показатели

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Базовый вариант (до внедрения УУЛФ)	Текущий вариант (после внедрения УУЛФ)	Темп изменения текущей ситуации к базовой, %
1.	Технологические потери нефти	%	0,375	0,026	93%
2.	Технологические потери нефти	тонны	6765,00	469,04	93 %
3.	Сокращение технологических потерь	%	-	0,349	
4.	Сокращение технологических потерь	тонны	-	6295,96	
5.	Годовые выплаты за выброс лёгких УВ	руб.	740 361 600,00	51 331 738 ,00	93%
6.	Сокращение экологических выплат	руб.	-	689 029 862 ,00	
7.	Годовые выплаты за электроэнергию	руб.	-	47 018 512,00	
8.	Себестоимость добычи нефти с учётом экологических выплат, амортизационных отчислений и выплат за электроэнергию	руб.	73 067,93	72 731,25	0,46%
9.	Снижение себестоимости добычи нефти	руб.	-	336,68	
10.	Снижение себестоимости добычи нефти	%	-	0,46	
11.	Годовой экономический эффект за счёт снижения себестоимости добычи нефти	руб.	-	595 117 289,18	

Вывод: технико-экономическими расчётами было показано, что годовой экономический эффект при работе УУЛФ на предприятии составил 595 117 289,18 рублей.

В данном случае внедрение УУЛФ считается эффективным не только с экологической точки зрения – технологические потери нефти сократились на 93 %, но и с экономической: себестоимость 1 тонны нефти снизилась на 1%, а следовательно уменьшились и амортизационные отчисления. Годовые выплаты за выбросы углеводородов также сократились на 93 %.

Годовой экономический эффект представляет собой абсолютный показатель экономической эффективности.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

На основе исходных данных был проведён расчёт по определению технологических потерь нефти и нефтепродукта, в ходе которого установлено:

- Потери нефти при испарении из резервуара типа РВС – 20 000 м³ от «большого» дыхания составили 3629,97 кг;
- Потери нефти при испарении из резервуара типа РВС – 20 000 м³ от «малого дыхания» составили 300,52 кг;
- Потери бензина при испарении из резервуара типа РВС – 10 000 м³ от «большого дыхания» составили 4057,31 кг.

Технико-экономическими расчётами установлено, что годовой экономический эффект при работе УУЛФ на предприятии составил 595 117 289,18 рублей.

Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	«Анализ технологических потерь нефти и нефтепродуктов при хранении в резервуарах вертикальных стальных»			
Разраб.		Королёва Н.В.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.				ДР	100	110
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.						

Список используемой литературы

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

					«Анализ технологических потерь нефти и нефтепродуктов при хранении в резервуарах вертикальных стальных»					
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Список используемой литературы					
Разраб.		Королёва Н.В.						Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.						ДР	101	110
Консульт.								ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.								

9. Лоповок С.С. Моделирование процесса заполнения резервуара нефтепродуктами. Тезисы докладов 68-й международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2014», секция «Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта», 14–16 апреля, 2014 г.

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

11. Валявский П. В. Борьба с потерями светлых нефтепродуктов/ /Баку: Азнефтеиздат. – 1937. – 209 с.

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

13. Абузова Ф. Ф. , И. С. Бронштейн и др. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении //М.: недра. – 1981. – Т. 260. – С. 6.

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

15. Новоселов В.П., Ботыгин, И. Г. Блинов. Методика расчета потерь от испарения нефти и нефтепродуктов из наземных резервуаров: Учебное пособие/ В. Ф.– Уфа: Изд-во УНИ, 1987. – 73 с.

16. РД 39-01/06-0001-89. Методические рекомендации по комплексной оценке эффективности мероприятий научно-технического прогресса в нефтяной промышленности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2016г.).

					Список используемой литературы	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

17. Абузова Ф.Ф., Булатов Р.С., Новоселов В.Ф. Определение коэффициента совпадения операций для системы резервуаров // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. 1975. - № 9. - С. 34-35.

18. Абузова Ф.Ф., Фокин М.Н., Мухамедьярова Р.А. Оптимальный объем газосборника для резервуарных парков с газоуравнительной системой // Нефтяное хозяйство. 1977. - №8. - С.63-64

19. Александров А.А., Воробьев В.А. Исследование процессов улавливания легких фракций углеводородов // Транспорт и хранение нефтепродуктов.-2004.-№ 11.-С.3-4.

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

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

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

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

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

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

26. РД 153-39-019-97. Методические указания по определению технологических потерь нефти и нефтепродуктов на предприятиях нефтяных компаний РФ. – 2002 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 16.02.2016г.).

27. Блинов И.Г. Установка улавливания лёгких фракций из резервуаров установки подготовки нефти НГДУ «Речицанефть»/ Рабочий

					Список используемой литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

проект в 2-ух книгах/ Книга 1, том 1 Пояснительная записка.- Киев, 1994. – 210 с.

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

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

30. РД 153-39.4-033-98 Нормы естественной убыли нефтепродуктов при приеме, транспортировании, хранении и отпуске на объектах магистральных нефтепродуктопроводов - 2002. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 15.02.2016г.).

31. ГОСТ 1756-52 Нефтепродукты. Методы определения давления насыщенных паров; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 02.02.2016г.).

32. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2016г.).

33. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 02.03.2016г.).

34. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2016г.).

35. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2016г.).

36. ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования»; [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

					Список используемой литературы	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

<http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2016г.).

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

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

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

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

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

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

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

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

45. ГОСТ Р 22.3.03-94 Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения; [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

					Список используемой литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

<http://www.http://docs.cntd.ru/document/> (дата обращения 20.03.2016г.).

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

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

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

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

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

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

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

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

					Список используемой литературы	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

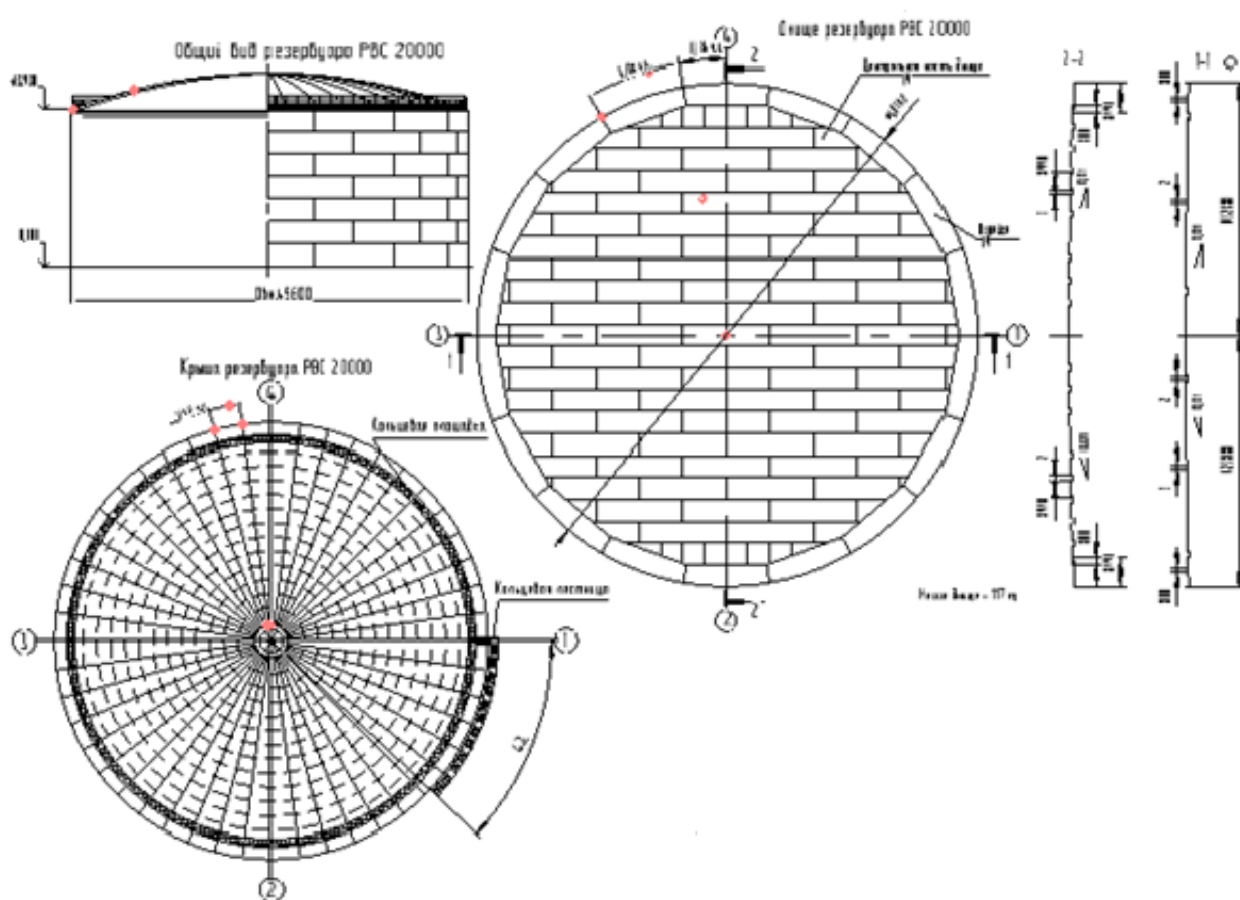
56. Официальный сайт «Reservuars» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://reservuars.ru/vertikalnyie-rezervuaryi-rvs/rvs-20000-> (дата обращения 12.02.2016г.).

					Список используемой литературы	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение А

Технологическая схема резервуара вертикального стального типа РВС –
20 000 м³

(Общий вид)

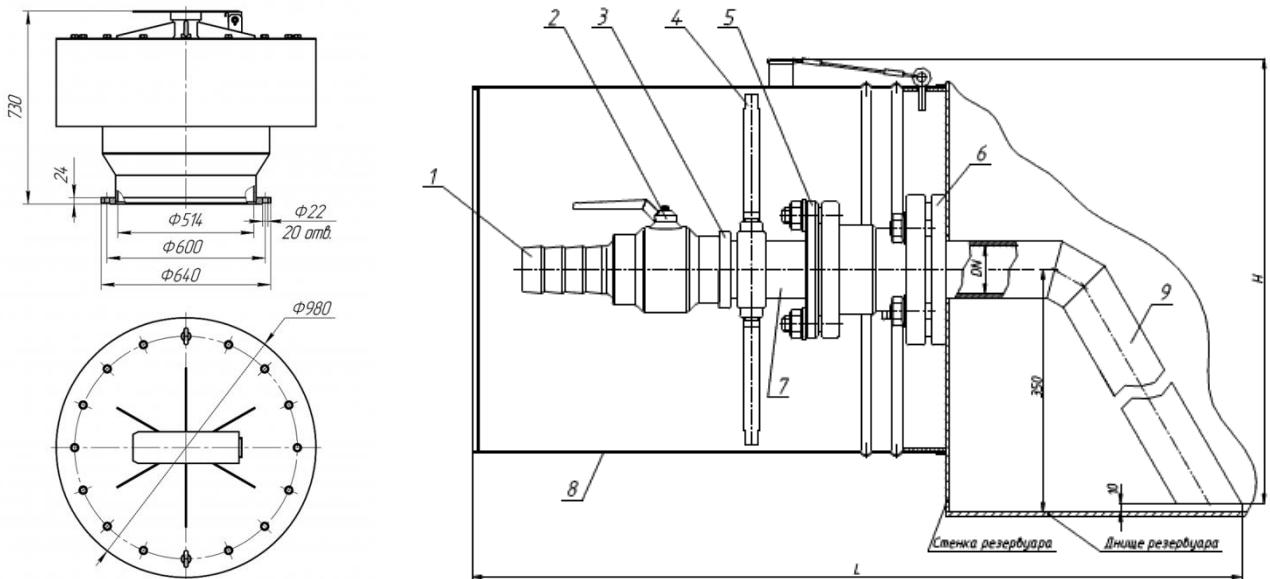


					«Анализ технологических потерь нефти и нефтепродуктов при хранении в резервуарах вертикальных стальных»					
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Приложения					
Разраб.		Королёва Н.В.						Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Герасимов А.В.						ДР	108	110
Консульт.								ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. каф.		Рудаченко А.В.								

Приложение В

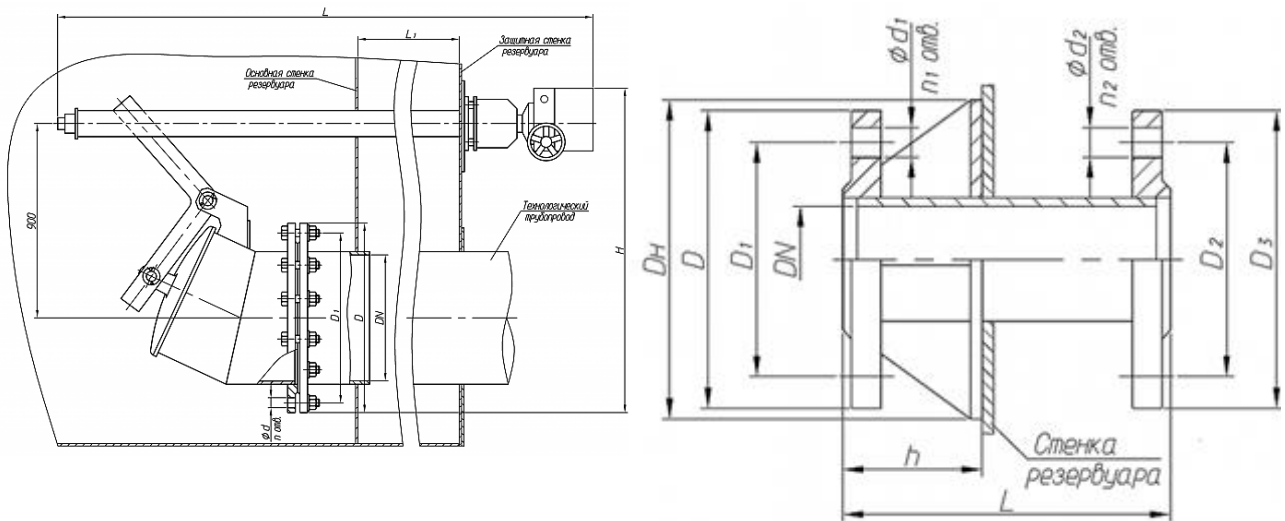
(общий вид)

Технологические схемы оборудования резервуара вертикального стального



Предохранительный
клапан

Сифонный кран: 1-переходник; 2-кран шаровый, 3,6-
фланец; 4-ручка; 5-гранд-букса; 7-труба
горизонтальная; 8-кожух; 9-отвод



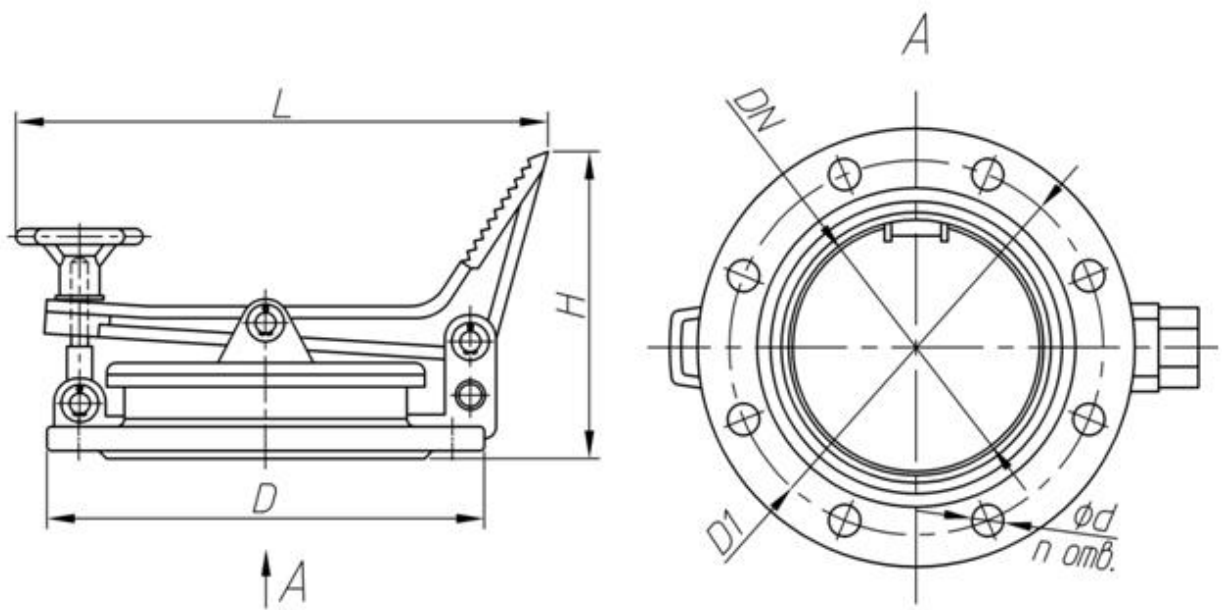
Хлопушка

Приёмо-раздаточное устройство

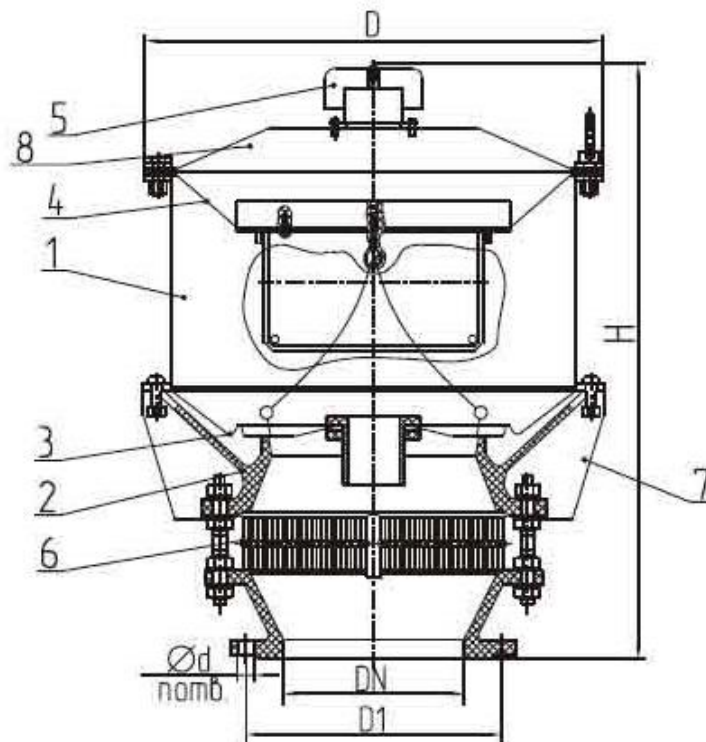
					Лист
Приложения					109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

Приложение В

(продолжение)



Люк замерный



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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата