

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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Организация работ по сокращению потерь нефти и нефтепродуктов при эксплуатации резервуара вертикального стального на месторождении Западно-Сибирского месторождения

УДК 622.692.286(571.1)

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Рябова Алёна Сергеевна		23.06.22

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Саруев А.Л.	к.т.н, доцент		23.06.22

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурс эффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Былкова Т.В.	к.э.н., доцент		30.05.22

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.	-		21.05.22

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н., доцент		23.06.22

Томск – 2022 г.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

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

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК (У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ОПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
P8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
P9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.055" Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов ".</i>

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

Уровень образования бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

_____ Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СА	Рябовой Алёне Сергеевне

Тема работы:

Организация работ по сокращению потерь нефти и нефтепродуктов при эксплуатации резервуара вертикального стального на месторождении Западно- Сибирского месторождения	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	15.02.2022 №46-45/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	23.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тип резервуара: РВС-5000 м ³ ; РВС расположен в Парабельском районе на нефтегазоконденсатном месторождении «Казанское». Нефтепродукт - нефть Плотность продукта: 830 кг/м ³ Производительность закачки – 600 м ³ /ч. Средняя температура воздуха за август – Тв.ср = 288,5 К; РВС оснащен двумя дыхательными клапанами КДС-1000. Установка клапана вакуума 250 Па, а клапана давления 2000 Па.
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	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	Рисунки, таблицы.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Былкова Татьяна Васильевна Доцент, ОСГН, к.э.н.
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович Старший преподаватель.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.04.2022
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Саруев А.Л.	к.т.н.		01.04.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Рябова А.С.		01.04.2022

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

Студенту:

Группа	ФИО
32Б8СА	Рябовой Алёне Сергеевне

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Организация работ по сокращению потерь нефти и нефтепродуктов при эксплуатации резервуара вертикального стального на месторождении Западно-Сибирского месторождения	
Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет стоимости выполняемых работ, согласно применяемой технологии: - материальные затраты НТИ – 1150 руб.; - основная заработная плата – 83901 руб.; -дополнительная заработная плата – 12585 руб.; - отчисления во внебюджетные фонды – 29139руб.; - накладные расходы – 16 204 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: -30 % премии к заработной плате; -20 % надбавки за профессиональное мастерство; -1,3 районный коэффициент для расчета заработной платы
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общая система налогообложения, в том числе отчисления во внебюджетные фонды – 30,2%.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Определение потенциальных потребителей результатов исследования; анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения; проведение SWOT-анализа.
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Разработка структуры работ в рамках проведения научного исследования; определение трудоемкости работ; разработка графика проведения научного исследования
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	28.02.2022
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Былкова Т.В.	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Рябова А.С.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СА	Рябовой Алене Сергеевне

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль

Тема ВКР:

Организация работ по сокращению потерь нефти и нефтепродуктов при эксплуатации резервуара вертикального стального на месторождении Западно-Сибирского месторождения	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования в данной работе являются технологические потери нефти и нефтепродукта при хранении их в резервуаре вертикальном стальном объема 5000 м ³ Область применения: резервуарные парки
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: Рассмотреть специальные правовые нормы и нормативные документы.	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. При расположении элементов рабочего места должны быть предусмотрены необходимые средства защиты человека-оператора от воздействия опасных и вредных факторов, предусмотренных ГОСТ 12.0.003-74.
2. Производственная безопасность: Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды.	Вредные факторы: - повышенная загазованность воздуха рабочей зоны, - повышенный уровень шума на рабочем месте, - повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны, - недостаток искусственного освещения. Опасные факторы: - движущиеся транспортные средства, грузоподъемные механизмы (подъемные сооружения), перемещаемые материалы, подвижные части оборудования и инструмента - расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности пола (земли), производственные факторы связанные с электрическим током.
3. Экологическая безопасность:	- Решение по обеспечению экологической безопасности.

Анализ воздействия объекта на атмосферу, гидросферу и литосферу.	
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения.	- Выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. - пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	28.02.2022
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель о.о.д.	Гуляев Милий Всеволодович	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Рябова Алена Сергеевна		

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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

Уровень образования бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения осенний / весенний семестр 2021/2022 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы: 23.06.2022

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.02.2022	<i>Введение</i>	5
30.02.2022	<i>Обзор литературы</i>	20
08.03.2022	<i>Потери нефти и нефтепродуктов от испарения</i>	5
24.03.2022	<i>Способы сокращения потерь</i>	15
29.04.2022	<i>Система улавливания легких фракций</i>	20
14.05.2022	<i>Типы установок улавливания легких фракций</i>	10
	<i>Технологический расчет</i>	
	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	
31.05.2022	<i>Социальная ответственность</i>	10
04.06.2022	<i>Заключение</i>	5
10.06.2022	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Саруев А.Л.	к.т.н.		

Согласовано:

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 103 страницы, 12 рисунков, 18 таблиц, 50 источников литературы, 1 приложение.

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

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

Цель работы: сокращение потерь нефти при эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м³.

В процессе исследования проводились расчеты потерь нефти от больших и малых дыханий в резервуаре вертикальном стальном типа РВС – 5000 м³. Рассмотрены различные средства сокращения потерь легких углеводородов от испарения и проведен их сравнительный анализ. Приведены мероприятия по техническому обслуживанию и ремонту газоуравнительной обвязки системы улавливания легких фракций.

Результаты исследования: был произведен сравнительный анализ существующих средств сокращения потерь. На основании полученных результатов анализа было выявлено, что применение системы улавливания легких фракций имеет ряд преимуществ, одним из которых является увеличение степени улавливания легких фракций нефти.

					Организация работ по сокращению потерь нефти и нефтепродуктов при эксплуатации резервуара вертикального стального на месторождении Западно-Сибирского региона.			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Рябова А.С.				Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев Л.А.						10	103
Консульт.						ТПУ гр. 32Б8СА		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							

Abstract

Graduate qualification work consist of 103 pages, 12 figures, 18 tables, 50 citations.

Key words: reservoir, oil losses in the reservoir, process losses, reservoir breathing, loss reduction methods.

The object: tank vertical steel RVS-5000 m³.

The purpose of the work: reduction of oil losses during the operation of a vertical steel tank RVS-5000 m³.

In the course of the study, calculations were made of the loss of oil and oil products due to the out-breathing and in-breathing in vertical steel tank VST - 5000 m³. Various means of reducing the loss of light hydrocarbons from evaporation are considered and their comparative analysis is carried out. The measures for the maintenance and repair of the gas line hook-up and vapour recovery system are given.

As a result of the study, a comparative analysis was made of the existing means of reducing losses. Based on the results of the analysis, it was found that the use of vapour recovery system has several advantages, one of which is an increase of degree of trapping of light fractions of oil.

					Реферат	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Определения

В данной работе были применены следующие термины и определения:

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

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

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

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

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

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

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

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

					Организация работ по сокращению потерь нефти и нефтепродуктов при эксплуатации резервуара вертикального стального на месторождении Западно-Сибирского региона.									
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата										
Разраб.		Рябова А.С.			Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки					Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Саруев Л.А.										13	103	
Консульт.										ТПУ гр. 32Б8СА				
Рук-ль ООП		Брусник О.В.												

Нормативные ссылки

В работе использованы ссылки на следующие нормативные документы:

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

Обозначения и сокращения

ГО – газовая обвязка;

ГП – газовое пространство;

ДК – дыхательный клапан;

НП – нефтепродукты;

ПВС – паровоздушная смесь;

РВС – резервуар вертикальный стальной;

РВСП – резервуар вертикальной стальной с понтоном;

РВСПК – резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей;

УУЛФ – установка улавливания легких фракций.

.

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

Оглавление

Введение.....	8
1. Обзор литературы.....	20
1.1 Классификация потерь	20
1.2 Причины возникновения потерь	22
2 Способы сокращения потерь	24
2.1 Применение дисков – отражателей.	24
2.2 Использование плавающих крыш или понтонов.....	25
2.3 Хранение нефти и нефтепродуктов под избыточным давлением в резервуарах.	28
2.4 Применение внутренней эластичной оболочки	28
2.5 Сокращение перепадов температур поверхности нефти, нефтепродуктов и газового пространства резервуаров.....	29
2.6 Осуществление организационных мероприятий.....	30
2.7 Применение системы улавливания легких фракций (УЛФ)	30
3 Система улавливания легких фракций	33
3.1 Принцип работы установки УЛФ.....	33
3.2 Условия применения установки улавливания легких фракций..	34
3.3 Типы установок улавливания легких фракций.....	35
3.3.1 Адсорбционные УУЛФ	35
3.3.2 Абсорбционные УУЛФ	36
3.3.3 Конденсационные УУЛФ.....	37

					Организация работ по сокращению потерь нефти и нефтепродуктов при эксплуатации резервуара вертикального стального на месторождении Западно-Сибирского региона.						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Рябова А.С.			Оглавление			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Саруев Л.А.								15	103
Консульт.								ТПУ гр. 32Б8СА			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.									

3.3.4	Компрессионные и эжекторные УУЛФ.....	38
3.3.5	Комбинированные УУЛФ.....	40
4	Сравнительный анализ различных методов сокращения потерь.....	42
5	Характеристика объекта исследования	43
6	Расчетная часть	45
6.1	Расчет потерь нефти от «больших дыханий» из РВС – 5000 м ³ .	45
6.2	Расчет потерь нефти от «малых дыханий» из РВС – 5000 м ³	50
6.3	Расчет эффективности применения системы УЛФ	55
7	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	60
7.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	61
7.1.1	Потенциальные потребители результатов исследования	61
7.1.2	Анализ конкурентных технических решений.....	61
7.1.3	SWOT-анализ.....	63
7.2	Планирование научно-исследовательских работ	65
7.2.1	Структура работ в рамках научного исследования	65
7.2.2	Разработка графика проведения научного исследования	66
7.3	Бюджет научно-технического исследования.....	68
7.3.1	Расчет материальных затрат научно-технического исследования	68
7.3.2	Расчет затрат на специальное оборудование	70
7.3.3	Расчет затрат на оплату труда	70
7.3.4	Дополнительная заработная плата исполнительной темы	72

7.3.5	Расчет отчислений во внебюджетные фонды	73
7.3.6	Расчет накладных расходов.....	73
7.4	Определение ресурсной (ресурсосберегающей) финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования.....	74
8	Социальная ответственность	77
8.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	78
8.2	Производственная безопасность	80
8.2.1	Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению	82
8.2.2	Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению	85
8.2.3	Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего	88
8.3	Экологическая безопасность	89
8.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	91
	Заключение	94
	Список используемых источников литературы	95
	Приложение А	102

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 резервуаров 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.

В процессе доставки нефти и нефтепродуктов до места потребления имеют место операции заполнения и опорожнения резервуаров, а также неподвижного хранения нефтепродуктов, вследствие чего допускаются большие потери их от испарения. Что наносит экономический ущерб предприятиям и происходит существенное загрязнение атмосферного воздуха.

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

Цель выпускной квалификационной работы: сокращение потерь нефти при эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС-5000 кубических метров.

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

1. Изучить нормативно – техническую документацию по снижению технологических потерь нефти;

					Организация работ по сокращению потерь нефти и нефтепродуктов при эксплуатации резервуара вертикального стального на месторождении Западно-Сибирского региона.		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Рябова А.С.			Введение	Лит.	Лист
Руковод.		Саруев Л.А.					18
Консульт.							103
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				ТПУ гр. 32Б8СА	

2. Проанализировать существующие методы сокращения потерь углеводородов;

3. Произвести расчёт потерь нефти при эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м³.

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

					Введение	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Обзор литературы

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

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

Основная доля потерь приходится на период хранения нефти и НП в резервуарах (до 75 %).

1.1 Классификация потерь

Все потери нефти и НП, в соответствии с [10], классифицируют по характеру возникновения по четырём группам: естественная убыль НП, аварийные и эксплуатационные потери и погрешности баланса (недостоверность учёта).

					Организация работ по сокращению потерь нефти и нефтепродуктов при эксплуатации резервуара вертикального стального на месторождении Западно-Сибирского региона.								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Рябова А.С.			Обзор литературы				Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Саруев Л.А.									20	103	
Консульт.									ТПУ гр. 32Б8СА				
Рук-ль ООП		Брусник О.В.											

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

Эксплуатационные потери, в свою очередь, подразделяются на следующие типы [10]:

1. Количественные потери: уменьшается количество нефтепродукта, при сохранении его качества. Утечки происходят в результате разливов и утечек продукта из-за некачественной герметизации оборудования резервуарного парка. Так же разливы могут происходить по причине неправильной работы сливно-наливного оборудования.

2. Качественные потери: изменение качества нефтепродукта при сохранении его количества. Основная причина изменения качества – смешивание различных по свойствам нефтепродуктов.

Причиной смешивания является недостаточная зачистка резервуара перед приемом в него нефтепродукта, отличного по свойствам от предыдущего. Качественные характеристики нефти могут изменяться из-за окисления при контакте с кислородом воздуха или металлами. В результате реакции окисления образуются такие продукты как смолы и нерастворимые осадки, что негативно сказывается на работе оборудования.

3. Качественно – количественные потери: происходит одновременное ухудшение качества и уменьшение количества нефтепродуктов. Причиной качественно – количественных потерь является испарение нефти, при испарении уменьшается и количество, и качество продукта. Из-за уменьшения содержания легких фракций в нефти происходит уменьшение ее качества.

Аварийные потери могут возникать при нарушении правил эксплуатации, технических условий или требований стандартов. Также аварийные потери является следствием стихийных бедствий.

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

1.2 Причины возникновения потерь

При обычных условиях в закрытом герметизированном резервуаре происходят процессы испарения. Свободное пространство над поверхностью жидкости в резервуаре постепенно начинает заполняться парами углеводородов.

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

Скорость испарения нефти зависит от ряда факторов:

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

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

- температура начала кипения – температура, при которой давление насыщенного пара жидкости равно атмосферному, что помогает оценить способность УВ к испарению [14].

При хранении легкоиспаряющихся жидкостей различают два основных вида потерь: потери от «больших» и «малых» дыханий.

«Большие дыхания» резервуаров – это выбросы паров нефти и НП во время закачки НП в резервуар или при его выкачке (операции опорожнения-наполнения). При откачке нефти или НП из резервуара, образуется вакуум, который заставляет воздух из атмосферы поступать в резервуар, при закачке же происходит интенсивное испарение продукта, давление в ГП увеличивается до критического значения, при котором ПВС выбрасывается в атмосферу через дыхательную арматуру.

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

«Малые дыхания» происходят при колебаниях температуры окружающей среды в течение суток. Днем окружающая среда нагревает резервуар, следовательно, у находящегося там продукта повышается температура, его объём увеличивается и повышается интенсивность испарения УВ. Давление в ГП повышается и при достижении его предельного значения открывается ДК – пары выпускаются в атмосферу. Ночью процесс протекает в обратном направлении — температура уменьшается и происходит конденсация паров в резервуаре, снижение давления в ГП, и при достижении его до минимального значения ДК открывается и в резервуар поступает воздух из атмосферы [2].

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

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

2 Способы сокращения потерь

С целью снижения потерь нефти и нефтепродуктов на предприятии могут осуществляться различные организационно-технические мероприятия и применяться специальные технические средства.

Рассмотрим мероприятия, с помощью которых могут быть сокращены потери от испарения нефти и нефтепродуктов из резервуаров:

2.1 Применение дисков – отражателей.

Как указано в [20], диски-отражатели уменьшают потери НП до 30%. Диски-отражатели представляют собой препятствие в форме диска, изготовленного из листового металла толщиной 1—2 мм и устанавливаемое под патрубками ДК (рисунок 2.1) [21].

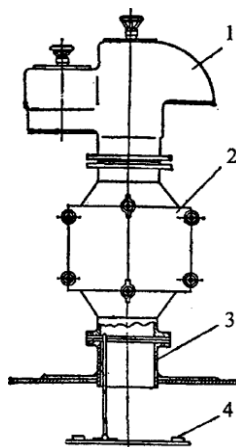


Рисунок 2.1 - Схема дыхательного клапана с диском – отражателем [2]:
1—дыхательный клапан; 2 — огневой предохранитель; 3—монтажный патрубок;
4—диск-отражатель

При операциях выкачки продукта из резервуара через дыхательную арматуру в резервуар подсасывается воздух, перемешивая ГП, в котором пары нефти или НП имеют наибольшую концентрацию у поверхности жидкости. Концентрация УВ на всей высоте ГП становится одинаковой, что способствует

					Организация работ по сокращению потерь нефти и нефтепродуктов при эксплуатации резервуара вертикального стального на месторождении Западно-Сибирского региона.			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Способы сокращения потерь	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Рябова А.С.					24	103
Руковод.		Саруев Л.А.				ТПУ гр. 32Б8СА		
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

испарению нефти или НП. Если на пути подсасываемого воздуха установить диск-отражатель, при ударе об него струя изменяет направление на горизонтальное. Постепенное замещение ПВС воздухом приводит к их смешению – в верхней части ГП преобладает воздух, а ближе к поверхности жидкости – пары нефти или НП.

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

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

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

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

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

2.2 Использование плавающих крыш или понтонов.

Для уменьшения объёма газового пространства резервуаров могут использоваться плавающие крыши или понтоны. [15]

					Способы сокращения потерь	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

Понтоны должны отвечать следующим основным требованиям:

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

Плавающая крыша – это конструкция, служащая для предотвращения испарения продукта в резервуаре, не имеющем стационарной крыши, плавающая на поверхности хранимого продукта и закрывающая поверхность продукта по всей площади поперечного сечения резервуара [25].

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

- давление насыщенных паров нефти или НП;
- температура окружающей среды;
- степень герметичности уплотняющих элементов затвора;
- технология эксплуатации РВСПК;

					Способы сокращения потерь	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- скорость ветра;
- оборачиваемость резервуаров;
- количество и свойства хранимой нефти или НП.

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

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

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

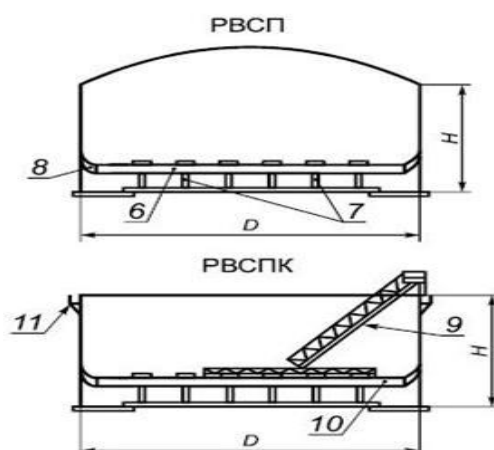


Рисунок 2.2 - Схема резервуаров с понтоном и плавающей крышей [1]:
6 - понтон; 7 - опорные стойки; 8 - уплотняющий затвор; 9 - катучая лестница; 10 - плавающая крыша.

					Способы сокращения потерь	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.3 Хранение нефти и нефтепродуктов под избыточным давлением в резервуарах.

Резервуары вертикальные стальные не предназначены для хранения продуктов под давлением, отличным от проектного. Поэтому РВС не пригодны для хранения нефти или нефтепродуктов под избыточным давлением. Хранение нефти под избыточным давлением возможно только в сферических и каплевидных резервуарах. [5]

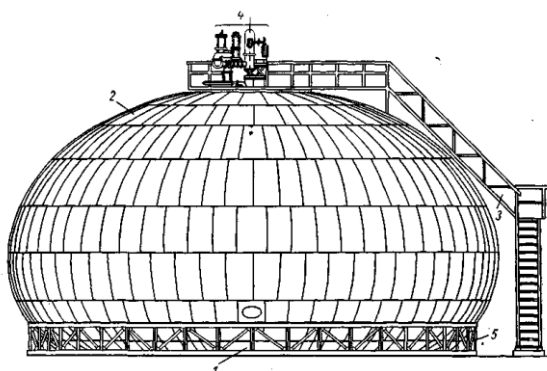


Рисунок 2.3 - Каплевидный резервуар:
1 – днище; 2 – элемент штампованный; 3 – лестница; 4 – оборудование вспомогательное; 5 – кольцо опорное.

2.4 Применение внутренней эластичной оболочки

Сокращение испарений НП из резервуара при «больших» и «малых» дыханиях можно обеспечить применением резервуара с внутренней защитной оболочкой [24] с упрощенной конструкцией устройства для выпуска ПВС.

На рисунке 2.4 изображен вид сбоку резервуара, содержащего внутреннюю оболочку.

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

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

					Способы сокращения потерь	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

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

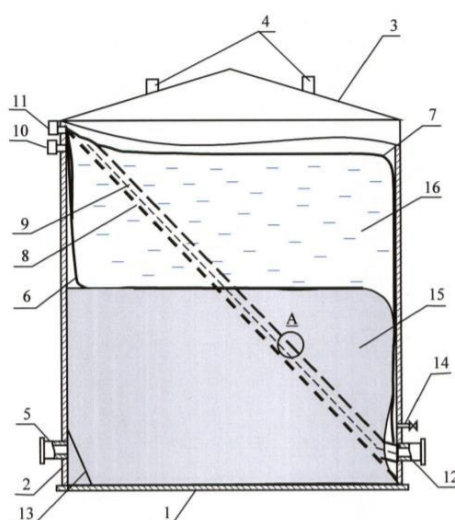


Рисунок 2.4 - Резервуар с внутренней защитной оболочкой в разрезе [24]
 4 – дыхательная арматура; 5 – приемораздаточный патрубок; 6 – эластичная оболочка; 7 – дополнительная эластичная оболочка; 10, 11 – ДК для выпуска ПВС из полости; 14 – патрубок с вентилем для слива конденсата; 15 – основной жидкий УВ; 16 – дополнительный жидкий УВ.

2.5 Сокращение перепадов температур поверхности нефти, нефтепродуктов и газового пространства резервуаров.

Снижение температурных колебаний внутри резервуара может достигаться с помощью различных методов:

- теплоизоляция;
- окраска наружной поверхности резервуара в светлые тона;
- орошение резервуара водой в жаркие дни.

2.6 Осуществление организационных мероприятий.

Организационные мероприятия не требуют для их осуществления дополнительных затрат на оборудование, но являются довольно эффективными. В таблице 1 приведены различные способы осуществления сокращения потерь и достигаемый эффект от их применения. Сокращение внутрискладских перекачек приводит к снижению потерь нефти на 10,5%. [4]

Сократить потери от «больших дыханий» позволяют следующие организационные мероприятия:

1. Уменьшение числа внутрискладских перекачек позволяет уменьшить число больших дыханий;

2. Опорожнение резервуара с максимально возможной скоростью приводит к тому, что концентрация паров углеводородов в газовом пространстве резервуара будет наименьшей;

Заполнение резервуара с максимально возможной скоростью приводит к тому, что концентрация паров углеводородов в паровоздушной смеси, выходящей через дыхательный клапан, будет наименьшей.

Сократить потери от «малых дыханий» позволяют следующие организационные мероприятия:

1. Заполнение резервуара нефтепродуктами до максимального допустимого уровня позволяет уменьшить объем газового пространства резервуара;

2. При хранении нефтепродуктов в резервуарах наибольшего возможного объема достигается снижение температурных колебаний газового пространства резервуара. [4].

2.7 Применение системы улавливания легких фракций (УЛФ)

В резервуарных парках, в которых операции приема и откачки нефти совпадают по производительности и времени наибольший эффект достигается при применении газовой обвязки. При использовании такой системы достигается

					Способы сокращения потерь	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

значительно снижение потерь. Также затраты на установку газовых обвязок достаточно невелики. Все резервуары РП объединяются в одну общую газоуравнительную систему. Если в резервуарном парке операции по приему и отпуску нефти почти не совпадают, то к газовой обвязке подключают специальный газосборник. На рисунке показана принципиальная схема газовой обвязки резервуаров, подключенной с транспортной емкости, состоящей из газоуравнительной обвязки соединенной с транспортной емкостью.

Улавливание паров нефти или нефтепродуктов, выходящих из резервуаров, осуществляется с помощью системы улавливания легких фракций.

Системой улавливания легких фракций называется совокупность технологического оборудования, обеспечивающего отбор и утилизацию легких фракций нефти и НП при повышении давления в газовом пространстве резервуаров до того, как произойдет их «выдох» в атмосферу. Под утилизацией в данном случае понимается накопление паровоздушной смеси с целью последующего ее возврата в газовое пространство резервуара (поэтому простейшей системой УЛФ является газоуравнительная система) [22].

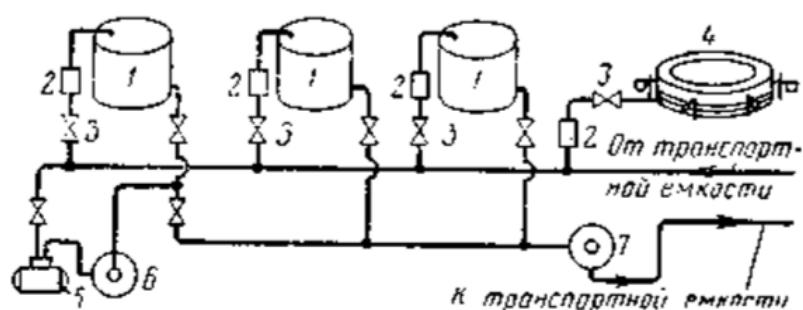


Рисунок 2.5 - Схема газовой обвязки резервуаров

: 1 – резервуар, 2 – огневой предохранитель, 3 – запорная задвижка; 4 – газосборник, 5 – сборник конденсата, 6 – насос для откачки конденсата, 7 – насос для налива/слива нефтепродукта.

Система улавливания легких фракций включает в себя газоуравнительную обвязку, которая соединяет резервуары с установкой УЛФ. В РВС постоянно поддерживается необходимый режим давления с помощью электронных датчиков давления и микропроцессорного контроллера.

При испарении легких фракций в резервуаре повышается давление, при достижении предельного давления, пары углеводородов откачиваются в трубопровод газоуравнивающей системы компрессором [23].

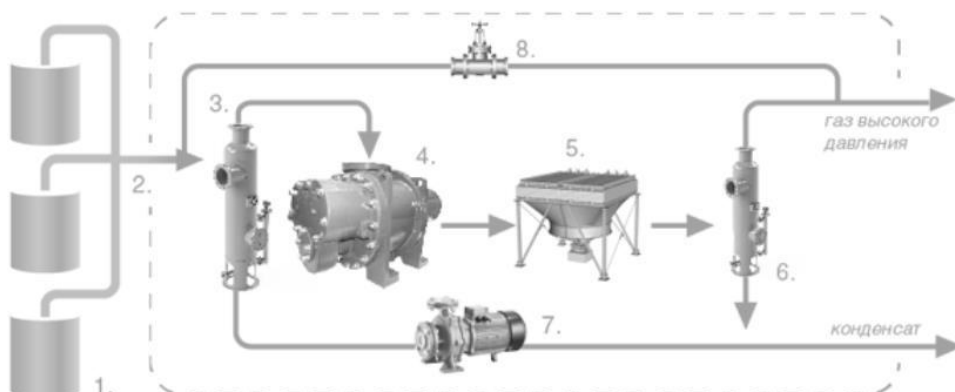


Рисунок 2.6 -. Принципиальная схема системы улавливания легких фракций:

1 – резервуары; 2 - трубопроводы газоуравнивающей системы; 3 - входной сепаратор; 4 – компрессор; 5 - аппарат воздушного охлаждения; 6 - выходной сепаратор; 7 – насос; 8 - байпасная линия.

Применение системы улавливания легких фракций дает возможность:

- получить дополнительную прибыль в результате сокращения потерь от испарения легких углеводородов из резервуаров;
- уменьшить экологический ущерб для воздуха в районе резервуарного парка;
- сохранить свойства нефти неизменными;
- сделать РП менее пожароопасным;
- уменьшить коррозию крыш резервуаров благодаря сокращению концентрации воздуха в газовом пространстве резервуара [22].

3 Система улавливания легких фракций

3.1 Принцип работы установки УЛФ

Во время хранения нефтепродукта в резервуаре в ГП выделяются легкие фракции углеводородов, для улавливания которых резервуары оборудуются трубопроводами газоуравнительной системы. Резервуары оборудованы датчиками давления, и при достижении давления в ГП резервуара значения 100-150 мм. рт. ст. компрессор УУЛФ откачивает испарившиеся легкие фракции нефтепродукта по трубопроводам газовой обвязки в систему утилизации. Компрессор также может перейти на откачку при повышенных оборотах, в случае если давление в ГП резервуара продолжает повышаться. Компрессор останавливается при достижении допустимого значения давления (60-80 мм. рт. ст.) в газовом пространстве резервуара.

При снижении давления в ГП резервуара, в резервуар подаются сконденсированные пары углеводородов из УУЛФ по выкидному трубопроводу. Также в резервуар могут подаваться углеводороды из другого источника. Таким образом, удастся поддерживать необходимое значение давления в газовом пространстве резервуара. В зависимости от давления в ГП автоматически осуществляется пуск и остановка компрессора, изменение скорости откачки (производительности компрессора) и открытие/закрытие клапанов.

Помещения установки УЛФ оборудованы системой обогрева и имеют теплоизоляцию. Температура в помещении контролируется датчиками [22].

					Организация работ по сокращению потерь нефти и нефтепродуктов при эксплуатации резервуара вертикального стального на месторождении Западно-Сибирского региона.				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Рябова А.С.			Система улавливания легких фракций	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Саруев Л.А.					33	103	
Консульт.						ТПУ гр. 32Б8СА			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.							

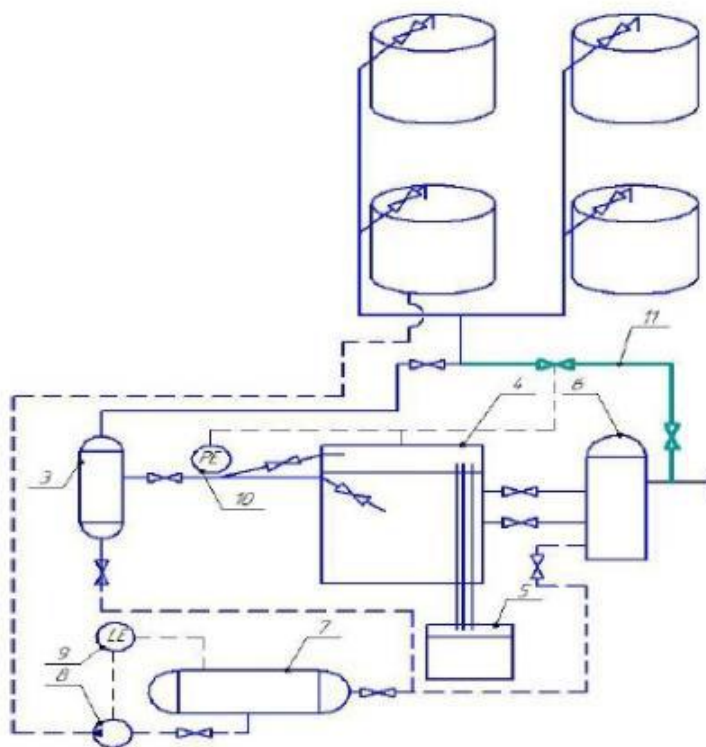


Рисунок 3.1 - Принципиальная схема УУЛФ:

1 – резервуар, 2 – трубопроводы газоуравнительной системы, 3 – емкость буферная, 4 – технологический блок УУЛФ, 5 – блок управления УУЛФ, 6 – сепаратор, 7 – емкость дренажная, 8 – насос, 9 – датчик уровня, 10 – датчик давления, 11 – трубопровод подточного газа.

3.2 Условия применения установки улавливания легких фракций

Газовая обвязка и установка улавливания легких фракций может применяться для улавливания паров не всех типов углеводородов. Тип резервуара для хранения нефтепродукта выбирается в зависимости от свойств хранимого продукта (температуры вспышки и давления насыщенных паров)

Согласно [1], для продуктов с температурой вспышки в закрытом тигле не выше 55 °С (нефть, бензин, дизельное топливо общего назначения и стабильный газовый конденсат) [16] и давление насыщенных паров при температуре хранения продукта от 26,6 кПа (200 мм рт. ст.) до 93,3 кПа (700 мм рт. ст.) могут применяться как резервуары со стационарной крышей и понтоном или резервуары с плавающей крышей, так и резервуары со стационарной крышей без понтона, оборудованные ГО и УЛФ.

3.3 Типы установок улавливания легких фракций

3.3.1 Адсорбционные УУЛФ

Адсорбционные системы УЛФ предназначены для поглощения углеводородов из паровоздушной смеси твердыми адсорбентами. Адсорбентами обычно являются твердые вещества, обладающие большой удельной поверхностью и высокой пористостью. Примером адсорбентов являются активированный уголь или силикагель.

Газ, поступающий в установку из трубопроводов газовой обвязки, проходит через сепаратор (1), в котором происходит отделение от газа механических примесей и капель жидкости, а затем поступает в адсорбер (15) для осушки. После очищения от механических примесей и влаги газ поступает в магистральный газопровод. Тем временем адсорбер (16) проходит цикл регенерации и охлаждения. Газ для регенерации адсорбента отбирается после сепаратора (1) до регулируемого штуцера (19) и направляется в печь для нагревания (14). Подогретый газ до 180-200°C, подается в адсорбер (16), в котором происходит регенерация адсорбента, и далее в насыщенном водяными парами виде поступает в холодильник (17); выделившийся в нем конденсат за счет охлаждения регенерационного газа поступает в сепаратор (18), из которого газ возвращается в общий поток через штуцер (19). Продолжительность цикла с учетом полного извлечения влаги из адсорбента обычно составляет 8 часов, а в некоторых установках – 16 и 24 часа. По окончании цикла один адсорбер подключается в работу, а второй становится на регенерацию [2].

					Система улавливания легких фракций	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

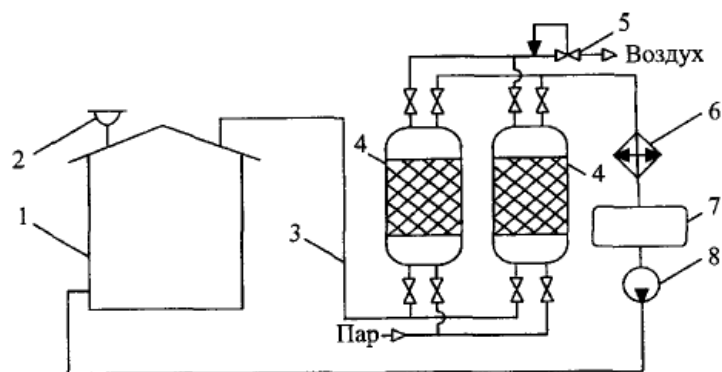


Рисунок 3.2 - Схема адсорбционной системы:

1 — резервуар с бензином; 2 — дыхательный клапан; 3 — газовая обвязка; 4 — адсорбер; 5 — регулятор давления типа «до себя»; 6 — холодильник; 7 — сборник конденсата; 8 — насос.

Преимущества: большая степень очистки газа, возможность обработки малонасыщенных паров.

Недостатки: дороговизна оборудования, большие габариты системы, усложненная система автоматики из-за необходимости проведения регенерации адсорбентов, необходимость замены адсорбента один раз в 1-3 года, необходимость утилизации отработавшего адсорбента, необходимость очистки газа перед поступлением в адсорбер для сохранения свойств адсорбера.

3.3.2 Абсорбционные УУЛФ

В абсорбционных системах УЛФ в качестве поглотителя паров бензина выступает низколетучая углеводородная жидкость, называемая абсорбентом. В процессе абсорбции (абсорбция, десорбция) участвуют как жидкая, так и газовая фаза и происходит переход вещества из одной фазы в другую.

Абсорбционная система улавливания легких фракций состоит из резервуара, наполненного бензином (1), снабженного дыхательным клапаном (2), который связан с абсорбером (4) через газоуравнительную систему (3). При увеличении давления в газопроводе резервуара паровоздушная смесь поступает в нижнюю часть абсорбера и движется вверх, по образованным специальными насадками, каналам. Навстречу паровоздушной смеси, сверху вниз, движется

абсорбент – поглотитель. В качестве поглотителя может выступать керосин, дизельное топливо и др. 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 паровоздушной смеси. В абсорбере поддерживается противодействие с помощью регулятора (8) типа «до себя». Насыщенный абсорбент периодически сбрасывается в емкость (9) и проходит регенерацию [2].

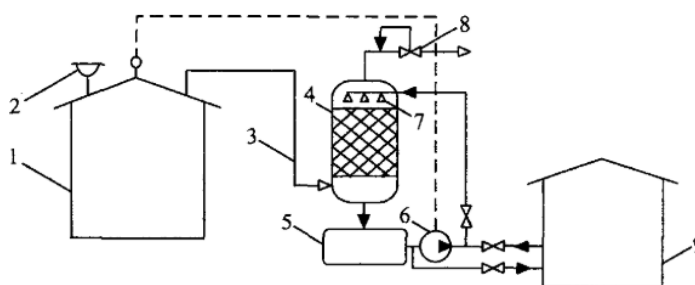


Рисунок 3.3 - Схема абсорбционной системы:

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

Преимущества: большая степень улавливания.

Недостатки: большие затраты на электричество, высокая взрывопожароопасность оборудования, большие габариты установки, большая металлоемкость, потребность в абсорбенте (100 л абсорбента на 1 м³ газа).

3.3.3 Конденсационные УУЛФ

Конденсационные установки («Эрест» МГТУ им. Баумана). Принцип действия этих установок основан на небольшой температуре конденсации паров углеводородов по сравнению с температурой конденсации воздуха. Охлаждение паровоздушной смеси может быть одноступенчатым или двухступенчатым. Охлаждение ПВС в одну ступень не всегда обеспечивает требуемую степень улавливания углеводородов. При охлаждении паровоздушной смеси, насыщенной при 28 °С, до температуры –20 °С конденсируется только около 55-75 % содержащихся в ней углеводородов, а остальные 25-45 % теряются после

прохождения холодильной установки. По этой причине применяют не только одноступенчатое охлаждение, но и двухступенчатое. ПВС на первой ступени охлаждается до температуры 0,5-1,5 °С, что позволяет конденсировать имеющиеся в ней водяные пары. Из – за удаления водяных паров, удается избежать льдообразования на второй ступени охлаждения при температуре от -1°С до –7°С.

При одноступенчатой конденсации ПВС из резервуара в (1) по газовой обвязке (3) поступает в холодильник (4), который включается по сигналу датчика давления (5). Конденсат отделяется в емкости (6) и насосом (7) закачивается обратно в резервуар, а воздух со следами углеводородов сбрасывается в атмосферу через регулятор давления (8) типа «до себя» [2].

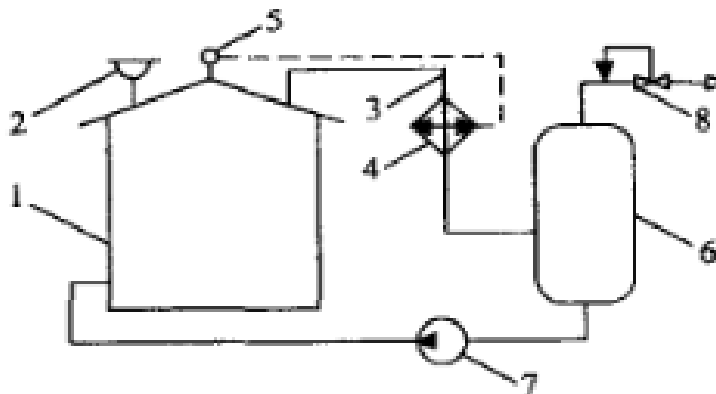


Рисунок 3.4 - Схема конденсационной установки:

1 — резервуар с бензином; 2 — дыхательный клапан; 3 — газовая обвязка; 4 — холодильник; 5 — датчик давления; 6 — емкость; 7 — насос; 8 — регулятор давления типа «до себя».

Преимущества: не требуется применение адсорбента и абсорбента, а значит можно конденсировать газы несовместимые с активированным углем.

Недостатки: могут возникать проблемы с льдообразованием, за счет неудачно выбранных конструктивных и технологических решений.

3.3.4 Компрессионные и эжекторные УУЛФ

Сжатие испарившихся углеводородов производится компрессорами или жидкостными эжекторами. При использовании компрессора смесь сжимается до 0,7 – 5 МПа (от 7 до 50 атм.) и достигается конденсация 50 – 95 % углеводородов.

Системы разделяются на компрессорные и эжекторные по способу сжатия. В эжекторной системе в качестве рабочей среды может применяться газ и жидкость. Поэтому такие системы классифицируются как газовые и жидкостно-газовые. Компрессорные системы по типу используемых компрессоров могут быть: поршневыми, винтовыми, роторными, ротационными.

Применение компрессорных или эжекторных систем улавливания легких фракций становится целесообразным при больших объемах испаряющихся углеводородов, т. е. при большом коэффициенте оборачиваемости резервуара и достаточного количества резервуаров, подключенных к газоуравнительной обвязки. Так как требуются большие затраты на обслуживание компрессоров.

При выборе оптимального технического решения важны следующие факторы:

- поршневые компрессоры требуют больших капитальных вложений;
- винтовые компрессоры обладают низкой эксплуатационной надежностью;
- необходимо предусмотреть систему охлаждения паров, так как в компрессорных системах неизбежно повышение температуры паров;
- для безопасной работы компрессора необходимо предотвратить попадание воздуха в ГП резервуара.

При рассмотрении всех достоинств и недостатков различных установок УЛФ становится ясно, что оптимальным техническим решением являются эжекторные системы.

Достоинства эжекторных УУЛФ:

- простота работы установки;
- эксплуатационная надежность;
- не требуют дополнительного персонала для обслуживания;
- недефицитность комплектующих узлов.

					Система улавливания легких фракций	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При повышении избыточного давления в ГП резервуара 1 до 1000 Па по сигналу датчика давления 4 включается насос 5, который подает рабочую жидкость (бензин) в жидкостно-газовый эжектор 5. ЖГЭ отсасывает избыток ПВС из ГП резервуара 1, смешивает ее с рабочей жидкостью и компримирует. В результате в рабочей жидкости происходит растворение части углеводородов из ПВС. На значение доли поглощенных углеводородов влияют давление и температура.

В емкости 7 происходит процесс разделения паровоздушной смеси. После этого воздух со следами углеводородов через регулятор давления 8 типа «до себя» переходит в атмосферу, а жидкая фаза повторно используется в качестве рабочей жидкости, закачивается в резервуар 1 или в трубопровод (на схеме не показан). [2]

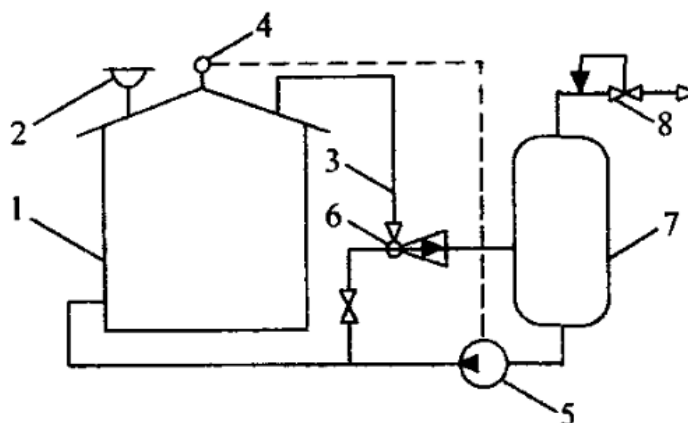


Рисунок 3.5 - Схема эжекторной УФЛ:

1 — резервуар с нефтью (нефтепродуктом); 2 — дыхательный клапан; 3 — газовая обвязка; 4 — датчик вакуума; 5 — насос; 6 — жидкостно – газовый эжектор; 7 — рабочая емкость; 8 — регулятор давления типа «до себя»

3.3.5 Комбинированные УУЛФ

Комбинированные системы УЛФ предполагают различное сочетание конденсационной, компрессионной, адсорбционной и абсорбционной систем.

Проанализировав различные типы установок улавливания легких фракций, можно сделать вывод, что наиболее предпочтительными для применения являются эжекторные установки УФЛ.

					Система улавливания легких фракций	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На следующем этапе планируется выбрать конкретный объект, для которого будет проведена оценка эффективности применения системы УФЛ

Для определения экономического эффекта от применения системы улавливания паров нефтепродуктов в резервуарных парках можно воспользоваться следующей методикой. [8]

Зная количество хранимого и выдаваемого нефтепродукта, используя и формулы для расчета потерь нефтепродукта в процессе «больших» и «малых» дыханий резервуаров, можно рассчитать годовые потери нефтепродукта, хранимого в выбранном резервуаре, в денежном выражении.

Также необходимо определить стоимость установки улавливания легких фракций для конкретного объекта. Зная эти данные, сможем сделать вывод об экономическом эффекте от применения установки для улавливания лёгких фракций нефтепродуктов на конкретном объекте.

					Система улавливания легких фракций	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4 Сравнительный анализ различных методов сокращения потерь

После изучения теоретических материалов по эффективности рассмотренных методов, вынесем все значения в сравнительную таблицу 2 и определим наиболее эффективный способ сокращения потерь от испарения [6].

Таблица 4.1 - Сравнение эффективности рассмотренных методов

Способ сокращения потерь	Сокращение потерь
Диски - отражатели	20...30 %
Понтоны и плавающие крыши	70...85 %
Окраска	До 54 %
Организационные мероприятия	До 10,5 %
Системы улавливания легких фракций	До 98 %

Из полученной таблицы видно, что наиболее эффективный способ – применение системы улавливания легких фракций. Поэтому рассмотрим этот метод более подробно.

					Организация работ по сокращению потерь нефти и нефтепродуктов при эксплуатации резервуара вертикального стального на месторождении Западно-Сибирского региона.			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Рябова А.С.			Сравнительный анализ различных методов сокращения потерь	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев Л.А.					42	103
Консульт.						ТПУ гр. 32Б8СА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

5 Характеристика объекта исследования

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

Резервуар РВС-5000 м³ применяется для приёма, хранения и выдачи нефти и НП и является вертикальной цилиндрической ёмкостью со стационарной крышей, плоским днищем, винтовой лестницей и площадкой обслуживания. Крыша, стенка и настил выполнены в рулонном исполнении.

Резервуар относится ко II-му классу ответственности (коэффициент надёжности ответственности $\gamma_n = 1,05$) [28], класс резервуара – КС-2а [27], категория резервуара – IIIБ [7].

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

Резервуар окрашен алюминиевой краской. На резервуаре установлен ДК НКДМ (непримерзающий дыхательный клапан мембранный) с установкой на вакуум 250 Па и на избыточное давление 2000 Па. Диаметр приёмо-раздаточного устройства 400 мм. Закачка производится с производительностью 600 м³/ч.

Характеристики резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м³ приведены в таблице 5.1.

					Организация работ по сокращению потерь нефти и нефтепродуктов при эксплуатации резервуара вертикального стального на месторождении Западно-Сибирского региона.		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Рябова А.С.			Характеристика объекта исследования	Лит.	Лист
Руковод.		Саруев Л.А.					Листов
Консульт.							43
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					103
						ТПУ гр. 32Б8СА	

Таблица 5.1 – Характеристика резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м³

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

Резервуар расположен в Парабельском районе на нефтегазоконденсатном месторождении «Казанское» в Томской области в 325 километрах от данного месторождения находится областной центр – город Томск.

В резервуаре хранится, откачивается и принимается нефть с характеристиками, представленными в таблице 5.2 [8].

Таблица 5.2 – Характеристика нефти, хранимой, принимаемой и откачиваемой из резервуара

Характеристика нефти	Значение
Массовая доля серы, %	0,15 (класс 1) [8]
Плотность при температуре 293 К, кг/м ³	830,0 (тип 4) [8]
Вязкость нефти ν , м ² /с	0,8 · 10 ⁻⁶
Массовая доля механических примесей, %	0,02
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	51
Давление насыщенных паров, кПа	57

6 Расчетная часть

Для проведения расчетов примем следующие исходные данные:

- Резервуар расположен в Парабельском районе на нефтегазоконденсатном месторождении «Казанское»
- нефтепродукт – нефть $\rho=830$ кг/м³;
- производительность закачки – $Q_{\text{зак}} = 600$ м³/ч;
- средняя температура воздуха за август – $T_{\text{в.ср}} = 288,5$ К;
- резервуары оснащены 2 клапанами КДС-1000
- уставка клапана вакуума и клапана давления - $P_{\text{к.в.}} = 250$ Па, $P_{\text{к.д.}} = 2000$ Па;
- барометрическое давление - $P_{\text{а}} = 101200$ Па;
- температура начала кипения нефти - $T_{\text{н.к}} = 310$ К;
- 20 августа 2021 года (19 °С температура)

6.1 Расчет потерь нефти от «больших дыханий» из РВС – 5000 м³

Потери от «больших дыханий» происходят при заполнении резервуара нефтью из-за вытеснения паровоздушной смеси из него. Эти потери называются так же потерями от вытеснения паров наливаемой жидкостью.

Потери нефтепродукта от «большого дыхания» вычисляются по формуле 6.1 [8]:

$$G_{\text{бд}} = \left[V_{\text{н}} - V_{\text{г}} * \left(\frac{P_2 - P_1}{P_2 - P_{\text{г}}} \right) \right] * \frac{P_{\text{г}}}{P_2} * \rho_{\text{г}} \quad (6.1)$$

где $V_{\text{н}}$ - объем паровоздушной смеси (ПВС), вышедшей при однократном заполнении резервуара;

$V_{\text{г}}$ - объем газового пространства резервуара (ГПП) перед закачкой нефтепродукта;

P_2 - абсолютное давление в ГП резервуара в конце закачки;

					Организация работ по сокращению потерь нефти и нефтепродуктов при эксплуатации резервуара вертикального стального на месторождении Западно-Сибирского региона.		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Рябова А.С.			Расчетная часть	Лит.	Лист
Руковод.		Саруев Л.А.					Листов
Консульт.							45
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					103
					ТПУ гр. 32Б8СА		

P_1 - абсолютное давление в ГП резервуара в начале закачки;
 ρ_y - плотность нефти;
 P_y - среднее расчетное парциальное давление паров нефти в процессе заполнения резервуара.

Определяем геометрические размеры резервуара по таблице 6.1 «Основные данные по стальным вертикальным цилиндрическим резервуарам для нефти и нефтепродуктов» [9]:

Таблица 6.1 – Геометрические размеры резервуара РВС – 5000 м³

Параметр	Значение
Диаметр резервуара	$D_p = 22,8 \text{ м}$
Высота резервуара	$H = 11,92 \text{ м}$
Высота конуса крыши	$H_k = 0,57 \text{ м}$
Геометрический объем резервуара	$V_p = 4866 \text{ м}^3$

Плотность паров углеводородов определяется по формуле:

$$P_y = \frac{P_r * M_y}{RT_r}; \quad (6.2)$$

где P_r и T_r - абсолютные значения давления и температуры в ГП;
 $\bar{R}$ – универсальная газовая постоянная, $\bar{R} = 8314 \text{ Дж/кмоль} \cdot \text{К}$;
 M_y - молярная масса паров нефти, кг/моль.

Определим молярную массу паров нефти по формуле:

$$M_H = 0,0043 * (T_{H.K.} - 61)^{1,7}; \quad (6.3)$$

где $T_{H.K.}$ – температура начала кипения нефти.

$$M_H = 0,0043 * (310 - 61)^{1,7} = 50,93 \text{ кг/моль};$$

Абсолютное давление в ГПР в начале и конце закачки, так как закачка осуществляется днем в солнечную погоду, поэтому

$$P_1 = P_2 = 101200 \text{ Па};$$

$$P_2 = P_a + P_{кд} = 101200 + 3000 = 104200 \text{ Па}.$$

Принимаем, что средняя температура нефти равна среднесуточной температуре воздуха, т.е. $T_{п.ср} = T_{в.ср} = 288,5 \text{ К}$.

Плотность углеводородных паров нефти:

$$\rho_y = \frac{P_a * M_n}{T_{п.ср.} * R} = \frac{101200 * 50,93}{288,5 * 8314} 2,15 \text{ кг/м}^3. \quad (6.4)$$

Находим высоту газового пространства резервуара (ГПР) перед закачкой нефти:

$$H_{г1} = H - H_{взл1} + \frac{H_k}{3}. \quad (6.5)$$

Рассчитаем максимально и минимально допустимые уровни взлива нефти в резервуаре:

$$H_{\text{макс.д.}} = H - 100 \text{ мм} = 10,92 \text{ м}; \quad (6.6)$$

$$H_{\text{мин.д.}} = H_{кр} + A; \quad (6.7)$$

где $H_{кр}$ — критическая высота уровня жидкости в резервуаре, при которой начинается устойчивое истечение с воронкой, м;
 A — расстояние от днища резервуара до оси приемо-раздаточного патрубков, м; значения A определяются по паспорту резервуара.

Минимально допустимый уровень нефти при работе через основной реализационный патрубок, $H_{взл1} = 0,75 \text{ м}$.

Верхний допустимый уровень в резервуаре, $H_{взл2} = 10,385 \text{ м}$.

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

$$H_{г1} = H - H_{взл1} + \frac{H_k}{3} = 11,92 - 0,75 + \frac{0,57}{3} = 11,36 \text{ м}.$$

Находим объем ГПР перед закачкой нефти:

$$V_r = \frac{\pi * D_p^2}{4} * H_{г1} = \frac{\pi * 22,8^2}{4} * 11,36 = 4635,73 \text{ м}^3 \quad (6.8)$$

					Расчетная часть	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Определяем объем закачиваемой нефти:

$$V_H = \frac{\pi * D_p^2}{4} * (H_{взл2} - H_{взл1}) = \frac{\pi * 22.8^2}{4} * (10,385 - 0,75) = 3931,8 \text{ м}^3 \quad (6.9)$$

Находим высоту ГПР после закачки нефти:

$$H_{г2} = H - H_{взл2} + \frac{H_K}{3} = 11,92 - 10,385 + \frac{0,57}{3} = 1,725 \text{ м.}$$

Находим среднюю относительную концентрацию углеводородов в газовом пространстве резервуара при его заполнении:

$$\frac{\Delta C}{C_s} = \frac{H_{r1}}{H_{r2}} + \frac{\Delta C_1}{C_s} + \frac{\Delta C_2}{C_s}; \quad (6.10)$$

где H_{r1} и H_{r2} – высота газового пространства в резервуаре до и после наполнения его нефтью;

$\frac{\Delta C_1}{C_s}$ – прирост средней относительной концентрации в газовом пространстве резервуара за время закачки нефти;

$\frac{\Delta C_2}{C_s}$ – то же за время простоя.

$$\tau = \tau_{пр} + \tau_3; \quad (6.11)$$

где $\tau_{пр}$ – время простоя, $\tau_{пр} = 8$ часов;

τ_3 – время закачки.

$$\tau_3 = \frac{V_H}{Q_{зак}} = \frac{4558.19}{600} = 7.60 \text{ часа} \quad (6.12)$$

$$\tau = 8 + 7,60 = 15,60 \text{ часа.}$$

Определяем скорость выхода ПВС через дыхательный клапан:

$$v_B = \frac{4 * Q}{\pi * 3600 * n * d^2}; \quad (6.13)$$

где d – диаметр дыхательного клапана по таблице 10.5 [8];

n – число дыхательных клапанов, установленных на резервуаре;

Резервуар оснащен 2 клапанами КДС – 1000.

$$v_B = \frac{4 * 600}{\pi * 3600 * 2 * 0.35^2} = 0.87 \text{ м/с.}$$

					Расчетная часть	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Величина $\frac{\Delta C_1}{C_s}$ зависит от типа резервуара, количества дыхательных клапанов n , скорости подсасываемого воздуха в них u_B , продолжительности заправки τ_3 и может быть найдена по формуле:

$$\frac{\Delta C_1}{C_s} \approx \psi_{c1} * u_B * \tau_3; \quad (6.14)$$

где ψ_{c1} - коэффициент пропорциональности, $\psi_{c1}=0,0120 \text{ см} \cdot \text{ч}$ выбираемый по таблице 10.3.[8]

$$\frac{\Delta C_1}{C_s} = 0.0120 * 0.87 * 7.6 = 0.079;$$

Прирост средней относительной концентрации в ГП за время простоя $\tau_{пр}$ описывается выражением:

$$\frac{\Delta C_2}{C_s} \approx \psi_{c2} * \tau_{пр}^{\beta\psi}; \quad (6.15)$$

где ψ_{c2} , $\beta\psi$ - постоянные коэффициенты, величина которых зависит от состояния облачности; при переменной погоде, $\psi_{c2}=9,08 \cdot 10^{-4}$, $\beta\psi=1,429$.

$$\frac{\Delta C_2}{C_s} = 9,08 * 10^{-4} * 1,429 = 1,297 * 10^{-3}.$$

Определяем среднюю относительную концентрацию паров в ГПР:

$$\frac{\Delta C}{C_s} = \frac{H_{r1}}{H_{r2}} + \frac{\Delta C_1}{C_s} + \frac{\Delta C_2}{C_s} = \frac{1,725}{11,36} + 0,079 + 1,297 * 10^{-3} = 0,232.$$

Рассчитываем среднее расчетное парциальное давление паров нефтепродукта:

$$P_y = \frac{\Delta C}{C_s} * P = 0.232 * 104200 = 24.174 \text{ кПа}; \quad (6.16)$$

где P - абсолютное давление в ГП в конце заправки.

Находим объем ПВС, вышедшей при однократном заполнении резервуара:

$$V_n = V_H * 2,105 * \left(\frac{T_{п.ср.}}{T_{н.к.}} \right)^{1,065} * (1 + \Gamma)^{1,789} \quad (6.17)$$

где Γ - газовый фактор, $\Gamma=0,05 \text{ м}^3/\text{т}$.

					Расчетная часть	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$V_n = 3931,8 * 2,105 * \left(\frac{288,5}{310}\right)^{1,065} * (1 + 0,05)^{1,789} = 8365,78 \text{ м}^3.$$

Находим потери нефти от одного «большого дыхания» по формуле 6.1:

$$G_{\text{бд}} = \left[8365,78 - 4635,73 * \left(\frac{104200 - 101200}{104200 - 24174} \right) \right] * \frac{24174}{104200} * 0,83 = 1577,42 \text{ кг}.$$

6.2 Расчет потерь нефти от «малых дыханий» из РВС – 5000 м³

Потери от «малых дыханий» происходят при неподвижном хранении нефтепродуктов из-за суточных перепадов температур. При повышении температуры в газовом пространстве резервуара увеличивается давление паров нефти и при достижении максимально допустимого давления срабатывает дыхательный клапан и происходит выброс легких фракций углеводородов в воздух резервуарного парка. При уменьшении температуры в ГПР происходит обратный процесс, возникает вакуум и в него поступает воздух.

Для вычисления потерь нефти от «малых дыханий» применим формулу Константинова Н.Н. [8]:

$$G_{\text{м.д.}} = \sigma * V_{\Gamma} * \ln \left[\frac{(P_a - P_{\text{кв}} - P_{\text{min}}) * T_{\text{rmax}}}{(P_a + P_{\text{кд}} - P_{\text{max}}) * T_{\text{rmin}}} \right]; \quad (6.18)$$

где σ - среднее массовое содержание паров нефти в ПВС;

V_{Γ} - объем газового пространства резервуара;

P_{min} и P_{max} - соответственно минимальное и максимальное парциальные давления паров нефти в ГП резервуара в течение суток;

T_{rmax} и T_{rmin} - минимальная и максимальная температуры ГП резервуара в течение суток.

Эту формулу можно представить в виде:

$$G_{\text{мд}} = \sigma * \Delta V;$$

$$\Delta V = V_{\Gamma} * \ln \left[\frac{(P_a - P_{\text{кв}} - P_{\text{min}}) * T_{\text{rmax}}}{(P_a + P_{\text{кд}} - P_{\text{max}}) * T_{\text{rmin}}} \right] - \text{вытесняемый объем ПВС}.$$

Расчеты будем проводить по методике, изложенной в [9].

Найдем площадь зеркала нефти:

$$F_{\text{н}} = \frac{\pi * D_p^2}{4} = \frac{3,14 * 22,8^2}{4} = 408,07 \text{ м}^2. \quad (6.19)$$

Определяем среднюю высоту ГП:

					Расчетная часть	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$H_{\Gamma} = H - \frac{H_{\text{взл2}} - H_{\text{взл1}}}{2} + \frac{H_{\text{к}}}{3} = 11,92 - \frac{10,39 - 0,75}{2} + \frac{0,57}{3} = 7,29 \text{ м.} \quad (6.20)$$

Найдем объем ГП резервуара:

$$V_{\Gamma} = F_{\text{н}} * H_{\Gamma} = 408,07 * 7,29 = 2974,83 \text{ м}^3. \quad (6.21)$$

Исходя, из формулы 6.3 молярная масса паров нефти $M_{\text{н}} = 50,93$ кг/моль.

Принимаем, что средняя температура нефти равна среднесуточной температуре воздуха, т.е. $T_{\text{п.ср}} = T_{\text{в.ср}} = 288,5$ К.

Вычислим удельную теплоемкость нефти при его средней температуре:

$$\begin{aligned} c_p &= \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{288,5}}} * (762 + 3,39 * T_{\text{п.ср}}) = \\ &= \frac{31,56}{\sqrt{833,3}} * (762 + 3,39 * 288,5) = 1902,35 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} * \text{К}}. \end{aligned} \quad (6.22)$$

Вычислим коэффициент теплопроводности нефти при ее средней температуре:

$$\begin{aligned} \lambda_{\text{н}} &= \frac{156,6}{\rho_{288,5}} * (1 - 0,00047 * T_{\text{п.ср}}) = \\ &= \frac{156,6}{833,3} * (1 - 0,00047 * 288,5) = 0,162 \frac{\text{Вт}}{\text{м} * \text{К}}. \end{aligned} \quad (6.23)$$

Определяем коэффициент температуропроводности нефти:

$$a = \frac{\lambda_{\text{н}}}{c_p * \rho}; \quad (6.24)$$

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

$$\begin{aligned} \rho &= \frac{\rho_{288,5}}{1 + \beta_p * (T_{\text{п.ср}} - 293)} = \frac{833,3}{1 + 0,000882 * (288,5 - 293)} = 836,39 \text{ кг/м}^3; \\ \beta_p &= 0,000882 \end{aligned} \quad (6.25)$$

$$a = \frac{0,162 * 3600}{1902,35 * 836,39} = 0,000366 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Количество суток до рассматриваемого дня включительно с начала года [2]:

$$N_{\text{д}} = 31 + 28 + 31 + 30 + 31 + 30 + 31 + 20 = 232 \text{ суток.}$$

Расчетное склонение солнца 20 августа [9]:

					Расчетная часть	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расчетное солнечное склонение находится по одной из формул:

$$\varphi = \begin{cases} -23 + 2,56 * 10^{-2} (N_d - 1)^{1,55}, & \text{при } N_d \leq 90; \\ -55,6 + 0,92 * N_d - 2,59 * 10^{-3} * N_d^2, & \text{при } 90 \leq N_d \leq 273; \\ -23 + 1,39 * 10^{-3} * (365 - N_d)^{2,12}, & \text{при } 273 \leq N_d \leq 365. \end{cases}$$

Для расчёта применяем вторую формулу:

$$\begin{aligned} \varphi &= -55,6 + 0,92 * N_d - 2,59 * 10^{-3} * N_d^2 \\ \varphi &= -55,6 + 0,92 * 232 - 2,59 * 10^{-3} * 232^2 = 18,4 \text{ град.} \end{aligned} \quad (6.26)$$

Найдем продолжительность дня [9]:

$$\begin{aligned} \tau_{\text{дн}} &= \frac{2}{15} * \cos^{-1}(-\tan \varphi * \tan \varphi); \\ \tau_{\text{дн}} &= \frac{2}{15} * \cos^{-1}(-\tan 18^\circ 24' * \tan 56^\circ 31') = 15,91 \text{ ч.} \end{aligned} \quad (6.27)$$

где φ - географическая широта НГКМ «Казанское»

Площадь проекции поверхности стенок, ограничивающих ГПР, на вертикальную плоскость:

$$\begin{aligned} F_B &= D_p * H_r; \\ F_B &= 22,8 * 7,29 = 166,21 \text{ м}^2. \end{aligned} \quad (6.28)$$

Площадь проекции стенок резервуара на плоскость, нормальную к направлению солнечных лучей в полдень:

$$\begin{aligned} F_0 &= F_B * \sin(\psi - \varphi) + F_H * \cos(\psi - \varphi); \\ F_0 &= 102,33 + 321,56 = 423,89 \text{ м}^2. \end{aligned} \quad (6.29)$$

Площадь поверхности стенок, ограничивающих ГПР:

$$\begin{aligned} F &= F_H + \pi * F_B \\ F &= 408,07 + \pi * 166,21 = 930,23 \text{ м}^2. \end{aligned} \quad (6.30)$$

Найдем количество тепла, получаемого 1 м² стенки, ограничивающей ГПР, за счет солнечной радиации:

$$\begin{aligned} q &= \varepsilon_c * \frac{F_0}{F} * i_0; \\ q &= 0,5 * \frac{423,89}{930,23} * 668,03 = 152,2 \text{ Вт/м}^2. \end{aligned} \quad (6.31)$$

где ε_c - степень черноты внешней поверхности резервуара $\varepsilon_c = 0,5$ - для резервуаров, окрашенных алюминиевой краской годичной давности.

					Расчетная часть	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При выборе коэффициентов теплоотдачи можно воспользоваться рекомендациями Н.Н. Константинова [8]:

$$a_{\pi} = a'_{\pi} = 5,3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2} * \text{ч} * \text{град};$$

$$a'_{\Gamma} = 2,33 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2} * \text{ч} * \text{град};$$

$$a_{bk} = 2,44 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2} * \text{ч} * \text{град}.$$

А остальные коэффициенты могут быть рассчитаны по формулам вида:

$$\begin{aligned} a_i &= a_{a0} + a_{1a}q + a_{2a}q^2; \\ a_j &= b_{a0} + b_{1a} * T_{бсп}; \end{aligned} \quad (6.32)$$

где $a_{a0}...a_{2a}$, b_{a0} и b_{1a} - эмпирические коэффициенты, принимаемые по таблице 10.6 [9].

$$a_p = 3,05 + 9,01 * 10^{-3} * 152,2 - 7,65 * 10^{-6} * 152,2^2 = 4,24 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 * \text{К}};$$

$$a'_p = -9,19 + 4,59 * 10^{-2} * 288,5 = 4,05 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 * \text{К}};$$

$$a_{\text{вл}} = 2,7 + 8,07 * 10^{-3} * 15,22 - 6,09 * 10^{-6} * 15,22^2 = 2,68 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 * \text{К}};$$

$$a'_{\text{вл}} = -3,9 + 3,78 * 10^{-2} * 288,5 = 7,01 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 * \text{К}};$$

$$a_{\text{вк}} = 2,6 + 15,28 * 10^{-3} * 152,2 - 16,54 * 10^{-6} * 152,2^2 = 4,54 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 * \text{К}};$$

$$a_{\Gamma} = 1,68 + 3,59 * 10^{-3} * 152,2 - 2,96 * 10^{-6} * 152,2^2 = 2,16 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 * \text{К}}.$$

Находим приведенные коэффициенты теплоотдачи от стенки к нефти для ночного и дневного времени соответственно:

$$\begin{aligned} a'_{\text{ст.п.}} &= \frac{a'_{\pi} * \frac{F_{\text{н}}}{F}}{1 + \frac{F_{\text{н}}}{F} * \frac{a'_{\pi}}{a'_{\Gamma}}}; \\ a'_{\text{ст.п.}} &= \frac{5,3 * \frac{408,07}{930,23}}{1 + \frac{408,07}{930,23} * \frac{5,23}{2,33}} = 1,164 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 * \text{К}}; \\ a_{\text{ст.п.}} &= \frac{a_{\pi}}{\frac{a_{\pi}}{a_{\Gamma}} + \frac{a_{\pi} + m * \lambda_{\text{н}}}{m * \lambda_{\text{н}} * \frac{F_{\text{н}}}{F}}}; \end{aligned} \quad (6.33)$$

					Расчетная часть	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$a_{\text{ст.п.}} = \frac{5.3}{\frac{5.3}{2.16} + \frac{5.3 + 16.42 * 0.162}{16.42 * 0.162 * \frac{408.07}{930.23}}} = 0.571 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 * \text{К}}.$$

Находим объем жидкой и паровой фаз в резервуаре:

$$\begin{aligned} V_{\text{ж}} &= V_p - V_{\text{г}}; \\ V_{\text{ж}} &= 4866 - 2971.83 = 1891.17 \text{ м}^3. \end{aligned} \quad (6.34)$$

Определяем минимальное парциальное давление в ГПР:

так как

$$\frac{V_{\text{г}}}{V_{\text{ж}}} = \frac{2974.83}{1891.17} = 1.57 < 4 \rightarrow$$

то по таблице 10.2 [9]

$$F\left(\frac{V_{\text{г}}}{V_{\text{ж}}}\right) = 1,7 - 0,35 * \left(\frac{2974,83}{1891,17}\right)^{0,5} = 1,26.$$

Давление насыщенных паров бензина при минимальной температуре в ГП резервуара по формуле:

$$\begin{aligned} P_s &= 1.22 * P_R * \text{В}^{-b_s(311-T)} * F\left(\frac{V_{\text{г}}}{V_{\text{ж}}}\right); \\ P_s &= 1.22 * P_R * \text{В}^{-b_s(311-T)} * 1,26 = \\ &= 1,22 * 40000 * \text{В}^{-0,025*(311-280)} * 1,26 = 28,328 \end{aligned} \quad (6.35)$$

где P_R - давление насыщенных паров по Рейду, при отсутствии данных о величине для нефти принимают $PR=25000...45000$ Па (примем 40000 Па);
 $-b_s$ - эмпирический коэффициент (таблица 10.2), для нефти $bs=0,0250$ [9].

Находим давление в газовом пространстве резервуара:

$$\begin{aligned} P_{\text{г}} &= P_{\text{а}} + P_{\text{к.д.}}; \\ P_{\text{г}} &= 101200 + 1000 = 102200 \text{ Па}. \end{aligned} \quad (6.36)$$

Соответствующие величины объемной и массовой концентрации углеводородов в ГП определяем по формулам:

$$C_{\text{min}} = C_{s \text{ min}} = \frac{P_{\text{min}}}{P_{\text{а}} - P_{\text{к.н.}}} * 100; \quad (6.37)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

$$C_{min} = C_{s min} = \frac{2300,23}{101200 - 250} * 100 = 2,29 \%;$$

Определим газовую постоянную паров нефти:

$$R_{\Pi} = \frac{\bar{R}}{M} = \frac{8314,3}{183,38} = 43,34 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} * \text{К}}; \quad (6.37)$$

$$C_{\tau} = 1726 * \frac{R_{\Pi} * \Theta^{1,25}}{T_{\Pi, \text{ср}}^{0,25} * P_{\Gamma} * D_p * H_{\Gamma}^{0,25}}; \quad (6.38)$$

$$C_{\tau} = 1726 * \frac{43,34 * 7,5^{1,25}}{288,5^{0,25} * 102200 * 22,8 * 7,29^{0,25}} = 0,0034 \% \text{ в час.}$$

$$\tau = 0,5 * \tau_{\text{дн}} + 3 = 0,5 * 15,91 + 3 = 10,96 \text{ ч.} \quad (6.39)$$

Определим максимальную концентрацию:

$$C_{max} = C_{\tau} * \tau + C_{min} = 0,0034 * 10,96 + 2,29 = 2,33 \%. \quad (6.40)$$

Рассчитываем максимальное парциальное давление в ГП:

$$P_{max} = \frac{(P_a + P_{\text{к.д}}) C_{max}}{100} = \frac{102200 * 2,33}{100} = 2381,26 \text{ Па.} \quad (6.41)$$

Среднее массовое содержание паров нефти в ПВС:

$$\sigma = \frac{P_{max} + P_{min}}{R_{\Pi} * (T_{rmax} + T_{rmin})} = \frac{2381,26 + 2300,23}{43,34 * (315,81 + 287,01)} = 0,179 \text{ кг/м}^3. \quad (6.42)$$

Определяем вытесняемый объем ПВС:

$$\Delta V = V_{\Gamma} * \ln \left[\frac{(P_a - P_{\text{кв}} - P_{min}) * T_{rmin}}{(P_a + P_{\text{кд}} - P_{max}) * T_{rmax}} \right]; \quad (6.43)$$

$$\Delta V = 2974,83 * \ln \left[\frac{(102200 - 250 - 2300,23) * 315,81}{(102200 + 1000 - 2381,26) * 287,01} \right] = 249,77 \text{ м}^3.$$

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

$$G_{\text{мд}} = \sigma * \Delta V = 0,179 * 249,77 = 44,71 \text{ кг} - \text{за 1 день}; \quad (6.44)$$

$$G_{\text{мд}} = \sigma * \Delta V = 44,71 * 31 = 1386,01 \text{ кг} - \text{за 1 день};$$

6.3 Расчет эффективности применения системы УЛФ

Для сокращения потерь от испарений могут быть использованы различные средства. В различных условиях эффективными являются разные

					Расчетная часть	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

средства сокращения потерь. Для оценки эффективности применения того или иного средства применяется критерий выбора средства сокращения потерь:

$$K_a = \frac{S}{t_c} * \left[\left(1 - \frac{\Delta_{уд}}{\sigma_n^*} \right) * F(E) - \frac{k_{уд}}{\sigma_n^*} \right], \quad (6.45)$$

где $F(E)$ - величина, зависящая от нормы дисконта;
 $k_{уд}$, $\Delta_{уд}$ - удельные капитальные затраты и эксплуатационные расходы на достигаемое в итоге сокращение потерь 1 тоны нефти;
 t_c - период службы проекта;
 σ_n^* - обобщенная цена 1 тонны нефти;
 S - сокращение потерь после оснащения резервуарного парка установкой УЛФ.

Потери от испарения нефти от «больших» и «малых» дыханий возможно сократить при применении системы УЛФ. Определим продолжительность испарений: предположим, что рассматриваемый резервуарный парк является распределительным по своему назначению. Примем, что количество цистерн, поступающих на нефтебазу составляет от 1 до 3. Среднее значение цистерн – 2, продолжительность слива – 1 час. Соответственно, продолжительность испарений от «больших» дыханий на рассматриваемом резервуарном парке равно 730 часов в год.

Оценим продолжительность «малых» дыханий. В среднем в течение дня давление в резервуаре повышается с 8 до 14 часов. Примем что время испарения равно 70 % от продолжительности нарастания давления в РВС. Тогда продолжительность «малых» дыханий равна 1533 часов в год.

По определенной продолжительности испарений из резервуара можем сделать вывод о времени работы эжекторной системы УЛФ. Оно равно примерно 2300 часов в год.

Определим значение функции от нормы дисконта:

$$F(E) = \frac{1}{E} * \left[1 - \frac{1}{(1 + E)^{t_c}} \right], \quad (6.46)$$

$$F(E) = \frac{1}{0.2} * \left[1 - \frac{1}{(1 + 0.2)^{20}} \right] = 4.87$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

Срок службы системы примем равным $t_c=20$ лет.

Величина E равна 0,1 – 0,2 [2].

Рассчитаем удельные капитальные затраты по формуле:

$$k_{уд} = \frac{K}{S * G_{\pi}}, \quad (6.47)$$

где S - достигаемое сокращение потери нефти от испарения, по литературным данным для эжекторных систем УЛФ, $S = 0,9$;

K - капиталовложения в систему УЛФ.

G_{π} - годовые потери углеводородов до внедрения технологического решения, $G_{\pi} = G_{бд} + G_{мд}$;

$$G_{\pi} = G_{бд} + G_{мд} = 18929,04 + 16319,15 = 35248,19 \text{ кг};$$

По данным экспериментальных данных, представленных в [22], эффективность системы УЛФ $k_{эф}$ составляет 98%.

Отсюда, после установки УЛФ количество уловленных УВ будет равно:

$$G_{улов} = G_{\pi} * k_{эф} = 34543,2 \text{ кг}$$

По литературным данным затраты на ввод в эксплуатацию одной системы УЛФ составляют 2 159 000 рублей. Капитальные затраты на систему УЛФ складываются из затрат на покупку оборудования и строительные и монтажные работы. Основными объектами строительства являются площадка для установки УЛФ, площадка дренажной емкости, технологический трубопровод, электрические сети, сети КИП и автоматики, сети канализации, теплопроводы и др. Основные работы по сооружению установки УЛФ: строительство газовой обвязки, конденсатосборников и строительства блочной автоматизиро

Удельные капитальные затраты: ванной установки УЛФ.

$$k_{уд} = \frac{2159000}{0,9 * 79415,95} = 30,21 \text{ руб/тонн.}$$

Эксплуатационные расходы на достигаемое в итоге сокращение потерь 1 тоны нефти:

$$\mathcal{E}_{уд} = \frac{[(-\varepsilon_{ам} + \varepsilon_{тр} * K + \mathcal{E}_{л})]}{G_{\pi} * S}; \quad (6.48)$$

					Расчетная часть	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где $\varepsilon_{ам}$ - доля амортизационные отчислений, $\varepsilon_{ам}=0,075$ 1/год [8];
 $\varepsilon_{тр}$ - доля отчислений на текущий ремонт, $\varepsilon_{тр}=0,022$ 1/год [8];
 $\mathcal{E}_л$ - годовые затраты на эксплуатацию данного технического решения.

Затраты по статье - электроэнергия определяются на основании тарифов на электроэнергию по группам потребителей. В соответствии с этими тарифами за 1 кВт потребляемой мощности взимается плата 0,7 руб. за 1 кВт/ч. В связи с тем, что установки работают не постоянно, расход электроэнергии на 1 установку составляет 2000 кВт в месяц. В зимний период из-за работы отопительной системы в технологическом блоке расход электроэнергии удваивается. Общее количество потребляемой электроэнергии в год на 1 УЛФ составит 38000 кВт/ч (7 мес.(зима) по 4000 кВт/ч + 5 мес.(лето) по 2000 кВт/ч). Следовательно, затраты на электроэнергию равны $38000 \cdot 2,9 \text{ руб} = 110200 \text{ руб.}$

Амортизационные отчисления составляют 20 % от закупочной цены установи УЛФ, то есть 431800 рублей. Траты на ремонт обычно принимают в размере 5 % от стоимости, то есть 107950 рублей.

$$\mathcal{E}_л = 110200 + 107950 + 4331800 = 649950 \text{ руб.}$$

$$\mathcal{E}_{уд} = \frac{[(-0,075 + 0,022 * 21590000 + 649950)]}{0,9 * 79415,95} = 9,76 \text{ руб/тонн;}$$

Определим критерий выбора средства сокращения потерь:

$$K_a = \frac{0,9}{20} * \left[\left(1 - \frac{9,76}{31853,92} \right) * 4,87 - \frac{30,21}{31853,92} \right] = 0,22.$$

Полученный результат расчета K_a – критерия для рассматриваемого объекта и при принятых допущениях составил $K_a=0,22$.

					Расчетная часть	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

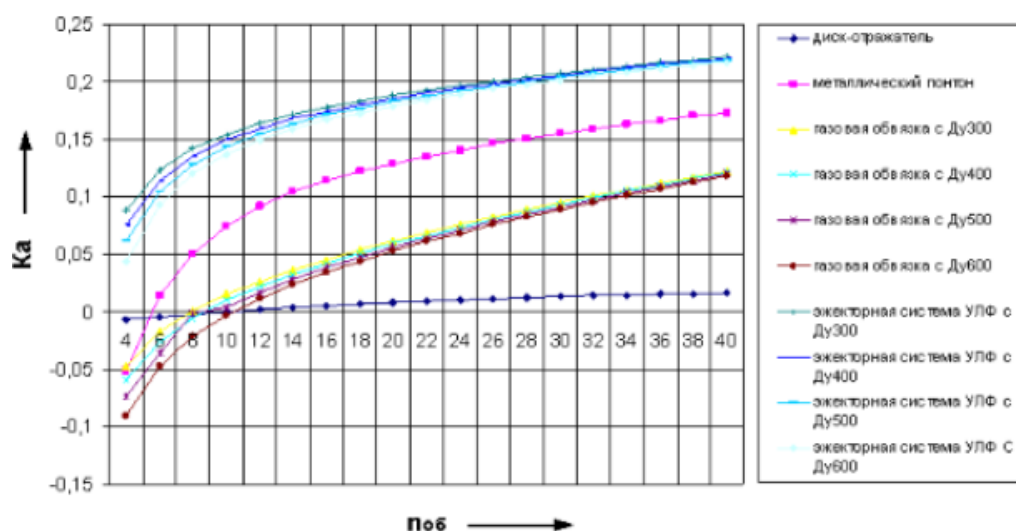


Рисунок 6.1 - Зависимость величины K_a - критерия от коэффициента оборачиваемости резервуара с легкой нефтью типа РВС – 5000 м³

коэффициента оборачиваемости величина K_a – критерия увеличивается для дисков – отражателей по линейному закону, а для установок улавливания легких фракций по степенному закону. На территории резервуарного парка предпочтительнее применение эжекторной системы улавливания легких фракций.

7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Сегодня очень важно уделять внимания ресурсо- и энергосбережению в процессе транспортировки и хранения нефти, так как это приносит материальный и экологический ущерб. Одной из проблем трубопроводного транспорта нефти является проблема потерь нефти при хранении ее в резервуаре, улетучивание углеводородов в процессе «дыхания» резервуара. В ВКР проводится расчёт потерь нефти за год эксплуатации резервуара и выбирается оптимальный метод по их сокращению из методов, рассмотренных в литературном обзоре. В качестве наиболее эффективного метода сокращения потерь объект исследования оборудуется системой УЛФ (улавливание легких фракций).

Целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

- оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований;
 - определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
 - планирование научно-исследовательских работ;
- определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

					Организация работ по сокращению потерь нефти и нефтепродуктов при эксплуатации резервуара вертикального стального на месторождении Западно-Сибирского региона.			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Рябова А.С.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		Лит.	Лист
Руковод.		Саруев Л.А.						Листов
Консульт.								60
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						103
					ТПУ гр. 32Б8СА			

7.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

7.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Сокращение потерь нефти при эксплуатации резервуаров является актуальной проблемой при хранении нефти в товарных резервуарах, поэтому вопросы, связанные с сокращением потерь нефти, решаются уже на стадии проектирования, сооружения и эксплуатации резервуаров. Различные методы, направленные на сокращение потерь нефти из резервуаров, имеют свои особенности в разработке проекта и эксплуатации нефтепродуктопроводов.

7.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Для сравнения взяты три метода сокращения потерь нефти в товарных резервуарах:

- УУЛФ;
- газоуравнительная система (ГО) без газосборника;
- понтон.

При оценке качества используется два типа критериев: технические и экономические. Веса показателей в сумме составляют 1. Баллы по каждому показателю оцениваются по пятибалльной шкале (1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная). Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений представлена в таблице 1 (K_{ϕ} – УУЛФ, K_{K1} – ГО без газосборника, K_{K2} – понтон).

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

$$K = \sum B_i * B_i \quad (7.1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;
 B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя

Таблица 7.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность	
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности						
Повышение производительности	0,2	5	3	2	1	0,6
Удобство в эксплуатации	0,08	4	4	3	0,32	0,32
Энергоэкономичность	0,07	3	4	5	0,21	0,28
Надежность	0,1	5	4	4	0,5	0,4
Безопасность	0,08	5	5	4	0,4	0,4
Экономически критерии оценки эффективности						
Конкурентоспособность продукта	0,07	5	3	3	0,35	0,21
Уровень проникновения на рынок	0,04	4	4	4	0,16	0,16
Цена	0,11	2	4	5	0,22	0,44
Предлагаемый срок эксплуатации	0,17	5	3	3	0,85	0,51
Итого	1	-	-	-	4,3	3,64

Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод, что конкурентоспособность применения метода сокращения потерь нефти в резервуаре применением установки УЛФ составляет 4,3. В то время как показатели применения ГО без газосборника и применения понтона составляют 3,64 и 3,54 соответственно.

Уязвимость конкурентов обусловлена низкими показателями надежности, повышения производительности, а также незначительными показателями конкурентоспособности.

7.1.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта, заключающийся в выявлении факторов внешней и внутренней среды, оказывающих влияние на реализацию проекта. Факторы делятся на четыре категории: Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы).

Сильные стороны – это факторы, характеризующие конкурентоспособную сторону научно-исследовательского проекта. Слабые стороны – это недостатки, упущения или ограничения научно-исследовательского проекта, которые препятствуют достижению его целей. Возможности включают в себя любую предпочтительную ситуацию, возникающую в условиях окружающей среды проекта, которая поддерживает спрос на результаты проекта. Угрозы – это нежелательные ситуации, тенденции или изменение в условиях окружающей среды проекта, которые имеют угрожающий характер для его конкурентоспособности.

Результаты SWOT-анализа исследования, проведенного в рамках данной выпускной квалификационной работы, представлены в таблице 7.2.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 7.2 – Матрица SWOT

	Сильные стороны проекта: С1 Заявленная экономичность при внедрении технологии на производство; С2 Экологичность технологии; С3. Наличие квалифицированного персонала; С4 Уменьшения уровня пожароопасности путем внедрения технологии на производство	Слабые стороны проекта: Сл1 Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца; Сл2 Отсутствие прототипа научной разработки; Сл3 Необходимость больших компьютерных ресурсов и времени для разработки модели УУЛФ конкретного производства; Сл4 Более высокая стоимость производства технологии по сравнению с конкурирующими
Возможности: В1 Появление дополнительного спроса на новый продукт В2. Ужесточение экологических требований со стороны государства для НПЗ В3. Возможность полного сокращения потерь легких фракций углеводородов из резервуаров на НПЗ В4. Развитие нефтяной промышленности в целом	1. Из-за приемлемых цен мы сможем выйти на новые сегменты рынка 2. Высокий уровень проникновения на рынок, функциональная мощность даст возможность в будущем вытеснить конкурентов.	1. Применение опыта работы компаний-партнеров 2. Возможность наличия партнерских отношений с исследовательскими институтами для взаимного использования уникального оборудования 3. Отбор высококвалифицированных специалистов 4. Сотрудничество с иностранными компаниями
Угрозы: У1. Отказ производств от внедрения предложенных технологий из-за высокой себестоимости У2. Развитие и усовершенствование конкурентных технологий для производств У3. Ограничение на импорт технологии У4. Рост темпов инфляции, налогов и пошлин	1. Удержание высоких позиций на рынке за счет более эффективного сокращения потерь 2. Экологичность разработок превысит запросы в иностранных компаний	1. Спад спроса на технологию за счет развития более экономичных разработок конкурентов

Результаты анализа учитываются при разработке структуры работ, выполняемых в рамках научно-исследовательского проекта. Анализируя результаты SWOT-анализа, можно утверждать, что реализация представленных возможностей позволяет выгодно реализовать сильные стороны и уменьшить влияние слабых.

7.2 Планирование научно-исследовательских работ

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках проводимого исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения исследований и разработки проектной документации.

7.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный график проведения научно-исследовательских работ. Для построения графика необходимо составить план выполнения проекта с указанием вида работы, длительности их исполнения и участников, ответственных за исполнение каждого пункта плана.

План производства работ по реализации научно-исследовательского проекта представлен в таблице 7.3.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 7.3 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ работ	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Разработка концепции проекта	2	Разработка общей методики проведения исследований	Руководитель, Исполнитель
	3	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель
	4	Определение возможностей и оценка имеющихся ресурсов	Руководитель
	5	Календарное планирование работ	Руководитель, Исполнитель
	6	Определение объема и частей ВКР	Руководитель, Исполнитель
Теоретическое исследование	7	Проведение теоретического исследования темы	Исполнитель
Теоретическое исследование	8	Проведение расчетов	Исполнитель
Обобщение и анализ результатов	9	Разработка части «финансовый менеджмент»	Исполнитель
	10	Разработка части «социальная ответственность»	Исполнитель
	11	Оценка эффективности проделанных работ	Исполнитель
Оформление отчета	12	Составление пояснительной записки	Исполнитель
	13	Разработка презентации	Исполнитель

7.2.2 Разработка графика проведения научного исследования

Для расчета длительности работ в календарных днях найдем коэффициент календарности $k_{\text{кал}}$:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{пр}} - T_{\text{вых}}} = \frac{365}{365 - 14 - 104} = 1,48 \quad (7.2)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней;

Продолжительность i -й работы в календарных днях T_{ki}

$$T_{ki} = T_{pi} * k_{\text{кал}}; \quad (7.3)$$

где T_{pi} – Продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях

Результаты расчетов занесем в таблицу 7.4

Таблица 7.4 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни	t_{max} , чел-дни	$t_{ож}$, чел-дни			
Составление и утверждение технического задания	1	2	1	1	1	2
Разработка общей методики проведения исследований	3	6	5	2	2,5	4
Подбор и изучение материалов по теме	2	4	3	2	1,5	2
Определение возможностей и оценка имеющихся ресурсов	2	2	2	1	2	3
Календарное планирование работ	2	3	2	1	2	3
Определение объема и частей ВКР	1	3	2	2	1	1

Проведение теоретического исследования темы	7	14	10	1	10	15
Проведение расчетов	5	9	7	1	7	10
Разработка части «финансовый менеджмент»	5	8	7	1	7	10
Разработка части «социальная ответственность»	5	7	7	1	7	10
Составление пояснительной записки	10	15	12	1	12	18
Разработка презентации	2	5	3	1	2	3
Итого:						83

Итого для выполнения ВКР потребуется 83 календарных дня.

7.3 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета проводимого исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета используется следующая группировка затрат по статьям:

1. Материальные затраты.
2. Затраты на специальное оборудование для научных работ.
3. Основная заработная плата исполнителей проекта.
4. Дополнительная заработная плата исполнителей проекта.
5. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).
6. Накладные расходы.

7.3.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта. Расчет материальных затрат осуществляется по следующей

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

формуле:

$$З_m = (1 + k_T) * \sum \Pi_i * N_{расхi} \quad (7.4)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, m^2 и т.д.);

Π_i – цена приобретения единиц i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб/шт., руб/кг, руб/м, руб/ m^2 и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Значения цен на материальные ресурсы установлены по данным, размещенным на сайте Единой информационной системы в сфере закупок.

Величина коэффициента k_T , отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д.

Материальные затраты, необходимые для данной разработки отражены в таблице 5, в исследовании рассматривается резервуарный парк.

Исполнение 1 – УУЛФ компрессионного типа с роторно-пластинчатым компрессором изготовления Челябинского завода промышленного оборудования (2 шт.).

Исполнение 2 – Газоуравнительная система без газосборника (2 шт.)

Исполнение 3 – понтоны из алюминия для РВС-2000 ГК «Газовик» (10 шт.)

Материальные затраты, необходимые для данной разработки, занесены в таблицу 7.5.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 7.5 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед. с НДС, руб.			Затраты на материалы, З _м , руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Картридж для принтера	шт.	1	1	1	1150	1150	1150	1150	1150	1150
Итого:								1150	1150	1150

7.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование

Расчет затрат на специальное оборудование для проведения исследования, включая затраты в размере 20% на установку и монтаж представлен в виде таблицы 7.6.

Таблица 7.6 – Затраты на специальное оборудование

Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость с НДС, руб
Компьютер персональный	1	44 000
Итого		44 000

7.3.3 Расчет затрат на оплату труда

Данный раздел отображает основную заработную плату научных сотрудников и инженерно-технических работников непосредственно участвующих в выполнении работ в рамках проекта. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20-30 % от тарифа или оклада.

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением исследования, (включая премии,

доплаты) и дополнительную заработную плату $Z_{зп}$

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}; \quad (7.5)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20% от $Z_{осн}$)

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} + T_p; \quad (7.6)$$

где $Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб.дн. дополнительная заработная плата (12-20% от $Z_{осн}$)

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

Таблица 7.7 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней: - выходные дни/ праздничные дни	66	66
Потери рабочего времени: - отпуск/ невыходы по болезни	52	52
Действительный годовой фонд рабочего времени	248	248

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} * (1 + k_{пр} + k_d) * k_p; \quad (7.7)$$

где $Z_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{тс}$);

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15- 20 % от $Z_{тс}$);

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томского района).

1) Расчет заработной платы:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$З_{м.рук} = 35000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 68250 \text{ руб.};$$

$$З_{м.исп} = 12800 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 24960 \text{ руб.}$$

2) Расчет основной заработной платы:

$$З_{осн.рук} = 2862 \cdot 7 = 20034 \text{ руб.};$$

$$З_{осн.ст} = 1047 \cdot 61 = 63867 \text{ руб.}$$

Результаты расчетов представлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	З _{ге} , руб.	к _{пр}	к _д	к _р	З _м , руб	З _{дн} , руб	Т _р , руб.дн.	З _{осн} , руб
Руководитель	35000	0,3	0,2	1,3	68250	2862	7	20034
Инженер	12800	0,3	0,2	1,3	24960	1047	61	63867
Затраты по основной заработной плате, руб.	83901							

Таким образом, суммарные затраты на основную заработную плату составляют 83901 рублей

7.3.4 Дополнительная заработная плата исполнительской темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций. Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{доп} = З_{осн} + k_{доп}; \quad (7.8)$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12-0,15).

$$З_{доп.рук} = 0,15 \cdot 20034 = 3005 \text{ руб.};$$

$$З_{доп.ст} = 0,15 \cdot 63867 = 9580 \text{ руб.};$$

$$З_{доп} = 3005 + 9580 = 12585 \text{ руб.}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таким образом, суммарные затраты на дополнительную заработную плату составляют 12585 рублей

7.3.5 Расчет отчислений во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников. Общая ставка взносов составляет в 2021 году – 30,2% (ст.425,426НКРФ): 22 %

– на пенсионное страхование; 5,1 % – на медицинское страхование; 2,9 % – на социальное страхование, 0,2 % - на страхование от несчастных случаев.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} * (З_{осн} + З_{дом}); \quad (7.9)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Таблица 7.9 – Отчисление во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Исполнитель	63867	9580
Руководитель проекта	20034	3005
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30,2%	
Итого:	29139	

7.3.6 Расчет накладных расходов

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование

материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$З_{\text{накл}} = k_{\text{нр}} * (\text{сумма статей}); \quad (7.10)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы равный 0,16.

$$З_{\text{накл.1}} = (1150 + 26988 + 44000 + 29139) * 0,16 = 16204 \text{ руб.};$$

$$З_{\text{накл.2}} = (1150 + 26988 + 44000 + 29139) * 0,16 = 16204 \text{ руб.};$$

$$З_{\text{накл.3}} = (1150 + 26988 + 44000 + 29139) * 0,16 = 16204 \text{ руб.}$$

7.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей) финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп } i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}; \quad (7.11)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп } i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в таблице 7.11.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 7.11 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования / критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Повышение производительности труда	0,2	5	3	4
Удобство эксплуатации	0,15	4	4	4
Энергоэкономичность	0,15	4	4	4
Надежность	0,2	5	3	3
Безопасность	0,15	4	3	3
Простота эксплуатации	0,15	4	4	3
Итого	1	4,4	3,45	3,5

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{\text{исп}i}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{исп}} = \frac{I_p - \text{исп}i}{I_{\text{финр}}^{\text{исп}i}}$$

$$I_{\text{исп}} = \frac{4,4}{0,9981} = 4,41$$

$$I_{\text{исп}} = \frac{3,45}{0,998} = 3,46$$

$$I_{\text{исп}} = \frac{3,5}{1} = 3,5$$

Из расчетов видно, что наиболее целесообразный вариант проекта разработки НТИ произведен в первом исполнении.

Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{ср}}$):

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп}i}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп}i}}$$

Таблица 7.12 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,9981	0,998
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,4	3,45
3	Интегральный показатель эффективности	4,41	3,46
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,26	1,28

Исходя из полученных данных, наиболее эффективным оказалась разработка под исполнением №1.

Заключение по главе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1) Анализ конкурентоспособности выявил преимущество метода улавливания легких фракций над двумя другими способами уменьшения потерь нефти при эксплуатации резервуара. В связи с этим использование такого способа является эффективным.

2) SWOT-анализ проекта показал потенциальные внутренние и внешние сильные и слабые стороны, возможности и угрозы проекта. По результатам анализа можно сказать, что проект является перспективным.

3) Планирование работ установило, что суммарная длительность разработки проекта составляет 83 дней. На основе временных показателей по каждой из произведенных работ была построена диаграмма Ганта, согласно которой, самая продолжительная по времени работа – это проведение теоретического исследования темы.

4) Расчет бюджета проекта определил сумму, необходимую для его реализации, которая составила 194426 рублей. В данную сумму входят все затраты по проекту: основная и дополнительная заработная плата руководителю и исполнителю проекта, материальные, амортизационные, а также внебюджетные отчисления

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

8 Социальная ответственность

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

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

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

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

Согласно [18] работник осуществляет трудовую деятельность на распределительной нефтебазе с резервуарным парком, являющейся опасным производственным объектом.

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

обеспечения безопасности на производстве.					Организация работ по сокращению потерь нефти и нефтепродуктов при эксплуатации резервуара вертикального стального на месторождении Западно-Сибирского региона.							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Рябова А.С.			Социальная ответственность			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Саруев Л.А.								77	103	
Консульт.								ТПУ ар. 32Б8СА				
Рук-ль ООП		Брусник О.В.										

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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

1. В области охраны труда и промышленной безопасности:

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

б) «Правилами промышленной безопасности для нефтеперерабатывающих производств» ПБ 09-563-2003 от 29.05.2003 г. [31];

2. В области пожарной безопасности:

а) «Пожарная безопасность зданий и сооружений» СП 112.13330.2011 [32];

б) «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации» ППБ-01-03 [33].

3. В области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:

а) «Правилами эксплуатации электроустановок потребителей», VII-ое издание 2003г [34].

б) «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок потребителей» [35].

4. В области охраны окружающей среды:

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

б) Приказ от 16 декабря 2020 г. N 915н об утверждении правил по охране труда при хранении, транспортировании и реализации нефтепродуктов [37].

Специальная оценка условий труда (СОУТ) является единым комплексом последовательно осуществляемых мероприятий идентификации вредных и опасных факторов производственной среды и трудового процесса и оценке уровня их взаимодействия на работника с учётом отклонения их фактических

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

значений от установленных уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти нормативов условий труда и применения средств защиты работников

Согласно [10], по результатам СОУТ условия труда на рабочих местах отнесены к вредным условиям труда 3 степени. На основе этого работникам предусматривается:

1) Сокращение продолжительности рабочего времени согласно ТК РФ Статье 92 – не более 36 часов в неделю;

2) Ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск предоставляется работникам (ТК РФ Статья 117);

3) Работникам бесплатно выдаются прошедшие обязательную сертификацию или декларирование соответствия специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты, а также смывающие и (или) обезвреживающие средства (ТК РФ Статья 221).

4) При повреждении здоровья или в случае смерти работника вследствие несчастного случая на производстве либо профессионального заболевания работнику (его семье) возмещаются его утраченный заработок (доход), а также связанные с повреждением здоровья дополнительные расходы на медицинскую, социальную и профессиональную реабилитацию либо соответствующие расходы в связи со смертью работника (ТК РФ Статья 184).

Согласно [38] к работе оператором товарным допускаются лица старше 18 лет, прошедшие:

- предварительный медицинский осмотр и не имеющие противопоказаний к выполнению работ;
- вводный инструктаж по охране труда;
- противопожарный инструктаж;
- первичный инструктаж по охране труда на рабочем месте;
- обучение безопасным приемам и методам ведения работ;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

– проверку знаний требований охраны труда, пожарной безопасности, а также практических навыков безопасной работы, предупреждения, локализации и ликвидации аварийных ситуаций и пожаров.

В течение трудовой деятельности работник обязан проходить:

- периодические медицинские осмотры не реже 1 раза в год;
- повторные инструктажи на рабочем месте (1 раз в квартал) по безопасности труда, производственной санитарии и пожарной безопасности, а также при необходимости внеплановые и целевые инструктажи;
- изучение плана ликвидации аварийных ситуаций, противоаварийные и противопожарные тренировки по отработке этого плана;
- очередную проверку знаний в области охраны труда, промышленной, экологической, пожарной безопасности не реже одного раза в год в объеме требований инструкций по видам работ, входящих в его обязанности.

Организация рабочего места рабочих должна обеспечивать безопасность выполнения работ, а также должна быть тщательно спланирована, очищена от посторонних предметов. Средства аварийной сигнализации и контроля состояния воздушной среды должны находиться в исправном состоянии. Оборудование, которое может оказаться под напряжением должны быть заземлено. Во взрывоопасных зонах должно быть установлено оборудование во взрывозащищенном исполнении [18].

8.2 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, которые формируют опасные и производственные факторы, возникающие в процессе обслуживания резервуаров при хранении в них нефти и нефтепродуктов (таблица 8.1).

					Социальная ответственность	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 8.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Этапы работы			Нормативные документы
		Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1		2	3	4	5
Вредные факторы	Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	–	–	+	Требования к запыленности и загазованности приведены в ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [39].
	Повышенный уровень шума на рабочем месте	–	–	+	Требования к безопасности связанные с повышенным уровнем шума устанавливают в ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ Шум. Общие требования безопасности [40].
	Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны	–	–	+	Требования к температуре воздуха рабочей зоны устанавливаются в СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [41].
	Недостаточная освещенность рабочей зоны	–	–	+	Требования к освещению устанавливаются СП искусственное Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 [42].
Опасные факторы	Движущиеся транспортные средства, грузоподъемные механизмы (подъемные сооружения), перемещаемые материалы, подвижные части оборудования	–	–	+	Требования к движущимся машинам и механизмам устанавливаются в ГОСТ 12.2.003 - 91 ССБТ Оборудование производственное. Общие требования безопасности [43].
	Замыкание электрических цепей через тело человека	–	–	+	Требования к электробезопасности устанавливаются в ГОСТ 12.1.019-017 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [44].
	Пожаровзрывоопасность на рабочем месте	–	–	+	Требования к пожаробезопасности представлены в ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ «Взрывобезопасность. Общие требования». [45]., ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности

8.2.1 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Рассмотрим подробнее вредные производственные факторы, которые воздействуют на человека, производящего работы по обслуживанию объектов хранения нефти и нефтепродуктов, а также рассмотрим мероприятия для снижения влияния этих факторов и их нормативные значения.

1. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

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

Предельно - допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³, для природного газа ПДК равно 300 мг/м³. ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [47]:

- 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);

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

При загазованности траншеи или котлована в результате утечки газа необходимо прекратить работу и вывести людей, запретив курить, зажигать спички или пользоваться открытым огнем [50].

2. Превышенный уровень шума

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА [41].

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

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

Необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников. В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования, вкладыши «Беруши» и др.), заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА. В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство [41].

2. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера используется понятие *предельной жесткости погоды* (эквивалентная температура, численно равная сумме отрицательной температуре воздуха в градусах Цельсия и удвоенной скорости ветра в м/с), устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления [42].

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

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

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.

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами. При работе с вредными веществами 1-, 2-, 3-го классов опасности (одорант, сероводород, метанол, диэтиленгликоль и т.д.) должно быть обеспечено регулярное обезвреживание и дезодорирование средств индивидуальной защиты [30].

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны. Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах («Лепесток», Ф-62Ш, У-2К, «Астра-2», РПКМ и др.), защитных очках и комбинезонах.

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 [52].

3. Недостаток искусственного освещения.

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов [43].

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

8.2.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые воздействуют на человека, производящего работы по обслуживанию объектов хранения нефти и нефтепродуктов, а также рассмотрим мероприятия для снижения влияния этих факторов и их нормативные значения.

1. Движущиеся транспортные средства, грузоподъемные механизмы (подъемные сооружения), перемещаемые материалы, подвижные части оборудования и инструмента

Скорость движения автотранспорта, по строительной площадке и вблизи мест производства работ не должны превышать 10 км/ч на прямых участках и 5 км/ч на поворотах. Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например, двуручное управление), предотвращающие травмирование. Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право [44].

2. Производственные факторы, связанные с электрическим током.

Чтобы предупредить возможность случайного проникновения тока и прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки [45].

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.

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

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 [45].

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

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

3. Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте

Хранилища нефтепродуктов создают потенциальную опасность возникновения утечек или аварийных разливов из оборудования, резервуаров, трубопроводов, особенно во время операций по опорожнению и наполнению.

Хранение и перемещение этих материалов также представляет значительный риск возникновения пожара и взрыва в силу горючести и огнеопасности нефти и нефтепродуктов. Особенно это касается накопленных паров в резервуарах хранения. К потенциальным источникам возгорания относятся искры из-за статического электричества, молнии и открытый огонь.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

Оборудование должно соответствовать стандартам проектирования, целостности и операционной деятельности для исключения происшествий катастрофического масштаба и предотвращения накопления статического электричества. У резервуаров должна иметься надлежащая вторичная обваловка.

Все это должно проходить регулярную проверку и техническое обслуживание. В организациях должны иметься хорошо разработанные системы управления пожарным риском и планы ликвидации аварии.

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – газовые баллоны, трубопроводы под давлением.

Резервуарный парк относится:

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

С целью обеспечения взрыво- и пожаробезопасности в резервуарных парках для паров углеводородов установлена предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация ПДВК = 2100 мг/м³. [48]

Таблица 8.2 – Значения НКПР, ВКПР и ПДВК веществ [48].

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

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

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

8.2.3 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего

Для снижения влияния воздействия температуры рабочей зоны возможно сокращение продолжительности рабочей смены, прекращение работ в зависимости от погодных условий. В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, необходимо предоставить перерывы для обогрева в специальных помещениях, которые обязан обеспечить работодатель. Перерывы включаются в рабочее время. В жаркое время года вводят перерывы для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом [42].

Для снижения воздействия шума работающего необходимо поглощать его источник. Снижению шума способствует смазка трущихся деталей механизма, балансировка вращающихся частей, ремонт и обслуживание оборудования [41]. Для снижения уровня воздействия недостаточной освещенности рабочего места необходимо правильно проектировать искусственное освещение согласно требуемым нормам. Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника.

Для снижения вероятности травматизма при работе движущихся машин и механизмов необходимо [42]:

- оградить вращающиеся части механизмов; - проводить своевременно инструктажи по технике безопасности.
- при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ;

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

- проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения;
- проведение плановых и внеплановых проверок пусковых и тормозных устройств.

Снижение вероятности поражения электрическим током достигается с помощью следующих мероприятий:

-проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ), «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» [45].

Для снижения пожароопасности все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов. Территория должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара запрещается располагать электропроводку в местах ее возможного повреждения подвижными механизмами.

Объекты нефтедобычи должны быть обеспечены средствами пожаротушения.

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители. В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением, чтобы исключить возможность возгорания от перегрева.

8.3 Экологическая безопасность

При технической эксплуатации резервуара типа РВС-5000 м³ необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, условия землепользования, установленные законодательством по охране природы [50].

Защита атмосферы

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

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

Загрязнение атмосферы в период производства работ носит временный обратимый характер. При попадании в атмосферу вредные вещества физико - химически преобразуются, а впоследствии рассеиваются. Предельная допустимая концентрация испарений в нефти составляет не более 10 мг/м³ [49]. Для снижения уровня загрязнения атмосферы выбросами углеводородов необходимо осуществлять мероприятия по сокращению потерь нефти при эксплуатации резервуара, а также потерь в результате аварийного разлива нефтепровода и выбросов токсичных испарений. Для устранения возможных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при эксплуатации резервуара и технологического оборудования осуществляется комплекс мероприятий:

1. Проверка оборудования на прочность и герметичность;
2. Соблюдение правил эксплуатации;
3. Своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры.

Защита гидросферы

Попадание загрязняющих веществ (нефть, нефтепродукты) в сточные воды через трубопроводы при откачке из резервуара приводит к загрязнению нефтью и нефтепродуктами, появлению нефтяных пятен, что затрудняет процессы фотосинтеза в воде из-за прекращения доступа солнечных лучей, а также вызывает гибель флоры и фауны. Каждая тонна нефти создает нефтяную пленку на площади до 12 км². Восстановление пораженных экосистем занимает от 10 до 15 лет.

Нефть, попадая в воду, растекается вследствие ее гидрофобности по поверхности, образуя тонкую нефтяную пленку, которая перемещается со скоростью примерно в два раза большей, чем скорость течения воды. При

					Социальная ответственность	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

соприкосновении с берегом и прибрежной растительностью нефтяная пленка оседает па них. В процессе распространения по поверхности воды легкие фракции нефти частично испаряются, растворяются, а тяжелые опускаются в толщу воды, оседают на дно и образуют донное загрязнение [50]. Биохимическое окисление нефти сопровождается интенсивным поглощением кислорода воды. В среднем на окисление 1 мг нефти затрачивается от 0,5 до 3,5 мг кислорода.

Защита литосферы

Общая особенность всех нефтезагрязненных почв – изменение численности и ограничение видового разнообразия микрофауны и микрофлоры. Последствия возникновения нефтяного загрязнения почв носят губительный характер.

Для разных почв процесс восстановления зависит от глубины проникновения продуктов в основание. Например, время реанимации почв достигает 25 лет при концентрации отходов 12 л/м². Временной интервал зависит от типа основания и погодных условий [29].

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, катастрофы, опасного природного процесса, стихийного бедствия, которая приводит к человеческим жертвам, наносит ущерб здоровью населения и природной среде, а также вызывает значительные материальные потери и нарушение условий жизни людей [46].

Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например, паводковые наводнения, лесные пожары, террористические акты, по причинам техногенного характера (аварии) и др.

В вопросе хранения нефти и нефтепродуктов чрезвычайные ситуации могут представлять из себя такие ситуации, как крупные пожары, что влечет за собой экологическое загрязнение и гибель людей. Крупные порывы и выбросы

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

нефти и нефтепродуктов представляют угрозу для экологической обстановки, что вызвано недостаточной герметизацией оборудования. Негерметичность прилегания затворов к стенке, неустойчивость материалов, из которых выполнены затворы к воздействию атмосферных осадков и сернистой нефти, и нефтепродуктов, «прикипание» материала затвора к стенке резервуара при длительном простое, приводит к насыщению газового пространства парами нефтепродуктов и образованию взрывоопасных концентраций.

Около 50% пожаров происходит на действующих резервуарах. Основными источниками зажигания здесь являются механические искры, разряды статического электричества, самовозгорание пиррофорных отложений, проявление атмосферного электричества, искры электродвигателей и др. Необходимость сосредоточения большого количества огнетушащих средств и техники увеличивает время ликвидации пожаров, при этом сами пенообразователи, в огромном количестве сливаемые в ливневую канализацию, являются опасными для окружающей среды. Опыт показывает, что причина этих пожаров, как правило, целая совокупность обстоятельств, каждое из которых само по себе не способно инициировать крупный пожар, и только их сочетание приводит к серьезным последствиям.

Предотвращение чрезвычайных ситуаций предусматривает: правовые, организационные, экономические, инженерно-технические, эколого-защитные, санитарно-эпидемиологические и социальные мероприятия, которые обеспечивают наблюдения и контроль состояния окружающей среды и потенциально опасных объектов, прогнозирование и профилактику возникновения источников чрезвычайных ситуаций, подготовку к этим ситуациям [46].

Заключение по разделу

В разделе социальная ответственность были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, вопросы производственной и экологической безопасности, а также возможные

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

чрезвычайные ситуации на объектах исследования. Проанализированы вредные и опасные производственные факторы, которые возникают при работе оператора товарного: отборе проб, замер уровня нефти и нефтепродуктов в резервуаре, раскрыты правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на производстве. Рассмотрена типовая чрезвычайная ситуация – пожар в резервуаре с сорванной крышей и свободным горением над зеркалом жидкости.

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

					Социальная ответственность	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

При выполнении выпускной квалификационной работы:

1. Изучена нормативно – техническая документация по снижению технологических потерь нефти;
2. Рассмотрены основные методы сокращения потерь нефти и НП при эксплуатации резервуара типа РВС-5000 м³ с составлением сравнительной таблицы таких методов;
3. Произведен технологический расчет потерь нефти и НП при эксплуатации резервуара вертикального стального типа РВС-5000 м³. Годовые потери углеводородов до внедрения технологического решения составили 35248,1 кг, после применения системы УЛФ потери составили 33543,2 кг.
4. С помощью литературного обзора и исходя из расчетов можно сделать вывод, что при большом коэффициенте оборачиваемости резервуара наиболее предпочтительной является эжекторная УУЛФ;

Для сокращения ущерба, как экономического, так и экологического, необходимо применять один из методов сокращения потерь нефти и нефтепродуктов при эксплуатации резервуаров.

					Организация работ по сокращению потерь нефти и нефтепродуктов при эксплуатации резервуара вертикального стального на месторождении Западно-Сибирского региона.		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Рябова А.С.			Заключение	Лит.	Лист
Руковод.		Саруев Л.А.					94
Консульт.							103
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				ТПУ гр. 32Б8СА	

Список используемых источников литературы

1. ГОСТ 31385— 2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия.
2. Коршак А. А. Нефтебазы и АЗС: Учебное пособие/ А. А. Коршак, Г. Е. Коробков, Е. М. Муфтахов. –Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2006. – 416 с.
3. Сальников А. В. Экспериментальное исследование зависимости потерь нефтепродуктов от окраски резервуара / А. В. Сальников. - Ухта : УГТУ, 2012. - 108 с.
4. РД 153-39-018-97 Инструкция по нормированию технологических потерь нефти на нефтегазодобывающих предприятиях нефтяных компаний Российской Федерации.
5. Сафарян М.К. Проектирование и сооружение стальных резервуаров для нефтепродуктов / М.К. Сафарян – Москва: Недра, 1987.-200 с.
6. «Правила технической эксплуатации нефтебаз» Министерство энергетики Российской Федерации Приказ от 19 июня 2003 года № 232.
7. СНиП 2.11.03-93. Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы: дата введения 1993-07-01. URL: <http://docs.cntd.ru/document/871001020> (дата обращения 20.05.2022). – Текст : электронный.
8. Новоселов В. Ф. Методика расчета потерь от испарения нефти и нефтепродуктов из наземных резервуаров: Учебное пособие/ В. Ф. Новоселов, В.П. Ботыгин, И. Г. Блинов. – Уфа: Изд-во УНИ, 1987. – 73 с.
9. Тугунов П. И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов/ П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов, А.А. Коршак – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – 658с.

					Организация работ по сокращению потерь нефти и нефтепродуктов при эксплуатации резервуара вертикального стального на месторождении Западно-Сибирского региона.							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Список используемых источников литературы			Лит.	Лист	Листов		
Разраб.		Рябова А.С.								95	103	
Руковод.		Саруев Л.А.						ТПУ зр. 32Б8СА				
Консульт.												
Рук-ль ООП		Брусник О.В.										

10. Кузнецов Е. В. Методы сокращения потерь светлых нефтепродуктов при проведении технологических операций на нефтебазах / Е.В. Кузнецов. – Текст: электронный // ГИАБ: [сайт]. – 2008. – №2-1. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/metody-sokrascheniya-poter-svetlyh-nefteproduktov-pri-provedenii-tehnologicheskikh-operatsiy-na-neftebazah> (дата обращения: 29.05.2022).

11. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия (с Изменениями N 1, 2): дата введения 2002-07-01. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200028839> (дата обращения 29.05.2022). – Текст: электронный.

12. Коннова Г.В. Оборудование транспорта и хранения нефти и газа: учеб. пособие для вузов / Г.В. Коннова. – 2-е изд. – Ростов н/Д.: Феникс, 2007. – 128 с.

13. РД 153-39.4-056-00. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов: дата введения 2001-01-01. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200030378> (дата обращения 29.05.2022). – Текст: электронный.

14. ГОСТ Р 58623-2019. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные. Правила технической эксплуатации: дата введения 2020-08-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200169168> (дата обращения 15.05.2022). – Текст: электронный.

15. СП 365.1325800.2017. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для хранения нефтепродуктов. Правила производства и приемки работ при монтаже: дата введения 2018-06-14. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/550965736> (дата обращения 15.05.2022). – Текст: электронный.

16. ГОСТ 6356-75. Метод определения температуры вспышки в закрытом тигле: дата введения 1977-01-01. – URL:

					Список используемых источников литературы	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

<https://docs.cntd.ru/document/1200005427> (дата обращения 24.05.2022). – Текст: электронный.

17. РД 153-39-019-97. Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях нефтяных компаний российской федерации: дата введения 1998-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200021671> (дата обращения 24.05.2022). – Текст: электронный.

18. Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации № 420п «Об утверждении профессионального стандарта "Оператор товарный"»: дата введения 2018-06-27. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/542628901> (дата обращения 19.05.2022). – Текст: электронный.

19. Российская Федерация. Постановления. Об утверждении норм естественной убыли нефтепродуктов при приеме, хранении, отпуске и транспортировании: Постановление N 40 : [принят ГОССНАБ СССР]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/9014650> (дата обращения 24.05.2022). – Текст : электронный.

20. Приказ Министерства Энергетики Российской Федерации № 232 Об утверждении Правил технической эксплуатации нефтебаз: дата введения 2003–06–19. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901866234> (дата обращения 19.05.2022). – Текст: электронный.

21. Патент № 146942 Российская Федерация, МПК B65D 90/38(2006.01). Дифференциальный газовый отражатель резервуара для хранения нефти и нефтепродуктов: № 2014129088: заявл. 15.07.2014: опубл. 20.10.2014 / Кульмухамбетов М.Б.

22. Патент № 1404090 Российская Федерация, МПК B01D 19/00(2006.01). Установка улавливания легких фракций: № 4112527: заявл. 27.05.1986: опубл. 23.06.1988 / Тронов В.П.

					Список используемых источников литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

23. Патент № 1434210 Российская Федерация, МПК В65D 88/34 (2006.1). Газоуравнительная система резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов: № 4063224: заявл. 05.05.1986: опубл. 30.10.1988 / Манакин А.Ю.

24. Патент № 2502660 Российская Федерация, МПК В65D 88/34 (2006.1). Резервуар для хранения жидких углеводородов: № 2012149061: заявл. 20.11.2012: опубл. 27.12.2013 / Паутов В.И.

25. Патент № 2248315 Российская Федерация, МПК В65D 88/34 (2006.1), В65D 88/42 (2006.01). Плавающая крыша нефтеналивного резервуара : № 2003109802 : заявл. 08.04.2003: опубл. 10.01.2005 / Землянский А. А.; заявитель СГТУ.

26. Патент № 2307776 Российская Федерация, МПК В65D 88/34 (2006.1), В65D 90/28(2006.01). Понтон для вертикальных стальных резервуаров: № 2006110794: заявл. 03.04.2006: опубл. 10.10.2007 / Багдасаров Р. С.; заявитель СГТУ.

27. ГОСТ 27751-2014. Надежность строительных конструкций и оснований: дата введения 2015-07-01. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200115736> (дата обращения 24.05.2022). – Текст: электронный.

28. Правила проектирования, изготовления и монтажа вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов (СТО-СА-03-002-2009)/ Колл. авт. - 1-е изд. - Российская ассоциация экспертных организаций техногенных объектов повышенной опасности (Ассоциация Ростехэкспертиза), М., 2009 - 216 с.

29. ГОСТ 17.5.3.04-83. Охрана природы (ССОП). Земли. Общие требования к рекультивации земель (с Изменением N 1): дата введения 1984-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003393> (дата обращения 11.05.2022.).

30. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 13.04.2021).

					Список используемых источников литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

31. ПБ 09-563-2003. Об утверждении правил промышленной безопасности для нефтеперерабатывающих производств: дата введения 2003–05–29. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901865546> (дата обращения 19.05.2022). – Текст: электронный.

32. СНиП 112.13330.2011. Пожарная безопасность зданий и сооружений: дата введения 1998-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/871001022> (дата обращения 19.05.2022). – Текст: электронный.

33. ППБ-01-03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации: дата введения 2003–06–18. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_43497/0b93cc757b53bbc86c687d43202078da6ee812d4/ (дата обращения 19.05.2022). – Текст: электронный.

34. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации № 6 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок»: дата введения 2003–01–13. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901839683> (дата обращения 19.05.2022). – Текст: электронный.

35. Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации № 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»: дата введения 2020–12–15. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573264184> (дата обращения 19.05.2022). – Текст: электронный.

36. Постановление Правительства Российской Федерации № 390 «Правила противопожарного режима РФ правительства РФ» : дата введения 2012–04–25 . – URL: <https://docs.cntd.ru/document/902344800> (дата обращения 19.05.2022). – Текст: электронный.

37. Приказ Министерство труда и социальной защиты Российской Федерации № 915н «Об утверждении правил по охране труда при хранении, транспортировании и реализации нефтепродуктов»: дата введения 2020.12.16. –

					Список используемых источников литературы	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

URL: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=380435> (дата обращения 19.05.2022г.). – Текст: электронный.

38. Приказ Минтруда России № 182н «Об утверждении профессионального стандарта "Оператор товарный"»: дата введения 2015–03–23. – URL: <https://legalacts.ru/doc/prikaz-mintruda-rossii-ot-23032015-n-182n/> (дата обращения 19.05.2022). – Текст: электронный.

39. ГН 2.2.5.3532-18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны: дата введения 2018–02–13. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/557235236> (дата обращения 19.05.2022). – Текст: электронный.

40. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности: дата введения 2015-11-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения 19.05.2022г.). – Текст: электронный.

41. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений: 1996–10–01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901704046> (дата обращения 19.05.2022). – Текст: электронный.

42. СНиП 23-05-95*. Естественное и искусственное освещение: дата введения 1996-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/871001026> (дата обращения 19.05.2022). – Текст: электронный.

43. ГОСТ 12.2.003 - 91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности: дата введения 1992-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901702428> (дата обращения 19.05.2022). – Текст: электронный.

44. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты: дата введения 2019-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200161238> (дата обращения 19.05.2022). – Текст: электронный.

					Список используемых источников литературы	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

45. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования: дата введения 1978-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200270> (дата обращения 19.05.2022). – Текст: электронный.

46. Российская Федерация. Законы. Закон о защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера: Федеральный закон № 68-ФЗ: [Принят Государственной Думой 11 ноября 1994 года]. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_5295/ (дата обращения 11.05.2022).

47. Российская Федерация. Законы. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности: Федеральный закон №131–ФЗ : [Принят Государственной Думой 16 сентября 2003 года]. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_44571/ (дата обращения 11.05.2022).

48. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны: – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/901862250> (дата обращения 18.05.2022).

49. Российская Федерация. Законы. Закон об охране окружающей среды: Федеральный закон № 7-ФЗ: [Принят Государственной Думой 10 января 2002 года]. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34823/ (дата обращения 11.05.2022).

50. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод: дата введения 1983-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004387> (дата обращения 11.05.2022).

					Список используемых источников литературы	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение А «Технологическая схема резервуара вертикального стального типа рвс-5000 м³»

