

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 18.03.01. Химическая технология
 Отделение школы Отделение химической инженерии

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Исследование технологии улавливания легких фракций на месторождениях Западной Сибири

УДК 622.692.55(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д7Г	Никитина Валентина Владимировна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Бешагина Е.В.	к.х.н.		14.04.2022

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ООД ШБИП	Мезенцева Ирина Леонидовна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Кузьменко Елена Анатольевна	к.т.н., доцент		

Рецензент

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Томск – 2022 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способность применять естественнонаучные и общепрофессиональные знания, методы математического анализа и моделирования в инженерной деятельности, связанной с проектированием и конструированием, технологиями производства оптоэлектроники, оптических и оптико-электронных приборов и комплексов
ОПК(У)-2	Способность осуществлять профессиональную деятельность с учетом экономических, экологических, интеллектуально-правовых, социальных и других ограничений на всех этапах жизненного цикла технических объектов и процессов
ОПК(У)-3	Готовность использовать знания о строении вещества, природе химической связи в различных классах химических соединений для понимания свойств материалов и механизма химических процессов, протекающих в окружающем мире
ОПК(У)-4	Владение пониманием сущности и значения информации в развитии современного информационного общества, осознания опасности и угрозы, возникающих в этом процессе, способность соблюдать основные требования информационной безопасности, в том числе защиты государственной тайны
ОПК(У)-5	Владение основными методами, способами и средствами получения, хранения, переработки информации, навыками работы с компьютером как средством управления информацией
ОПК(У)-6	Владение основными методами защиты производственного персонала и населения от возможных последствий аварий, катастроф, стихийных бедствий
Профессиональные компетенции	

Код компетенции	Наименование компетенции
ПК(У)-1	Способность и готовность осуществлять технологический процесс в соответствии с регламентом и использовать технические средства для измерения основных параметров технологического процесса, свойств сырья и продукции
ПК(У)-2	Готовность применять аналитические и численные методы решения поставленных задач, использовать современные информационные технологии, проводить обработку информации с использованием прикладных программных средств сферы профессиональной деятельности, использовать сетевые компьютерные технологии и базы данных в своей профессиональной области, пакеты прикладных программ для расчета технологических параметров оборудования
ПК(У)-3	Готовность использовать нормативные документы по качеству, стандартизации и сертификации продуктов и изделий, элементы экономического анализа в практической деятельности
ПК(У)-4	Способность принимать конкретные технические решения при разработке технологических процессов, выбирать технические средства и технологии с учетом экологических последствий их применения
ПК(У)-5	Способность использовать правила техники безопасности, производственной санитарии, пожарной безопасности и нормы охраны труда, измерять и оценивать параметры производственного микроклимата, уровня запыленности и загазованности, шума, и вибрации, освещенности рабочих мест
ПК(У)-6	Способность налаживать, настраивать и осуществлять проверку оборудования и программных средств
ПК(У)-7	Способность проверять техническое состояние, организовывать профилактические осмотры и текущий ремонт оборудования, готовить оборудование к ремонту и принимать оборудование из ремонта
ПК(У)-8	Готовность к освоению и эксплуатации вновь вводимого оборудования
ПК(У)-9	Способность анализировать техническую документацию, подбирать оборудование, готовить заявки на приобретение и ремонт оборудования
ПК(У)-10	Способность проводить анализ сырья, материалов и готовой продукции, осуществлять оценку результатов анализа
ПК(У)-11	Способность выявлять и устранять отклонения от режимов работы технологического оборудования и параметров технологического процесса

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 18.03.01. «Химическая технология» (Химическая технология подготовки и переработки нефти и газа)
 Отделение школы Отделение химической инженерии

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Кузьменко Е.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Д7Г	Никитина Валентина Владимировна

Тема работы:

Исследование технологии улавливания легких фракций на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.01.2022 г., №28-91/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2022 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Технологические схемы трех месторождений Западной Сибири.</p>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Описание работы установок подготовки нефти. 2. Основные процессы подготовки нефти. 3. Описание основных причин потери легких углеводородов в процессах подготовки нефти. 4. Методы снижения потерь легких углеводородов. 5. Общие характеристики исследуемых месторождений. 6. Расчет эффективности применения различных методов для снижения выбросов легких углеводородов. 7. Оценка результатов расчетов и выдача рекомендаций. 8. Основные выводы по работе.
--	--

<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Мезенцева Ирина Леонидовна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Кашук Ирина Вадимовна

<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>14.04.2022 г.</p>
--	----------------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Бешагина Е.В.	к.х.н.		14.04.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д7Г	Никитина Валентина Владимировна		14.04.2022

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСО-
СБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Д7Г	Никитиной Валентине Владимировне

Школа	ИШПР	Отделение Школа	ОХИ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	18.03.01 Химическая технология

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование</i>
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления во внебюджетные фонды 30 %</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>Анализ конкурентных технических решений (НИ)</i>	<i>Расчет конкурентоспособности SWOT-анализ</i>
<i>Формирование плана и графика разработки и внедрения (НИ)</i>	<i>Структура работ. Определение трудоемкости. Разработка графика проведения исследования</i>
<i>Составление бюджета инженерного проекта (НИ)</i>	<i>Расчет бюджетной стоимости НИ</i>
<i>Оценка ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности (НИ)</i>	<i>Интегральный финансовый показатель. Интегральный показатель ресурсоэффективности. Интегральный показатель эффективности.</i>
Перечень графического материала	
Оценка конкурентоспособности ИР Матрица SWOT Диаграмма Ганта Бюджет НИ Основные показатели эффективности НИ	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н доцент		28.02.22

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д7Г	Никитина Валентина Владимировна		28.02.22

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Д7Г		Никитиной Валентине Владимировне	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОХИ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	18.03.01 Химическая технология

Тема ВКР:

Исследование технологии улавливания легких фракций на месторождениях Западной Сибири

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение

- Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.
- Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации

*Объект исследования: установка подготовки нефти
Область применения: нефтяная промышленность
Рабочая зона: Производственное помещение;
Размеры помещения: 25*30 м;
Количество и наименование оборудования рабочей зоны: ПК, резервуары вертикальные стальные (РВС-5000), печь подогрева нефти, блок дозировки реагентки.
Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: контроль параметров технологического режима, исправности оборудования, плановые обходы объекта.*

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации

- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

*Правовые нормы трудового законодательства, регулирующие соблюдение безопасности при работе в производственных помещениях.
Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 1.03.2022)*

Постановление Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 2 декабря 2020 года N 40 Об утверждении санитарных правил СП 2.2.3670-20 "Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда"

"Правила безопасной эксплуатации и охраны труда для нефтеперерабатывающих производств. ПБЭ НП-2001" (утв. Минэнерго РФ 11.12.2000)

2. Производственная безопасность при эксплуатации:

- Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации объекта исследования;

Опасные производственные факторы:

1. факторы, порождаемые химическими и физико-химическими свойствами используемых или находящихся в рабочей зоне веществ и материалов;
2. производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги тканей организма человека;
3. производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий

Вредные производственный факторы:

	<ol style="list-style-type: none"> 1. производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; 2. повышенный уровень общей вибрации; 3. повышенный уровень шума 4. отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения
3. Экологическая безопасность при эксплуатации	<p>Воздействие на селитебную зону: выброс пожароопасных и токсичных веществ в атмосферу</p> <p>Воздействие на литосферу: загрязнение почв при проведении технологических операций, авариях;</p> <p>Воздействие на гидросферу: загрязнение грунтовых вод и морей при проведении технологических операций, авариях;</p> <p>Воздействие на атмосферу: выброс пожароопасных веществ в атмосферу</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	<p>Возможные ЧС:</p> <p>Техногенные аварии: возникновение пожара, взрыва</p> <p>Природные катастрофы: ураган, удары молний и т.д.;</p> <p>Геологические воздействия: обвалы, землетрясения, оползни и т.д.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: возникновение пожара</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику 28.02.22	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель отделения	Мезенцева Ирина Леонидовна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д7Г	Никитина Валентина Владимировна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 88 с., включает 5 рисунков, 33 таблицы, 35 литературных источника.

Ключевые слова: подготовка нефти, улавливание легких фракций, УПН, математическое моделирование.

Объектом исследования является установка подготовки нефти на месторождениях М1, М2, М3.

Цель работы – Снижение потерь легких фракций углеводородов на месторождениях Западной Сибири за счет оптимизации технологических параметров.

В процессе исследования проводились расчеты количества выбросов легких углеводородов для различных систем улавливания.

В результате исследования разработаны рекомендации по ведению технологического процесса для снижения потерь легких фракций углеводородов.

Внедрение разработанных рекомендаций позволит сократить количество потерь легких углеводородов на УПН трех рассматриваемых месторождениях Западной Сибири.

Список обозначений и сокращений

ЛУ – легкие углеводороды;

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;

УУЛФ – установка улавливания легких фракций;

УПН – установка подготовки нефти;

ПАВ – поверхностно активные вещества;

ДЭС – двойной электрический слой;

ПСМ – пробоотборник сыпучих материалов;

ПНК – подогреватель нефти комбинированный;

УПСВ – установка предварительного сброса воды;

БКНС – блочная кустовая насосная станция;

ППД – поддержание пластового давления;

ПТБ – печь трубчатая блочная;

РВС – 2000 – резервуар вертикальный стальной объемом 2000 м³;

СИКН – система измерения качества нефти;

БИР – блок измерительно-регулирующий;

С – сепаратор;

КС – концевой сепаратор;

ОН – отстойник нефти;

УСТН – установка сепарационная трубная наклонная;

СГ – сепаратор газовый;

ЕП – емкость подземная;

ГРП – газорегуляционный пункт;

ПП – подогреватель путевой;

КИПиА - контрольно-измерительные приборы и автоматизация.

Оглавление

Введение.....	13
Список обозначений и сокращений	10
1 Литературный обзор	14
1.1 Установка подготовки нефти (УПН).....	14
1.2 Основные процессы подготовки нефти	16
1.3 Причины потери ЛУ в процессах подготовки и транспортировки нефти 21	
1.4 Методы снижения потерь ЛУ	22
2 Объект и методы исследования	28
2.1 Общие характеристики производственных объектов	28
2.2 Характеристика исходного сырья, материалов, продукции	32
2.3 Постановка задачи исследования	37
2.4 Методы исследования.....	37
2.4.1 Методы расчета потерь легких фракций углеводородов.....	37
3 Расчеты и аналитика	43
3.1 Расчет эффективности понтонов для резервуаров рассматриваемых объектов.....	43
3.2 Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от резервуарных парков месторождений М1, М2, М3	45
4 Результаты проведенного исследования	49
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и энергосбережение.....	50
5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	50
5.1.1 Анализ конкурентных технических решений	50
5.1.2 SWOT-анализ.....	52
5.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	55
5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования	55
5.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения	56
5.3 Бюджет научно-технического исследования	60
5.3.1 Расчет материальных затрат НТИ	60
5.3.2 Расчет затрат на оборудование для научно-экспериментальных работ.	60
5.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы.....	61
5.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	63
5.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	64
5.3.6 Бюджетная стоимость НИР	65
5.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	66
5.4.1 Интегральный показатель финансовой эффективности	66
5.4.2 Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки.....	67
6 Социальная ответственность	70
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	71

6.2 Производственная безопасность.....	72
6.2.1 Анализ вредных и опасных факторов	72
6.3 Экологическая безопасность.....	79
6.3.1 Защита селитебной зоны	79
6.3.2 Защита атмосферы	79
6.3.3 Защита гидросферы.....	80
6.3.4 Защита литосферы.....	80
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	80
7 Заключение	83
Список использованных источников	85

Введение

Сокращение потерь нефти и нефтепродуктов в процессах ее подготовки на УПН и транспортировке является наиболее актуальной задачей в рамках повышения рентабельности и экологической привлекательности процессов.

Аналитические данные показывают, что годовые потери при перекачке нефти от скважины до НПЗ и нефтепродуктов при доставке от завода до потребителя включительно составляют около 9% от её годовой добычи. При этом в результате испарения из нефти уходят главным образом наиболее легкие компоненты, являющиеся основным и ценнейшим сырьём для нефтехимических производств [1].

Большая часть потерь приходится на операции слива и налива углеводородов, так называемые – большие дыхания. При хранении нефти в резервуарах за счет суточных колебаний температуры также происходит процесс потерь легких углеводородов – малые дыхания.

В качестве объекта исследования использовалось три установки подготовки нефти расположенных на месторождениях Западной Сибири.

Для исследования и расчётов использовались расчетные методики определения потерь легких фракций углеводородов.

1 Литературный обзор

1.1 Установка подготовки нефти (УПН)

Установка подготовки нефти (УПН) предназначена для приема продукции нефтяных скважин и их подготовки для дальнейшей транспортировки.

На УПН осуществляется прием сырой нефти, ее предварительное разделение на нефть, попутный нефтяной газ (ПНГ) и пластовую воду с последующей подготовкой нефти и доведения ее до товарного качества. Типичная структура УПН приведена на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1 – Схематическое изображение УПН

Также на УПН происходит учет товарной нефти, учет и утилизация ПНГ, откачка товарной нефти в нефтепровод [1].

Основное технологическое оборудование УПН включает в себя:

- входной блок гребенки;
- нефтегазовые сепараторы;

- путевые подогреватели нефти (продукции скважин);
- нефтегазовые сепараторы со сбросом воды;
- блок обезвоживания и обессоливания нефти;
- блок концевой сепарационной установки;
- аппараты подготовки пластовой воды;
- газовые сепараторы;
- блок насосной откачки нефти;
- блок насосной откачки пластовой воды;
- блок измерения и регулирования расхода попутного газа;
- блок коммерческого (оперативного) учета нефти;
- факельные установки высокого и низкого давления;
- буферные емкости;
- дренажные емкости;
- аварийные резервуары;
- блок ЩСУ;
- щиты НКУ 0,4 кВ;
- операторная с автоматизированным рабочим местом (АРМ) оператора;
- система АСУ ТП;
- система пожаротушения (автоматическая или ручная).

В зависимости от требуемых физико-химических свойств и качества конечной продукции комплект оборудования УПН может меняться.

К основным техническим характеристикам установок подготовки нефти относят:

- производительность по нефтепродуктам;
- содержание воды в товарной нефти;
- содержание нефтепродуктов в подготовленной воде.
- температура окружающей среды, при которой они могут работать.

Требование к качеству получаемой нефти представлены в ГОСТ 51858-2002 [2].

1.2 Основные процессы подготовки нефти

Сырая нефть перерабатывается в целях:

1. отделения газовой фазы (попутного газа) от добываемой жидкости;
2. отделение пластовой воды от нефти;
3. снижение содержания механических примесей.

Все эти мероприятия сопровождаются снижением давления подготавливаемой нефти от пластового давления до давления в резервуарах-хранилищах (обычно атмосферного). Первостепенной задачей является обеспечение соответствия качества сырой нефти требованиям ГОСТ 51858-2002. Весь процесс подготовки нефти, включая ее транспортировку из резервуара в отгрузочную емкость, происходит в герметичной системе.

Первым этапом подготовки нефти является разделение фаз (нефть, газ и вода) на отдельные потоки. Это происходит в двухфазных газонефтяных сепараторах, когда добываемый поток не содержит воды, или в трехфазном сепараторе, когда добываемый поток содержит воду. Сепарация газа от нефти, осуществляемая в этих сепараторах, признана системообразующим процессом в цепи промысловых технологических установок нефтегазовых операций. Сепараторы используются для сброса избыточного давления попутного газа и, следовательно, для отделения его от нефти [3].

При наличии воды в добываемом потоке, также используются сепараторы для отделения свободной воды от нефти (рисунок 1.2).

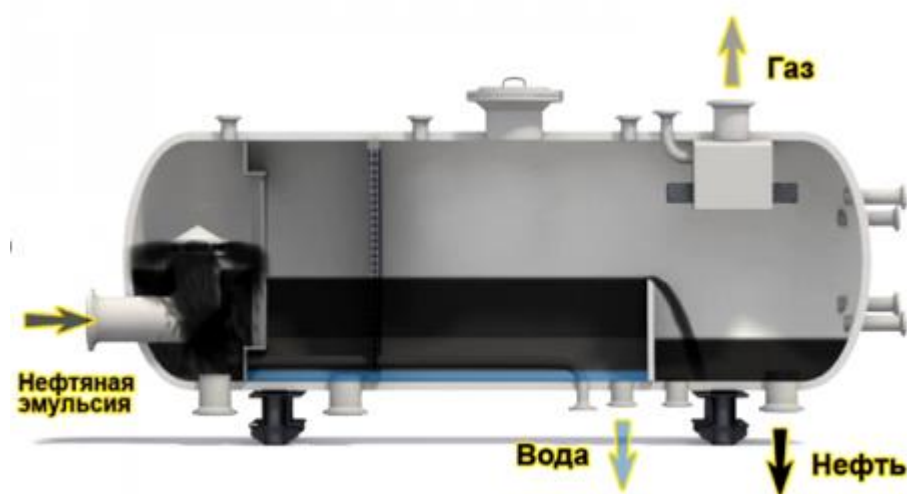


Рисунок 1.2 – Трехфазный сепаратор

Двух- и трехфазные сепараторы отличаются конструкцией внутренних устройств – наличие переливной перегородки в случае трехфазного сепаратора и наличием дополнительного сырьевого штуцера.

После процесса сепарации нефть все еще может содержать от 10% до 15% воды, которая находится преимущественно в виде эмульгированной воды. Присутствие воды вызывает коррозию и образование накипи при транспортировке нефти и на нефтеперерабатывающих заводах.

Химическая обработка

Химическая обработка используется в большинстве операций и часто применяется на первом этапе разделения. Для данной задачи используют поверхностно-активные вещества (ПАВ), которые могут быть добавлены непосредственно перед сепарационным блоком или же еще раньше – на устье скважины. Поверхностно-активное вещество растворимо в нефти и снижает поверхностное натяжение воды и более тяжелых элементов нефти, что способствует отделению воды от нефти [4].



Рисунок 1.3 – Узел дозировки ПАВ

Тепловая обработка

Для увеличения эффективности процесса разделения нефти от жидкости и механических примесей за счет снижения вязкости, эмульсию подвергают тепловому воздействию. В качестве нагревателей используют как естественный источник – Солнце (в теплые месяцы), так и печи.



Рисунок 1.4 – Пример нагревателя

Часто ставится цель использовать как можно меньше тепла, так как газовое топливо для топки может быть дорогим. Растущая тенденция заключается в полном отказе от искусственного тепла. Методы достижения этой цели разрабатываются, но может пройти несколько лет, прежде чем станет действительно возможным вообще не использовать тепло [4].

Электрическая обработка

Для разрушения водонефтяной эмульсии обратного типа (вода в нефти) используется также сила электрического поля. Аппарат, в котором проводят данный процесс называется электродегидратор.

В результате индукции электрического поля диспергированные глобулы воды поляризуются с образованием в вершинах электрических зарядов, изменяют направление своего движения синхронно основному полю и все время находятся в состоянии колебания.

Форма глобул постоянно меняется, что приводит к смятию структурно-механического барьера, разрушению адсорбционных оболочек и коалесценции глобул воды.

По геометрической форме различают цилиндрические и сферические электродегидраторы, по расположению в пространстве - вертикальные и горизонтальные. Конструкция электродегидратора приведена на рисунке 1.5 [5].

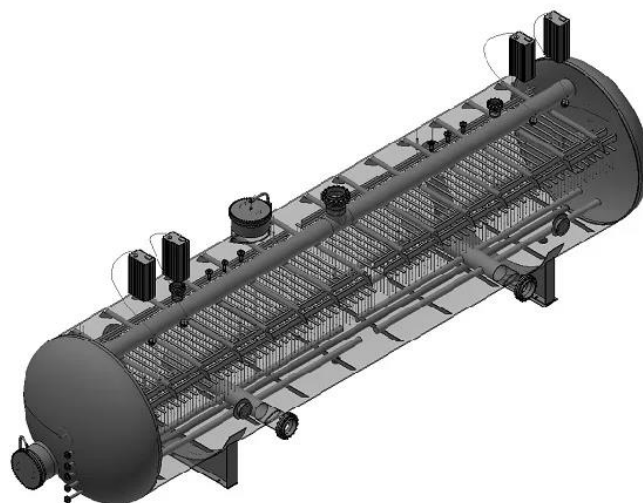


Рисунок 1.5 – Цилиндрический горизонтальный дегидратор

1.3 Причины потери ЛУ в процессах подготовки и транспортировки нефти

Многочисленные исследования показали, что более 85% потерь нефти связано с испарением. Кроме материальных потерь испарение нефти часто сопровождается ухудшением некоторых физико-химических свойств нефти и приводит к загрязнению окружающей среды. При испарении легких углеводородов изменяются физические характеристики нефти: увеличиваются плотность и вязкость, утяжеляется фракционный состав и т.д. [6].

Уровень технологических потерь углеводородов на месторождениях зависит от физико-химических свойств углеводородов, эффективности оборудования, завершенности технологических схем на основании выполненных проектов разработки и обустройства нефтегазовых месторождений. При этом ежегодно экспертными организациями обосновываются нормы технологических потерь нефти для каждого месторождения. Под технологическими потерями нефти понимаются безвозвратные потери нефти в процессе ее сбора, подготовки, транспорта и хранения (уменьшение массы нефти при сохранении качества в пределах требований нормативных документов).

Одним из основных источников естественных потерь нефтепродуктов являются их потери от испарения из резервуаров. Эксплуатационные потери могут быть полностью устранены.

Аварийные потери возникают вследствие повреждения резервуаров, трубопроводов и оборудования в результате каких-либо непредвиденных ситуаций. Поскольку на всех объектах отрасли производится планомерная работа по предотвращению аварий, то вклад этого вида потерь в их общую величину относительно невелик. Независимо от вида потерь жидких углеводородов в конечном итоге они оказываются в атмосфере, что отрицательным образом сказывается на окружающей среде, и особенно на здоровье людей.

1.4 Методы снижения потерь ЛУ

Методы снижения потерь нефти в товарных парках делятся на три группы:

1. Предупреждение испарения;
2. Уменьшение испарения нефти;
3. Сбор продуктов испарения нефти;

Самым простым способом снижения испаряемости является тепловая защита резервуаров. В данную группу входят: окрашивание резервуаров, их тепловая изоляция (применение экранов), а также водяное орошение. Достоинством данной группы методов являются сравнительно небольшие затраты. К недостаткам можно отнести отсутствие контроля состояния резервуара (в некоторых случаях), односторонность данной защиты.

Способ сокращения потерь за счёт специальной конструкции ёмкостей заключается в том, что в зависимости от оборачиваемости выбирается определённый тип ёмкости (каплевидный, с плавающей крышей, с дышащей крышей,

под избыточным давлением), который является оптимальным для каждого случая и помогает сократить потери топлива при дыхании. Минусом данного способа является то, что эффективность достигается при малой оборачиваемости резервуаров [7].

Сокращение потерь при использовании метода газовой обвязки оптимально при хранении одного типа нефтепродукта в различных резервуарах. Конструкционной особенностью данного метода является соединение трубопроводом газового пространства резервуаров, с последующей конденсацией паров в отдельном резервуаре.

Несравненным плюсом данного метода является замкнутость системы резервуаров относительно окружающей среды. Однако данный метод требует использования только одного типа нефтепродуктов в данных резервуарах, а также больших капитальных вложений в строительство данной системы.

Плавающие крыши и понтоны сокращают газовое пространство, что даёт значительный эффект при уменьшении испарений нефтепродуктов. Использование данного способа возможно в резервуарах с большой оборачиваемостью, установленных в тёплой климатической зоне, а также в резервуарах большой вместимости. При соблюдении данных условий окупаемость плавающих крыш и понтонов составляет менее года, но ограничивающий климатический фактор не даёт возможности их широкого использования.

В [8] предложен метод, который имеет тот же принцип, что и резервуар с плавающей крышей, но вместо поверхности, покрытой металлом, для покрытия поверхности сырой нефти использовались химические вещества низкой плотности, то есть пенополиуретан и пеноэтиленвинилацетат. По сравнению с пеноэтиленвинилацетатом пенополиуретан давал меньший процент снижения испарения сырой нефти. Было обнаружено, что увеличение толщины присадки до 3 см является наилучшим параметром для снижения испарения сырой нефти. При температурах 40, 45 и 50°C пенополиуретан толщиной 3 см смог снизить испарение сырой нефти на 81,6 - 91,7%, 75,9 - 87,3% и 74,2% - 6,6% соответственно. При температурах 40, 45 и 50°C пеноэтиленвинилацетат толщиной 3 см уменьшил испарение сырой нефти на 68,6 - 78,1%, 56,8 - 60,9% и 42,4 - 49,6% соответственно.

Использование микрополых шариков и защитных эмульсий также основано на уменьшении газового пространства. При использовании данного метода в нефтепродукт вводятся либо микрополые шарики, либо защитная эмульсия, которая образует на поверхности нефтепродукта защитную плёнку, что приводит к снижению потерь до 80% [9].

В [10] предложен метод снижения потерь ЛУ путем введения микроколичеств добавки, обладающей поверхностно-активными свойствами, как новый метод. Были предприняты успешные попытки использовать свободную жирную кислоту (СЖК) в виде искусственной соли для уменьшения потери

легких углеводов. Оптимальную концентрацию этой соли определяли путем оценки наименьшего давления насыщения ее паром (8 мг/кг). Установлено, что в маслобаках скорость испарения снизилась до 47%.

Следующий способ заключается в использовании дисков-отражателей, которые превышают значение дыхательных клапанов в диаметре. Конструктивная особенность данного способа заключается в том, что поступающий через клапан воздух отражается вверх, а не вглубь резервуарного пространства. Так уменьшается перемешивание паровоздушной смеси, наибольшая концентрация которой находится у поверхности резервуара [11].

В [12] приведен мембранный метод улавливания легких фракций, который основан на избирательной способности мембраны пропускать молекулы воздуха и удерживать молекулы углеводов, что сокращает испарение последних.

Селективность разделения (при неизменности внешних факторов) определяется исключительно внутренней структурой материала мембраны, а проницаемость зависит от толщины разделительного слоя мембраны. Мембраны, используемые для газоразделения, должны обладать высокой проницаемостью и обеспечивать относительно высокую селективность [13].

Важным преимуществом применения мембранных установок является их длительный срок службы. К примеру, на официальном сайте компании «Криогенмаш» приводятся сведения, что срок службы их мембранных газоразделительных установок составляет минимум 10 лет [14].

Мембранные системы УЛФ упоминаются в некоторых источниках и оцениваются как не самые эффективные. Например, в работе [15] отмечается, что мембранный способ разделения обеспечивает низкую пропускную способность и не подходит для разделения ПВС, состоящей более чем из трех компонентов. В работе [16] по результатам технико-экономического анализа сделан вывод об убыточности систем УЛФ, в том числе мембранных, в низком диапазоне производительности от 17,2 до 137,4 м³/ч.

Однако автор работ [17, 18] утверждает, что способ разделения ПВС на мембранах может снизить затраты при рекуперации паров нефтепродуктов на АЗС. Кроме того, известны устройства на основе мембранных модулей, предназначенные для улавливания паров нефтепродуктов на АЗС [19] и для очистки от углеводородов ПВС, выбрасываемых при заполнении емкостей с бензином [20].

Очевидно, что наиболее эффективными по снижению выбросов в атмосферу паров нефтепродуктов являются установки улавливания лёгких фракций (УЛФ). В настоящее время существует большое количество установок с различным конструктивным исполнением и принципами работы. При высокой эффективности существующие установки этого типа обладают рядом недостатков: они дорогостоящие, имеют сложное оборудование и систему управления, требуют наличия потребителей сухого газа и т. д. При этом затраты на сооружение и эксплуатацию улавливающих установок обычно превышают

стоимость сбережённого продукта. В то же время на современном уровне технического оснащения нефтебаз и складов горючего естественные потери нефти и нефтепродуктов от испарения с высокой экономичностью практически полностью могут быть устранены в результате применения разработанных стирлинг-технологий, основанных на применении низкотемпературных холодильных машин Стирлинга [21]. Установка сконструирована на базе процесса ступенчатого охлаждения. Охлаждение происходит последовательно в три этапа. На каждом этапе происходит конденсирование уловленной части паров с последующим разделением в сепараторе уловленных углеводородов в жидком состоянии от воды, содержащейся в парах и возвращением их в линию загрузки. Все три этапа охлаждения происходят в выпарном конденсаторе, состоящем из нескольких секций. В каждой секции расположен пластинчатый змеевик с оребренкой. В ходе процесса уловленные пары, последовательно проходя все секции, ступенчато охлаждаются, в результате чего происходит конденсирование и отвод углеводородной жидкости в сепаратор. Уловленные пары двигаются по межтрубному пространству, проходя через ребра между труб в блоке змеевика, а хладагент проходит внутри труб.

2 Объект и методы исследования

2.1 Общие характеристики производственных объектов

Проектная мощность установки подготовки нефти месторождения М1 (рисунок 2.1):

-1100 тыс. т/год по товарной нефти;

-1250 тыс. т/год по жидкости.

Производительность УПН месторождения М2 (рисунок 2.2):

-1100 тонн/сут. по нефти;

- 4600м³/сут по жидкости.

Проектная мощность установки подготовки нефти месторождения М3 (рисунок 2.3):

-1184 тыс. т/год по товарной нефти;

-3592 тыс. т/год по жидкости.

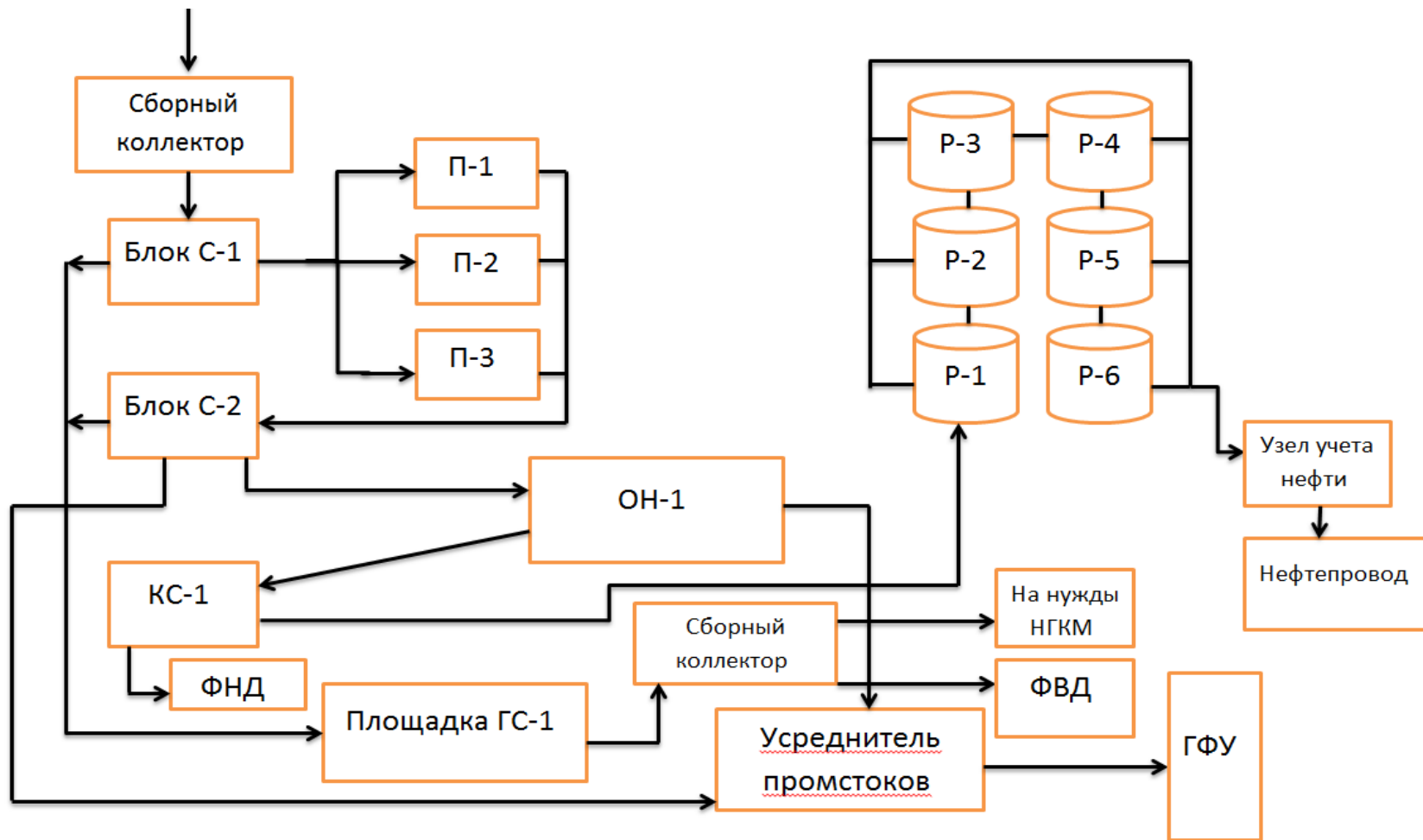


Рисунок 2.1 – Блок-схема месторождения М1

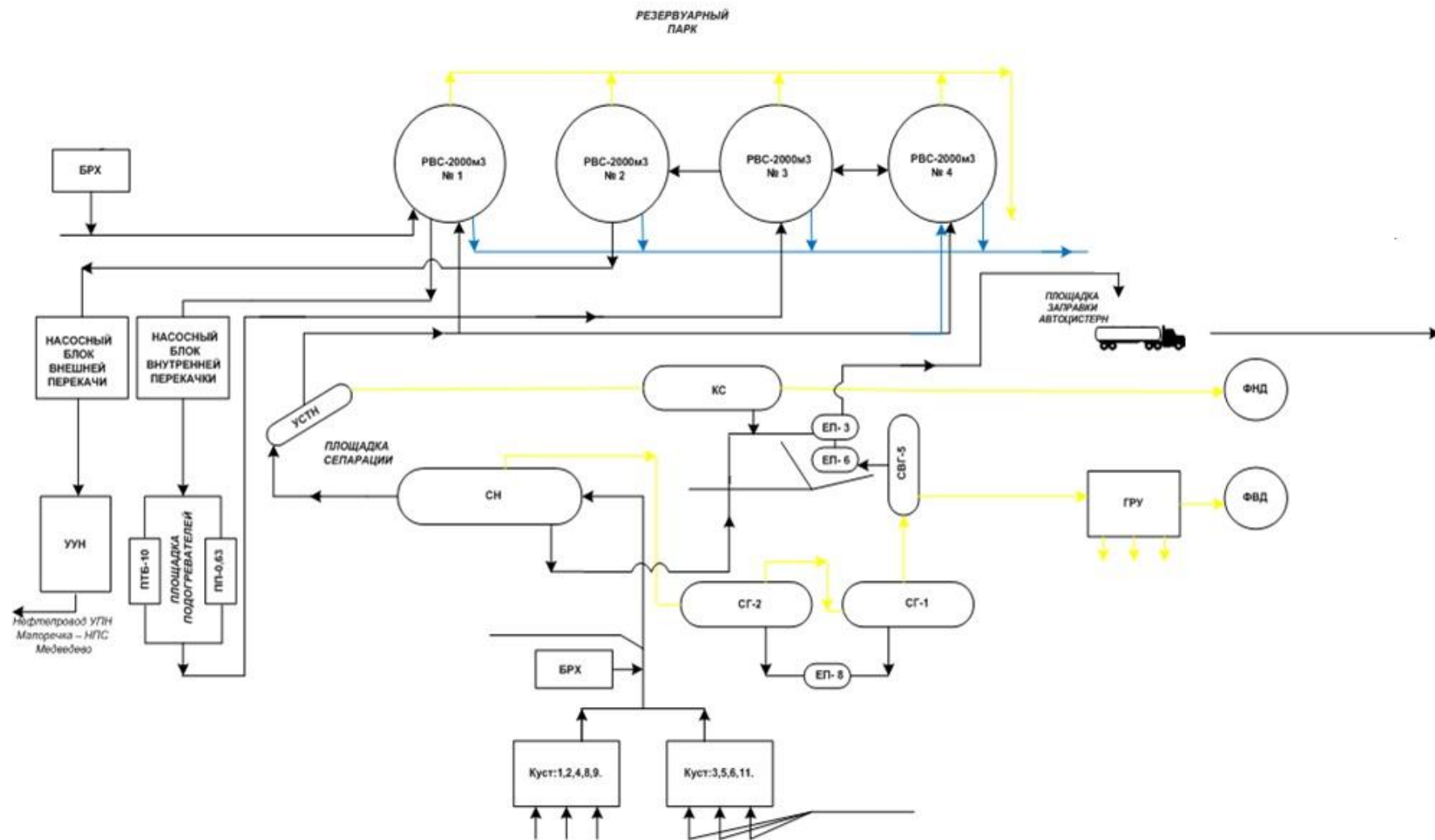


Рисунок 2.2 – Блок-схема месторождения М2

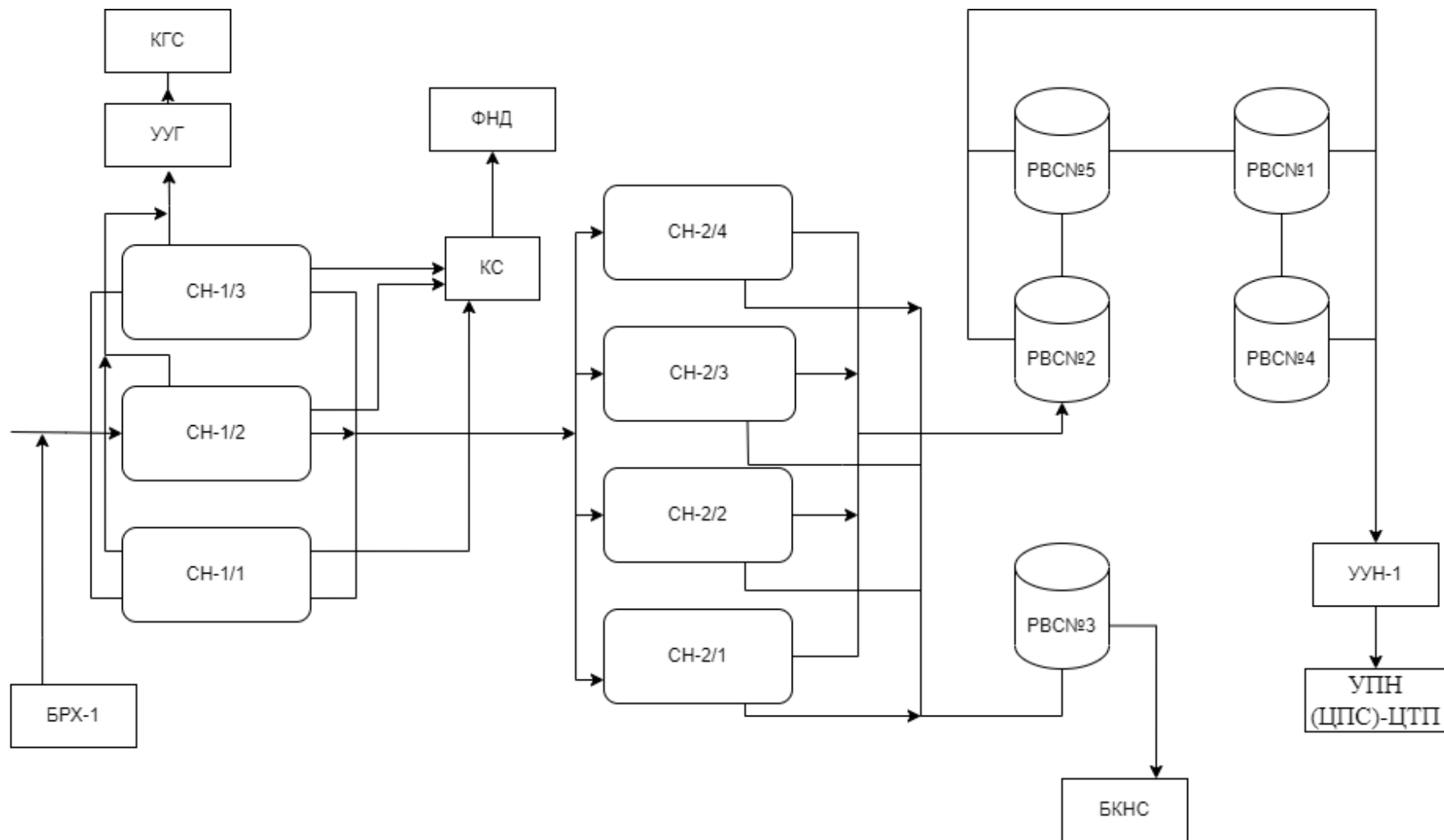


Рисунок 2.3 – Блок-схема УПН месторождения М3

2.2 Характеристика исходного сырья, материалов, продукции

Таблица 2.1 - Характеристика сырья, материалов, продукции месторождения

М1

Наименование сырья, материалов, реагентов, изготавливаемой продукции	Номер государственного или отраслевого стандарта, технических условий, стандарта организации	Показатели качества, обязательные для проверки	Норма по ГОСТ, ОСТ, СТП, ТУ	Область применения изготавливаемой продукции
Сырая нефть со скважин месторождения	ГОСТ 2477-65	1. Содержание воды	-	-
Товарная нефть	ГОСТ Р 51858-2002	1. Содержание воды, % 2. Содержание Cl-солей, не более мг/л 3. Содержание механических примесей, не более % 4. Давление насыщенных паров, кПа 5. Содержание хлорорганических соединений, ppm	не более 1,0 100-900 0,05 66,7 не более 10	Сырье для нефтеперерабатывающей промышленности
Подтоварная вода	ОСТ 39-130-81	1. Содержание нефтепродуктов, мг/л 2. Концентрация взвешенных частиц, мг/л	30-50 30-50	Применяется для поддержания пластового давления
Метиловый спирт	ГОСТ-2222-95	Плотность при 20°C, г/см ³	0,791-0,792	Растворение гидратных пробок
Дезэмульгаторы и ингибиторы				
СНПХ-4810А	ТУ 39-06765670-ОП-246-98	Внешний вид Плотность, при 20°C Вязкость, при 20°C, мм ² /с	Жидкость от светлой до тёмно-жёлтой окраски 0,910-0,995 30-70	Разрушение эмульсии вода-нефть

Наименование сырья, материалов, реагентов, изготавливаемой продукции	Номер государственного или отраслевого стандарта, технических условий, стандарта организации	Показатели качества, обязательные для проверки	Норма по ГОСТ, ОСТ, СТП, ТУ	Область применения изготавливаемой продукции
Пральт-16-Б	ТУ 2458-010-48692390-2008	Внешний вид Плотность, при 20°C Вязкость, при 20°C, мм ² /с	Жидкость светло-желтого цвета 873 45	Разрушение эмульсии вода-нефть
Теплофикационная вода (прямая)		Температура, °C Давление в системе, кгс/см ² Жесткость, мкг. экв/кг	60-90 3-3,5 800	Обогрев помещений
Техническая вода		Давление в системе, кгс/см ²	3-5	Хоз.быт. нужды, подпитка пож. РВС
Пенообразователи				
Пенообразователь «STHAMEX MOUS-SOL APS F15 3%»		Температура застывания Плотность при 20°C Кратность пены низкой кратности Кратность пены средней кратности	-16 1,058 11 53	Образование пены низкой и средней кратности в системе пожаротушения

Таблица 2.2 - Характеристика сырья, материалов, продукции месторождения М2

Наименование сырья, материалов, реагентов, изготавливаемой продукции	Номер государственного или отраслевого стандарта, технических условий, стандарта организации	Показатели качества, обязательные для проверки	Норма по ГОСТ, ОСТ, СТП, ТУ	Область применения изготавливаемой продукции
Газосодержащая водонефтяная эмульсия (продукция скважин)	-	Плотность	-	-
	-	Содержание воды	-	-
Товарная нефть на выходе с установки	ГОСТ 3900-85 МИ 2153-04 ГОСТ Р 8.599	Плотность	Не норм.	Транспортируется для откачки товарной нефти в систему магистральных нефтепроводов на СИКН
Подтоварная вода на выходе с установки	МВИ №02-24/Х1/МВИ-2/02.2008	Нефтепродукты	не более 50 мг/дм ³	Применяется для поддержания пластового давления на БКНС
Подтоварная вода на выходе с установки	ГОСТ 39-225-88	Механические примеси	не более 50 мг/дм ³	Применяется для поддержания пластового давления на БКНС
Попутный газ	-	-	-	Подача в систему внутриплощадочных газопроводов для утилизации внутренним потребителям, сжигание на факеле
Деэмульгатор ДИН-2Д	ТУ 2226-001-34743072-98 с изм. №№1-4 -	Внешний вид	Однородная жидкость от светло-желтой до светло-коричневой окраски	Разрушение эмульсии вода-нефть
		Плотность, при 20°С, кг/м ³	927	
		Вязкость, при 20°С, мм ² /с	45,1	
Метанол технический	ГОСТ 2222-95	Плотность при 20°С, г/см ³	0,791-0,792	Растворение гидратных пробок в газопроводах

Таблица 2.3 - Характеристика сырья, материалов, продукции месторождения

МЗ

№	НАИМЕНОВАНИЕ СЫРЬЯ, МАТЕРИАЛОВ, РЕАГЕНТОВ ИЗГОТОВЛЯЕМОЙ ПРОДУКЦИИ	НОМЕР ГОСУДАРСТВЕННОГО ИЛИ ОТРАСЛЕВОГО СТАНДАРТА, ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ, СТАНДАРТА КОМПАНИИ	ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА, ОБЯЗАТЕЛЬНЫЕ ДЛЯ ПРОВЕРКИ	НОРМА ПО ГОСТ, ОСТ, СТП, ТУ (ЗАПОЛНЯЕТСЯ ПРИ НЕОБХОДИМОСТИ)	ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ИЗГОТОВЛЯЕМОЙ ПРОДУКЦИИ
1	Нефть	ГОСТ 3900-85	Свойства нефти: Плотность при 20°C, кг/м ³	850,1	Откачка на ЦТП для дальнейшей подготовки.
		ГОСТ 3900-85	Плотность при 15°C, кг/м ³	853,7	
		ГОСТ 21534-76	Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³	195,9	
		ГОСТ 2477-65	Массовая доля воды, %	0,5	
		ГОСТ 6370-83	Массовая доля механических примесей, %	0,0079	
		ГОСТ 1437-75	Массовая доля серы, %	0,48	
		ГОСТ 11851-85	Массовая доля парафина в нефти, %	2,0	
		ГОСТ 33-2000	Вязкость кинематическая при 20°C, мм ² /с	6,87	
		ГОСТ 33-2000	Вязкость кинематическая при 50°C, мм ² /с	3,53	
		ГОСТ 20278-91	Температура застывания, °C	-32	
			Выход фракционный, % об.		
		ГОСТ 2177-99	100°C	8,0	
		ГОСТ 2177-99	200°C	30,5	
		ГОСТ 2177-99	300°C	54,0	
2	Попутный газ		Качество газа:		Сброс в газопровод низкого и высокого давления, для утилизации.
		ГОСТ 23781-87	Метан (СН ₄)	71,122	
		ГОСТ 23781-87	Этан (С ₂ Н ₆)	3,930	
		ГОСТ 23781-87	Пропан (С ₃ Н ₈)	7,745	
		ГОСТ 23781-87	Изо-Бутан (i-С ₄ Н ₁₀)	1,661	
		ГОСТ 23781-87	Бутан (С ₄ Н ₁₀)	4,123	
		ГОСТ 23781-87	Изо-Пентан (i-С ₅ Н ₁₂)	0,934	

№	НАИМЕНОВАНИЕ СЫРЬЯ, МАТЕРИАЛОВ, РЕАГЕНТОВ ИЗГОТОВЛЯЕМОЙ ПРОДУКЦИИ	НОМЕР ГОСУДАРСТВЕННОГО ИЛИ ОТРАСЛЕВОГО СТАНДАРТА, ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ, СТАНДАРТА КОМПАНИИ	ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА, ОБЯЗАТЕЛЬНЫЕ ДЛЯ ПРОВЕРКИ	НОРМА ПО ГОСТ, ОСТ, СТП, ТУ (ЗАПОЛНЯЕТСЯ ПРИ НЕОБХОДИМОСТИ)	ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ИЗГОТОВЛЯЕМОЙ ПРОДУКЦИИ
		ГОСТ 23781-87	Пентан (C ₅ H ₁₂)	1,115	
		ГОСТ 23781-87	нео-Пентан (n-C ₅ H ₁₂)	0,003	
		ГОСТ 23781-87	Гексаны (C ₆ H ₁₄)	0,258	
		ГОСТ 23781-87	Углерода диоксид (CO ₂)	0,976	
		ГОСТ 23781-87	Азот (N ₂)	6,224	
		ГОСТ 23781-87	Кислород (O ₂)	1,910	
		ГОСТ 30319.1-96	Плотность кг/м ³	1,004	
		ГОСТ 22667-82	Плотность отн.	0,833	
		ГОСТ 22667-82	Низшая теплота сгорания, ккал/м ³	10220.45	
		ГОСТ 22667-82	Число Воббе высшее, ккал/м ³	12304.661	
		ГОСТ 30319.1-96	Средняя молекулярная масса, г/моль	23.999	
	Подтоварная вода	МВИ № 02-24./Х1/МВИ-2/02.2008	Массовая концентрация нефти, мг/дм ³	до 50,0	Закачка в пласт для поддержания пластового давления.
		ОСТ 39-231-89	Механические примеси, мг/дм ³	до 50,0	
4	Реагент-деэмульгатор нефтяных эмульсий «Кемеликс 3417х»	ТУ 2483-004-24084384-00	Плотность при 20°С, кг/м ³	887 (усредн.)	Закачка в поступающую жидкость для разрушения нефтяных эмульсий
			Массовая доля активного вещества, %	40,9	
			Температура застывания, °С	-50 °С не застывает	
			Вязкость кинематическая при 20°С, мм ² /с	10,5	
5	Реагент-деэмульгатор нефтяных эмульсий «СНПХ-4810А»	ТУ 2458-342-05765670-2008	Плотность при 20°С, кг/м ³	900-980	
			Массовая доля активного вещества, %	45,0-55,0	
			Температура застывания, °С	-50	
			Вязкость кинематическая при 20°С, мм ²	70	
6	Метанол	ГОСТ 12.1.007-76	Плотность при 20°С, кг/м ³	0,79	Для

№	НАИМЕНОВАНИЕ СЫРЬЯ, МАТЕРИАЛОВ, РЕАГЕНТОВ ИЗГОТОВЛЯЕМОЙ ПРОДУКЦИИ	НОМЕР ГОСУДАРСТВЕННОГО ИЛИ ОТРАСЛЕВОГО СТАНДАРТА, ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ, СТАНДАРТА КОМПАНИИ	ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА, ОБЯЗАТЕЛЬНЫЕ ДЛЯ ПРОВЕРКИ	НОРМА ПО ГОСТ, ОСТ, СТП, ТУ (ЗАПОЛНЯЕТСЯ ПРИ НЕОБХОДИМОСТИ)	ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ИЗГОТОВЛЯЕМОЙ ПРОДУКЦИИ
			Температура кипения, °С	64,7	предупреждения гидратообразований в трубопроводе
			Температура вспышки, °С	80	

2.3 Постановка задачи исследования

Целью данной работы является расчет снижения потерь легких фракций углеводородов на месторождениях М1, М2, М3 за счет внедрения новых конструктивных решений.

К задачам исследования относится:

- Оценка эффективности улавливания легких фракций углеводородов из РВС-2000 на месторождениях М1, М2 и РВС-5000 на месторождении М3 при помощи понтонов.

- Описание принципа работы компрессионной системы УЛФ.

- Описание компрессора роторно-пластинчатого типа, применяемого в УУЛФ.

- Описание технологической схемы УУЛФ.

- Расчет количество выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от резервуарных парков объектов исследования, расчет количества уловленных легких фракций углеводородов при применении компрессионной УУЛФ.

2.4 Методы исследования

2.4.1 Методы расчета потерь легких фракций углеводородов

Известно, что не все первоначальное количество произведенных нефтепродуктов доходит до потребителя. Это обуславливается потерями нефтепродуктов при перекачке, хранении, опорожнении или заполнении резервуаров, сливо-наливных операциях в цистернах и т.д. Потери наносят огромный

ущерб не только экологии, но и экономике страны. Поэтому очень важно вести их правильный учет. В настоящий момент не существует общего подхода к решению данной задачи. Для расчета потерь существует методика министерства энергетики РФ.

В методике министерства энергетики РФ расчет производится по следующей формуле:

$$P_{рез} = V_{нас} \cdot \frac{P_{рез}}{P_{атм}} \cdot \rho_{сп} \cdot K_{об} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_{реж} \quad (2.1)$$

где $V_{нас}$ — объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара при его заполнении (освобождении), м³; $P_{рез}$ — давление насыщенных паров в паровоздушном пространстве при средней температуре паровоздушного пространства, мм. рт. ст.; $K_{об}$ — плотность паров нефти в паровоздушном пространстве при средней температуре паровоздушного пространства, кг/м³; K_1 — коэффициент, зависящий от оборачиваемости резервуара; K_2 — коэффициент, учитывающий наличие технических средств сокращения потерь; $K_{реж}$ — коэффициент режима перекачки;

В данной методике принимаются следующие допущения:

- объем вытесняемой паровоздушной смеси равен объему закачиваемого продукта;
- основной объем технологических потерь нефтепродуктов в резервуарах происходит вследствие испарения нефтепродуктов за счет вытеснения паровоздушной смеси из резервуара в процессе его закачки (откачки), т.е. принимаются во внимание только потери от «больших дыханий».

На самом же деле при закачке нефтепродукта в резервуар паровоздушная смесь сначала сжимается, и только потом, при достижении давления срабатывания дыхательной арматуры, вытесняется в атмосферу.

Также существуют потери от «малых дыханий» резервуара, которые происходят при неподвижном хранении из-за колебаний температуры. Не учитывая данные потери погрешность расчетов возрастает.

Проанализировав формулу, можно выявить следующие недостатки:

— при расчете принимается, что парциальное давление равно давлению насыщенных паров нефтепродукта в паровоздушном пространстве;

— введенные коэффициенты приводят к большой погрешности в расчетах.

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

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

Рассмотрим методику, предложенную Уфимским государственным нефтяным техническим университетом. Здесь потери считаются как сумма потерь от «больших дыханий» и «малых дыханий».

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

$$G_{\text{б.д.}} = \left[V_{\text{н}} - V_{\text{г}} \left(\frac{P_2 - P_1}{P_2 - P_{\text{у.зак}}} \right) \right] \frac{P_{\text{у.зак}}}{P_2} \rho_{\text{у}}, \quad (2.2)$$

где $V_{\text{н}}$ – объем закачиваемой в резервуар нефти, м³; $V_{\text{г}}$ – объем газового пространства (ГП) резервуара перед закачкой нефти, м³; P_2 – абсолютное давление в ГП в конце закачки, Па; P_1 – то же в начале закачки, Па; $\rho_{\text{у}}$ – плотность паров нефти, кг/м³; $P_{\text{у.зак}}$ – среднее расчетное парциальное давление паров нефти в процессе заполнения резервуара, Па.

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

Потери нефти и нефтепродуктов от «больших дыханий» за длительный (неделя, месяц, квартал, сезон года) период времени принято определять как

произведение величины потерь от одного «большого дыхания» $G_{бд}$ на коэффициент оборачиваемости резервуара $n_{об}$, т.е.:

$$G_{бд}(\tau_p) = G_{бд} \cdot n_{об}. \quad (2.3)$$

Для расчета величины $G_{бд}$ рекомендовано большое количество формул [1-15]. Однако при использовании этих формул всегда делается допущение о том, что емкости эксплуатируются по схеме «через резервуар» (ранее использовался термин «приемопуск»), и поэтому объем закачки и откачки принимают равным произведению $n_p \times V_p$, а коэффициент оборачиваемости вычисляют как:

$$n_{об} = \frac{V(\tau_p)}{\eta_p \cdot V_p}, \quad (2.4)$$

где p – объем нефти/нефтепродукта, прошедший через резервуар за период времени p ; η_p – коэффициент использования резервуарной емкости; V_p – номинальный геометрический объем резервуара.

В современных условиях уровень взлива в резервуарах магистральных трубопроводов и нефтебаз при закачке-откачке изменяется всего на несколько метров.

Полагая, что в течение рассматриваемого периода резервуар эксплуатируется с одинаковой интенсивностью, можем составить следующее уравнение:

$$\frac{n_{об}}{12} \cdot \eta_p \cdot V_p = F_p \cdot \Delta \hat{H} \cdot t, \quad (2.5)$$

где F_p – площадь «зеркала» нефти/нефтепродукта в резервуаре; – общее количество операций закачки-откачки в течение данного периода.

При составлении уравнения (2.5) сделано упрощающее допущение, что режим работы резервуара представляет собой повторяющуюся последовательность абсолютно одинаковых циклов, каждый из которых состоит из четырех операций (простой-откачка-простой-закачка). Отметим, что в расчетах удобно

рассматривать период времени, равный одному месяцу, в течение которого температуру нефти/нефтепродукта обычно принимают постоянной.

Из уравнения (2.5) вытекает, что:

$$m = n_{об} \cdot \frac{\eta_p \cdot V_p}{12 \cdot F_p \cdot \Delta \hat{H}} \quad (2.6)$$

Соответственно, характерные периоды времени:

- 1) Продолжительность одного цикла $T_{ц}$;
- 2) Время, затрачиваемое на заполнение-опорожнение резервуара $T_{з-о}$;
- 3) Время, затрачиваемое на заполнение-опорожнение резервуара $T_{пр}$;

$$\tau_{ц} = \frac{\tau_p}{m}; \tau_{з-о} = \frac{F_p \cdot \Delta \hat{H}}{\hat{Q}_{з-о}}; \tau_{пр} = 0,5 \cdot \tau_{ц} - \tau_{з-о} \quad (2.7)$$

С учетом закономерностей изменения концентрации насыщенных паров в окончательном виде формула выглядит как:

$$\psi \approx 0,9 \cdot e^{bs \cdot (T_{r_{дн}} - T_{r_{min}})} \cdot \frac{F \left(\frac{V_p - \bar{V}_{cp}}{\bar{V}_{cp}} \right)}{F \left(\frac{V_p - V_{min}}{V_{min}} \right)} \quad (2.8)$$

Потери от малых дыханий рассчитываются по формуле Н.Н. Константинова:

$$G_{м.д} = \sigma \cdot \Delta V \quad (2.9)$$

где $G_{м.д}$ - масса нефтепродукта, теряемого из резервуара за одно «малое дыхание», т; σ - среднее массовое содержание паров нефтепродукта в вытесняемом объеме паровоздушной смеси, т/м³; ΔV - вытесняемый объем паровоздушной смеси, м³

$$\Delta V = V_r \cdot \ln \left(\frac{p_a - p_{к.в.} - p_{min}}{p_a - p_{к.в.} - p_{max}} \times \frac{T_{rmax}}{T_{rmin}} \right) \quad (2.10)$$

где V_r - объем газового пространства резервуара, м³; p_a - атмосферное (барометрическое) давление, МПа; $p_{к.в.}$, $p_{н.л.}$ - давление соответственно клапана вакуума и клапана давления, МПа; p_{min} , p_{max} - минимальное и максимальное парциальные давления нефтепродукта в газовом пространстве резервуара в течение суток, МПа; T_{rmin} , T_{rmax} - минимальная и максимальная температуры газового пространства резервуара в течение суток, °С.

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

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

3 Расчеты и аналитика

3.1 Расчет эффективности понтонов для резервуаров рассматриваемых объектов

На месторождениях М1 и М2 предусмотрены резервуары для хранения нефти объемом 2000 м³. На месторождении М3 предусмотрен резервуар для хранения нефти объемом 5000 м³

Сокращение потерь, достигаемое при применении понтонов, может быть оценено по формуле (в долях) [22]:

$$S_n = b_{0s} \cdot b_{1s} \cdot n^{b_{2s}} \quad (3.1)$$

где n – количество резервуаров, b_{0s} , b_{1s} , b_{2s} – постоянные числовые коэффициенты, зависящие от номинальной вместимости резервуара и коэффициента оборачиваемости резервуара (таблица 3.1).

Таблица 3.1 - Величины числовых коэффициентов для оценки эффективности понтонов

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

Коэффициенты оборачиваемости N для М1, М2 и М3 месторождений согласно [22] меньше 10 (1.35, 1.30), воспользовались первой частью таблицы для оценки эффективности понтонов при установке их на вышеуказанных месторождениях.

Оценили эффективность применения понтонов на месторождении М1 функционирует 6 резервуаров объемом 2000 м³

$$S_n = b_{0s} \cdot b_{ls} \cdot n^{b_{2s}} = 1 \cdot 0,18 \cdot 6^{0,410} = 0,375$$

Оценили эффективность применения понтонов на месторождении М2, где функционирует 4 резервуара объемом 2000 м³

$$S_n = b_{0s} \cdot b_{ls} \cdot n^{b_{2s}} = 1 \cdot 0,18 \cdot 4^{0,410} = 0,317$$

Оценили эффективность применения понтонов на месторождении М3 функционирует 4 резервуара объемом 5000 м³

$$S_n = b_{0s} \cdot b_{ls} \cdot n^{b_{2s}} = 1 \cdot 0,203 \cdot 4^{0,347} = 0,328$$

Расчитанные данные показали, что эффективность улавливания легких фракций углеводородов при установке понтонов на месторождении М1 составит 38% от их общего числа потерь, на М2 месторождении эффективность улавливания легких фракций углеводородов составит 32%, а на месторождении М3 – 33% из расчетов видно, что применение понтонов дает невысокий результат по сокращению потерь углеводородов и не может в полной мере обеспечивать задачу по их улавливанию.

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

На месторождениях М1, М2 и М3 оптимальным вариантом будет применение компрессионной системы улавливания легких фракций. Такая установка не требует больших капитальных затрат, имеет высокий коэффициент улавливания, полностью автоматизирована и не требует дополнительной рабочей силы и обслуживания, поставляется в полной заводской готовности, имеет низкий срок окупаемости.

3.2 Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от резервуарных парков месторождений М1, М2, М3

Расчет выбросов выполнили по [17].

Расчет количества выбросов с месторождения М1

Рассчитали количество выбросов с М1, данные для расчета представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Данные для расчета выбросов месторождения М1

Конструкция резервуара	Наземный вертикальный		
Температура начала закипания нефти	°С		48,0
Емкость резервуара	М ³	V=	2000
Количество резервуаров	шт.	Np=	6
Фактическая приемка нефти	т/год	B=	1 100 000
	м ³ /год	B=	1 375 000
Производительность закачки	м ³ /час	Vч=	130
Давление насыщенных паров	мм.рт.ст	P ₃₈ =	330
Молекулярная масса паров жидкости		M=	73,8
Опытный коэффициент для резервуара V=2000 м ³		K _p ^{max} =	0,8
Опытный коэффициент для Pt=540,0		K _b =	1
Опытный коэффициент для t =+30		K _t ^{max} =	0,74
Опытный коэффициент для t =+10		K _t ^{min} =	0,417
Опытный коэффициент для резервуара V=2000 м ³		K _p ^{cp} =	0,56
Опытный коэффициент для n=53,28 раз		K _{об} =	1,524
Плотность жидкости	т/М ³	ρ _ж =	0,8

Максимально разовый выброс, за одно «большое» дыхание, рассчитывается по [17]:

$$M = P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_b \cdot V_{ч}^{max} \cdot 0,163 \cdot 10^{-4} \quad (3.2)$$

где P_{38} - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38 °С; m - молекулярная масса паров жидкости; K_t^{min} , K_t^{max} - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 7 [17]; K_p^{cp} , K_p^{max} - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8 [17]; $V_{ч}^{max}$ - максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час; K_b - опытный коэффициент, принимается по Приложению 9 [17]; $K_{об}$ - коэффициент оборачиваемости, принимается по Приложению 10 [17];

$\rho_{ж}$ - плотность жидкости, т/м³; B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течении года, т/год.

$$M_{y/v} = 30,55 \text{ г/с}$$

Расчет валового выброса (т/год) производился по [17]:

$$G = \frac{P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_e + K_t^{min}) \cdot K_p^{cp} \cdot K_{об} \cdot B \cdot 0,294}{10^7 \cdot \rho_{ж}} \quad (3.3)$$

$$G_{y/v} \text{ всего} = 972,14 \text{ т/год}$$

Согласно данным исследования НИИ ЭМ МГТУ им. Н.Э. Баумана [18], эффективность системы УЛФ составляет 98%.

Отсюда, после установки УЛФ количество уловленных углеводородов будет равно:

$$G_{ул.у/v} = 972,14 \times 0,98 = 952,70 \text{ т/год}$$

Расчет количества выбросов с месторождения M2

Рассчитали количество выбросов M2 месторождения, данные для расчета представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Данные для расчета выбросов месторождения M2

Конструкция резервуара	Наземный вертикальный		
Температура начала закипания нефти	⁰ C		48,0
Емкость резервуара	М ³	$V=$	2000
Количество резервуаров	шт.	$Np=$	4
Фактическая приемка нефти	т/год	$B=$	401 500
	м ³ /год	$B=$	501 875
Производительность закачки	м ³ /час	$Vч=$	130
Давление насыщенных паров	мм.рт.с.	$P_{38}=$	330
Молекулярная масса паров жидкости		$M=$	73,8
Опытный коэффициент для резервуара $V=2000 \text{ м}^3$		$K_p^{max}=$	0,8
Опытный коэффициент для $Pt=540,0$		$K_e=$	1
Опытный коэффициент для $t=+30$		$K_t^{max}=$	0,74
Опытный коэффициент для $t=+10$		$K_t^{min}=$	0,417
Опытный коэффициент для резервуара $V=2000 \text{ м}^3$		$K_p^{cp}=$	0,56
Опытный коэффициент для $n=53,28$ раз		$K_{об}=$	1,524

Плотность жидкости	т/м ³	$\rho_{ж} =$	0,8
--------------------	------------------	--------------	-----

Расчет валового выброса (т/год) производился по формуле 3.7:

$$G_{у/в} \text{ всего} = 354,82 \text{ т/год}$$

Согласно данным исследования НИИ ЭМ МГТУ им. Н.Э. Баумана [18], эффективность системы УЛФ составляет 98%.

Отсюда, после установки УЛФ количество уловленных углеводородов будет равно:

$$G_{ул.у/в} = 354,82 \times 0,98 = 347,72 \text{ т/год}$$

Расчет количества выбросов с месторождения М3

Рассчитали количество выбросов месторождения М3, данные для расчета представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Данные для расчета выбросов месторождения М3

Конструкция резервуара	Наземный вертикальный		
Температура начала закипания нефти	⁰ С		48,0
Емкость резервуара	м ³	$V =$	5000
Количество резервуаров	шт.	$N_p =$	4
Фактическая приемка нефти	т/год	$B =$	432 160
	м ³ /год	$B =$	508 363
Производительность закачки	м ³ /час	$V_{ч} =$	130
Давление насыщенных паров	мм.рт.с.	$P_{38} =$	330
Молекулярная масса паров жидкости		$M =$	73,8
Опытный коэффициент для резервуара $V=5000 \text{ м}^3$		$K_p^{max} =$	0,8
Опытный коэффициент для $P_t=540,0$		$K_e =$	1
Опытный коэффициент для $t = +30$		$K_t^{max} =$	0,74
Опытный коэффициент для $t = +10$		$K_t^{min} =$	0,417
Опытный коэффициент для резервуара $V=2000 \text{ м}^3$		$K_p^{cp} =$	0,56
Опытный коэффициент для $n=53,28 \text{ раз}$		$K_{об} =$	1,524
Плотность жидкости	т/м ³	$\rho_{ж} =$	0,8

Расчет валового выброса (т/год) производился по формуле 3.7.

$$G_{y/v} \text{ всего} = 381,9 \text{ т/год}$$

Согласно данным исследования НИИ ЭМ МГТУ им. Н.Э. Баумана [18], эффективность системы УЛФ составляет 98%.

Отсюда, после установки УЛФ количество уловленных углеводородов будет равно:

$$G_{ул.у/v} = 381,9 \times 0,98 = 374,3 \text{ т/год}$$

4 Результаты проведенного исследования

В работе исследован процесс улавливания легких фракций углеводородов при подготовке нефти месторождений Западной Сибири, предложены 2 способа сокращения потерь углеводородного сырья на данных объектах.

Первый предложенный способ по сокращению потерь легких фракций углеводородов – оборудование резервуаров для хранения товарной нефти понтонами, согласно расчетам установлено, что эффективность понтонов низкая. Так, на месторождении М1 составит 38% от их общего числа потерь, на месторождении М2 эффективность улавливания легких фракций углеводородов составит 32%, а на месторождении М3 – 33%.

Для более полного улавливания легких фракций углеводородов на месторождениях предложено использовать УУЛФ, компрессионного типа с роторно-пластинчатым компрессором. Произведен расчет выбросов углеводородов в атмосферу от резервуарных парков каждого из рассматриваемых месторождений, на месторождении М1 количество потерянных углеводородов составляет 972,14 т/год, на месторождении М2 – 354,8 т/год и 381,9 т/год на месторождении М3. После включения в технологическую схему рассматриваемых месторождений УУЛФ будет сохранено порядка 98% от потерянных углеводородов, что в количественном выражении составит:

- 952,7 т/год на месторождении М1;
- 347,7 т/год на месторождении М2;
- 374,3 т/год на месторождении М3.

Внедрение УУЛФ на рассматриваемые в исследовании месторождения снизит потери углеводородов при испарении из резервуаров нефти, улучшит экологическую обстановку на территории месторождений, уменьшит уровень пожароопасности, будет сохранено наиболее ценное углеводородное сырье, поэтому целесообразно модернизировать технологические схемы рассматриваемых месторождений, путем включения УУЛФ в них.

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и энергосбережение

Основная цель данного раздела – оценить перспективность развития и планировать финансовую и коммерческую ценность конечного продукта, представленного в рамках исследовательской программы. Коммерческая ценность определяется не только наличием более высоких технических характеристик над конкурентными разработками, но и тем, насколько быстро разработчик сможет ответить на следующие вопросы – будет ли продукт востребован на рынке, какова будет его цена, каков бюджет научного исследования, какое время будет необходимо для продвижения разработанного продукта на рынок.

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

- Оценка коммерческого потенциала разработки;
- Планирование научно-исследовательской работы;
- Расчет бюджета научно-исследовательской работы;
- Определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

Цель данной ВКР – Снижение потерь легких фракций углеводородов на месторождениях трех месторождений Западной Сибири за счет оптимизации технологических параметров.

5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

5.1.1 Анализ конкурентных технических решений

Сравним три технологии улавливания легких фракций углеводородов:

- Установка улавливания легких фракций с использованием криогенной машины Стирлинга;
- Отсутствие спец. технологий (индекс «к1»);
- Понтоны (индекс «к2»).

Детальный анализ необходим, т.к. каждая технология имеет свои достоинства и недостатки. В таблице 5.1 показано сравнение технологий-конкурентов

и технологии данного НИ с точки зрения технических и экономических критериев оценки эффективности.

Таблица 5.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических разработок

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,15	5	5	4	0,75	0,75	0,60
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	1	4	0,75	0,15	0,60
2. Надежность	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
4. Безопасность	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
5. Энергоэкономичность	0,15	5	4	3	0,75	0,60	0,45
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Цена	0,2	5	3	4	1,0	0,6	0,8
2. Конкурентоспособность продукта	0,05	4	4	3	0,2	0,2	0,15
3. Финансирование научной разработки	0,05	2	5	4	0,1	0,25	0,2
4. Срок выхода на рынок	0,05	4	5	4	0,2	0,25	0,2
Итого	1	40	39	30	4,75	3,6	3,8

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i,$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Конкурентоспособность разработки составила 4,75, в то время как двух других аналогов 3,6 и 3,8 соответственно. Результаты показывают, что данная научно-исследовательская разработка является конкурентоспособной и имеет преимущества по таким показателям, как удобство эксплуатации для потребителей, цена и энергоэкономичность.

5.1.2 SWOT-анализ

Для исследования внешней и внутренней среды проекта, в этой работе проведен SWOT-анализ с детальной оценкой сильных и слабых сторон исследовательского проекта, а также его возможностей и угроз.

Первый этап, составляется матрица SWOT, в которую описаны слабые и сильные стороны проекта и выявленные возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде, приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Матрица SWOT.

Сильные стороны	Слабые стороны
С1. Низкая цена исходного сырья.	Сл1. Отсутствие ссылок и материалов для соответствующих научных исследований.
С2. Минимальное количество используемого оборудования	Сл2. Отсутствие у потенциальных потребителей квалифицированных кадров по работе с научной разработкой.
С3. Большое количество исходного сырья.	Сл3. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца.
С4. Экологичность технологии.	Сл4. Эксперименты имеют большие погрешности и неопределенности.
Возможности	Угрозы
В1. Использование оборудования ИЯТШ ТПУ.	У1. Введение дополнительных требований к утилизации радиоактивных отходов.
В2. Появление потенциального спроса на новые разработки.	У2. Отсутствие поддержки и финансирования со стороны государства.
В3. Появление масштабных проектов с использованием ториевого концентрата.	
В4. Внедрение на мировой рынок, экспорт за рубеж.	

На втором этапе на основании матрицы SWOT строятся интерактивные матрицы возможностей и угроз, позволяющие оценить эффективность проекта, а также надежность его реализации. Соотношения параметров представлены в таблицах 5.3–5.6.

Таблица 5.3 – Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и сильные стороны»

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	-	-	-	-
	B2	+	0	+	-
	B3	+	+	0	+
	B4	+	+	-	+

Таблица 5.4 – Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и слабые стороны»

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	+	-	+	+
	B2	+	0	-	-
	B3	-	-	-	-
	B4	0	+	+	-

Таблица 5.5 – Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и сильные стороны»

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	У1	-	0	-	+
	У2	-	-	-	0

Таблица 5.6 – Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и слабые стороны»

Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	-	-	-	-
	У2	-	+	-	-

Результаты анализа представлены в итоговую таблицу 4.7.

Таблица 5.7 – Итоговая таблица SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта С1. Низкая цена исходного сырья. С2. Минимальное количество используемого оборудования С3. Большое количество исходного сырья. С4. Экологичность технологии</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта Сл1. Отсутствие ссылок и материалов для соответствующих научных исследований. Сл2. Отсутствие у потенциальных потребителей квалифицированных кадров по работе с научной разработкой. Сл3. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца. Сл4. Эксперименты имеют большие погрешности и неопределенности.</p>
<p>Возможности В1. Использование оборудования ИЯТШ ТПУ. В2. Появление потенциального спроса на новые разработки. В3. Появление масштабных проектов с использованием ториевого концентрата. В4. Внедрение на мировой рынок, экспорт за рубеж.</p>	<p>Направления развития В2С1С3. Большое количество исходного сырья и низкая его стоимость повысят спрос на новые разработки из-за целесообразности утилизации отходов предприятий. В3С2С4. Минимальное количество используемого оборудования и экологичность переработки позволят расширить разработанную технологию до масштабных проектов. В4С1С2. Низкая цена исходного сырья и экологичность технологии являются основой для экспорта за рубеж и выхода на мировой рынок.</p>	<p>Сдерживающие факторы В1Сл3Сл4. Использование новейшего оборудования для удовлетворения требований исследований, также может уменьшить экспериментальную ошибку. В1Сл1Сл3. Проведение необходимых экспериментов на оборудовании ТПУ позволит компенсировать отсутствие ссылок и материалов для соответствующих научных исследований.</p>
<p>Угрозы У1. Введение дополнительных требований к утилизации радиоактивных отходов. У2. Отсутствие поддержки и финансирования со стороны государства.</p>	<p>Угрозы развития У1С4. Введение новых требований к утилизации радиоактивных отходов мало повлияет на предложенную технологию (по сравнению с аналогами) ввиду заявленной экологичности разработки. У2С1С3С4. Большое количество сырья, требующего переработки, сподвигнет государство на выбор наиболее экологичной и дешевой технологии утилизации.</p>	<p>Уязвимости: У1Сл1Сл4. Проведение дополнительных научных исследований и дальнейшее совершенствование технологии.</p>

В результате SWOT-анализа показано, что на преимущества разрабатываемой технологии преобладают над ее недостатками. Данные недостатки, которые на данный момент на практике не устранены, но в теории уже есть возможности для их устранения. Основные направления повышения конкурентоспособности проекта: проведение дополнительных научных исследований, использование новейшего оборудования ИЯТШ ТПУ и дальнейшее совершенствование технологии.

5.2 Планирование научно-исследовательских работ

5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса научно-исследовательских работ осуществляется в порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение количества исполнителей для каждой из работ;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для оптимизации работ удобно использовать классический метод линейного планирования и управления.

Результатом такого планирования является составление линейного графика выполнения всех работ. Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы, приведен в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность Исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель
Выбор направления Исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Выбор направления исследований	Научный руководитель, Инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Научный руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ существующей схемы улавливания ЛУ	Инженер
	6	Расчет потери ЛУ	Инженер
	7	Сравнение различных методов улавливания ЛУ	Инженер
	8	Оценка влияния технологических параметров на качество продукта	Инженер
Обобщение и оценка результатов	9	Определение целесообразности проведения процесса	Научный руководитель, Инженер
	10	Оценка эффективности полученных результатов	Научный руководитель, Инженер
	11	Оформление пояснительной записки	Инженер
	12	Разработка презентации и раздаточного материала	Инженер

5.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min} + 2t_{\maxі}}{5},$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\minі}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65%.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i},$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой (4.3):

$$T_{ki.инж} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (4.3)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$ – календарный коэффициент.

Календарный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{кал.инж} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48 \quad (4.4)$$

где $T_{кал}$ – общее количество календарных дней в году;

$T_{вых}$ – общее количество выходных дней в году;

$T_{пр}$ – общее количество праздничных дней.

Расчеты временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице 5.9.

Таблица 5.9 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{ожг}$, чел-дни			
	Ис 1	Ис 2	Ис 1	Ис 2	Ис 1	Ис 2		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Составление и утверждение технического задания	3	-	5	-	3,8	-	3,8	6
2. Подбор и изучение материалов по теме	2	1	4	3	2,8	1,8	2,8	4
3. Выбор направления исследований	-	5	-	8	-	6,2	6,2	10
4. Календарное планирование работ по теме	-	2	-	4	-	2,8	2,8	4
5. Анализ существующей схемы улавливания ЛУ	1	4	2	6	1,4	4,8	4,8	7
6. Расчет потери ЛУ	-	4	-	6	-	4,8	4,8	7
7. Сравнение различных методов улавливания ЛУ	-	12	-	18	-	14,4	14,4	21
8. Оценка влияния технологических параметров на качество продукта	-	8	-	12	-	9,6	9,6	15
9. Определение целесообразности проведения процесса	1	2	3	4	1,8	2,8	2,8	4
10. Оценка эффективности полученных результатов		10		12	-	10,8	10,8	16
11. Оформление пояснительной записки		2		5		8	8	12
12. Разработка презентации и раздаточного материала		1		3		1,8	1,8	3
Итого:	7	51	14	81	9,8	67,8	72,6	109

Примечание: Исп. 1 – научный руководитель, Исп. 2 – инженер.

Таблица 5.10. – Календарный план-график проведения НИР по теме

№ ра- боты	Вид работ	Исполнители	Т _к , кал, дн.	Продолжительность выполнения работ											
				февр.			март			апр			май		
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
1.	Составление и утверждение технического задания	Руководитель Инженер	6	■											
2.	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	4		■										
3.	Выбор направления исследований	Инженер	10			■									
4.	Календарное планирование работ по теме	Инженер	4				■								
5.	Анализ существующей схемы улавливания ЛУ	Инженер	7					■							
6.	Расчет потери ЛУ	Инженер	7						■						
7.	Сравнение различных методов улавливания ЛУ	Инженер	21					■	■	■					
8.	Оценка влияния технологических параметров на качество продукта	Руководитель Инженер	15							■	■				
9.	Оценка эффективности полученных результатов	Инженер	4									■			
10.	Определение целесообразности проведения процесса	Инженер	16									■	■		
11.	Оформление пояснительной записки	Инженер	12										■	■	
12.	Разработка презентации и раздаточного материала	Инженер	3												■

5.3 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета научно-технического исследования учитывались все виды расходов, связанных с его выполнением. В этой работе использовать следующую группировку затрат по следующим статьям:

- материальные затраты научно-исследовательской работы (НИР);
- затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы НИР.

5.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

Расчёт стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно-заготовительные расходы (3-5% от цены). Результаты по данной статье занесём в таблицу 5.11

Таблица 5.11 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование	Ед. Измерения	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Бумага	пачка	2	300	600
Ручка	шт.	4	60	240
Картридж для принтера	шт.	1	600	600
Тетрадь для записей	шт.	2	50	100
<u>Затраты на электроэнергию</u>	<u>кВт.ч</u>	<u>700</u>	<u>2,45</u>	<u>1715</u>
<u>Транспортно-заготовительные расходы (3-5%)</u>				<u>162,8</u>
<u>Итого:</u>				<u>3418</u>

5.3.2 Расчет затрат на оборудование для научно-экспериментальных работ

Для выполнения данного проекта необходимо приобретение персонального компьютера для двух участников проекта, ПО MicrosoftOffice 365 для со-

здания документов. Также необходимо иметь экспериментальные данные с завода, которые могут быть получены двумя способами: 1) запросить данные с лаборатории завода; 2) провести необходимые исследования в лаборатории кафедры.

Расчет амортизации проводится следующим образом:

Норма амортизации: рассчитывается по формуле:

$$H_A = \frac{1}{n}, \quad (4.5)$$

где n – срок полезного использования в количестве лет.

Амортизация оборудования рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{H_A I}{12} \cdot m, \quad (4.6)$$

где I – итоговая сумма, тыс. руб.; m – время использования, мес.

Стоимость оборудования, используемого при выполнении конкретного научного проекта и имеющегося в данной научно-технической организации, учитывается в виде амортизационных отчислений. Так, стоимость персонального компьютера при сроке амортизации 25 месяцев и его использовании в течение 9 месяцев составит 18 тысяч рублей.

Таблица 5.12 – Затраты на оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во ед.	Срок полезного использования, лет	Время использования, мес.	H_A , %	Цена оборудования, руб.	Амортизация
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Персональный компьютер	2	7	3,5	14,3	120000	5005
2	Принтер	1	3	2	33	5000	275
Итого:						5280 руб.	

5.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}$$

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

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб},$$

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

$T_{р}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (табл. 19);

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_{м} \cdot M}{F_{д}},$$

где $Z_{м}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

$F_{д}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 5.13 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	76	76
- праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени		
- отпуск	24	48

- невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	247	227

$$Z_{\text{дн(рук.)}} = \frac{33664 \cdot 11,2}{247} = 1526,5 \text{ руб}$$

$$Z_{\text{дн(маг.)}} = \frac{26300 \cdot 10,4}{227} = 1204,9 \text{ руб}$$

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{б}} \cdot (k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}}$$

где $Z_{\text{б}}$ – базовый оклад, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, (определяется Положением об оплате труда);

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: определяется Положением об оплате труда);

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Таблица 5.14 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{\text{б}}$, руб.	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}$, руб	$Z_{\text{дн}}$, руб.	$T_{\text{р}}$, раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.
Руководитель	33664	1,3	-	1,3	48139,5	1526,5	9,8	14959,7
Инженер	26300	-	-	1,3	34190	1204,9	67,8	81692,22
Итого:								96651,92

5.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10 - 15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнение темы:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}},$$

где $Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты;

$Z_{осн}$ – основная заработная плата, руб.

В табл. ниже приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 5.15 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Инженер
Основная зарплата	14959,7	81692,2
Дополнительная зарплата	2244,0	12253,8
Итого по статье $C_{зп}$	1720,7	93946,0

5.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$C_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}),$$

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

Таблица 5.16 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	14959,7	2244,0
Инженер	81692,2	12253,8
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	27,1 %	
Отчисления, руб.	26192,7	3928,9
Итого	30121,6	

Накладные расходы

Накладные расходы – это расходы на прочие затраты, не учитываемые в п.п 1.3.1 – 1.3.3, например, затраты на печать, ксерокопирование, оплата интернета и прочих услуг связи и коммуникации, электроэнергии. Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{накл} = (\text{сумма статей } 1÷7) \cdot k_{нр},$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов принята в размере 20%.

Рассчитаем накладные расходы на выполнение НТИ:

$$Z_{накл} = (3418+5280+14497,78+96651,9+30121,6) \cdot 0,2 = 30638,5 \text{ рублей.}$$

5.3.6 Бюджетная стоимость НИР

Статьи							
1	2	3	4	5	6	7	8
Амортизация	Сырье, материалы	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого без накладных расходов	Накладные расходы	Стоимость бюджета
5280	3418	96651,92	14497,78	30121,6	153192,61	30638,5	183831,14

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица XXX – Расчет бюджета затрат НИИ

Таблица 4.17 – Группировка затрат по статьям

№	Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
		Текущий Проект	Аналог.1	Аналог.2	
1	Материальные затраты НИР	3418	3600	3800	Пункт 5.3.1
2	Затраты на специальное оборудование	5280	4520	6200	Пункт 5.3.2
3	Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	96651,92	98000	96850	Пункт 5.3.3
4	Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	14497,8	14497,8	14497,8	Пункт 5.3.4
5	Отчисления во внебюджетные фонды	30121,6	30121,6	29200	Пункт 5.3.5
6	Накладные расходы	30638,5	30250	34220	Пункт 5.3.6
Бюджет затрат НИР		183831,14	180989,4	184767,8	Сумма ст. 1- 6

5.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Для определения эффективности исследования рассчитан интегральный показатель эффективности научного исследования путем определения интегральных показателей финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

5.4.1 Интегральный показатель финансовой эффективности

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получен в процессе оценки бюджета затрат трех вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принят за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Определим значения показателя для разрабатываемой технологии и аналогов, приведенных в пункте 4.1.1 данной работы.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (4.17)$$

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

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения.

$\Phi_{\text{текущ.проект}} = 183831,0$ руб, $\Phi_{\text{исп.2}} = 180989,4$ руб, $\Phi_{\text{исп.3}} = 184767,8$ руб.

$$I_{\text{финр}}^{\text{тек.пр.}} = \frac{\Phi_{\text{тек.пр.}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{183831,0}{184767,8} = 0,99;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{\Phi_{\text{исп.2}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{180989,4}{184767,8} = 0,98;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.3}} = \frac{\Phi_{\text{исп.3}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{184767,8}{184767,8} = 1.$$

В результате расчета консолидированных финансовых показателей по трем вариантам разработки вариант 2 считается более приемлемым с точки

зрения финансовой эффективности. Разрабатываемая технология подразумевает уменьшение количества отходов и количества оборудования, но за счет увеличения материальных затрат данная технология уступает в цене сернистой переработке.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов выполнения НИР (I_{pi}) определен путем сравнительной оценки их характеристик, распределенных с учетом весового коэффициента каждого параметра (таблица 4.17).

Таблица 4.18 – Сравнительная оценка характеристик вариантов НИР

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1. Безопасность при использовании установки	0,25	5	3	4
2. Стабильность работы	0,15	4	4	5
3. Удобство в эксплуатации	0,15	4	4	3
4. Энергосбережение	0,15	5	5	4
5. Материалоёмкость	0,3	5	4	3
ИТОГО	1	4,45	3,9	3,55

Расчет интегрального показателя для разрабатываемого проекта:

$$I_{p1} = 0,25 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 + 0,3 \cdot 5 = 4,45;$$

$$I_{p2} = 0,25 \cdot 3 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 + 0,3 \cdot 4 = 3,90;$$

$$I_{p3} = 0,25 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 4 + 0,3 \cdot 3 = 3,55.$$

5.4.2 Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки

Вычисляется на основании показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр}} \quad (4.18)$$

$$I_{исп.1} = \frac{4,45}{0,99} = 4,49, \quad I_{исп.2} = \frac{3,9}{0,98} = 3,98, \quad I_{исп.3} = \frac{3,55}{1} = 3,55.$$

Интегральный показатель эффективности определяет расчетную сравнительную эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{cp1} = \frac{I_i}{I_1} \quad (4.19)$$

$$\mathcal{E}_{cp1} = \frac{4,49}{4,49} = 1,00 \quad \mathcal{E}_{cp2} = \frac{3,98}{4,49} = 0,87, \quad \mathcal{E}_{cp3} = \frac{3,55}{4,49} = 0,79.$$

Далее интегральные показатели эффективности каждого варианта НИР сравнивались с интегральными показателями эффективности других вариантов с целью определения сравнительной эффективности проекта (таблица 5.18).

Таблица 5.19 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,99	0,98	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,45	3,90	3,55
3	Интегральный показатель эффективности	4,49	3,98	3,55
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,00	0,87	0,79

Сравнение среднего интегрального показателя сопоставляемых вариантов позволило сделать вывод об эффективности разрабатываемой технологии.

Выводы по разделу

В результате выполнения целей раздела можно сделать следующие выводы:

1. Результатом анализа конкурентных технических решений является выбор одного из вариантов реализации НИР как наиболее подходящего и оптимального по сравнению с другими.

2. В ходе планирования для руководителя и инженера был разработан график реализации этапа работ, который позволяет оценивать и планировать ра-

бочее время исполнителей. Определено следующее: общее количество календарных дней для выполнения работ составляет 109 дней; общее количество рабочих дней, в течение которых работал инженер, составляет 67,8 дней; общее количество рабочих дней, в течение которых работал руководитель, составляет 9,8 дня;

3. Для оценки затрат на реализацию проекта разработан проектный бюджет, который составляет 183831,14 руб.;

4. Результат оценки эффективности ИР показывает следующие выводы:

1) значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,99, что является показателем того, что ИР является финансово выгодной по сравнению с частью аналогов;

2) значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,45, по сравнению с 3,90 и 3,55;

3) значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 4,49, по сравнению с 3,98 и 3,55, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

6 Социальная ответственность

Введение

Объектом исследования данной выпускной квалификационной работы является установка подготовки нефти (УПН).

Установка предназначена для:

- обеспечения непрерывного приема жидкости;
- обезвоживания и дегазации поступающей нефти до остаточного содержания в ней воды не более 1% и ее откачки;
- очистки пластовой воды от нефти, механических примесей для закачки в нагнетательные скважины;
- учета поступающей жидкости, нефти, газа высокого и низкого давления подаваемого в газопровод

В ходы выполнения выпускной квалификационной работы была оценена эффективность установленных на рассматриваемых объектах систем улавливания легких фракций углеводородов. Так же были выданы рекомендации по модернизации установки.

Потенциальным потребителем данной разработки являются предприятия нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности.

Снижение потерь легких фракций углеводородов имеет как экономические преимущества, так и экологические.

Исследуемой рабочей зоной является операторная, расположенная непосредственно вблизи действующей установки подготовки нефти. Представляет собой блок-бокс каркасно-панельного исполнения с расположенным внутри пультом управления (оборудование: два персональных компьютера). Размеры помещения: ширина 3 м, длина 3 м. Также оператор может совершать периодический обход производственного объекта: ширина 25 м, длина 30 м (оборудование: резервуар вертикальный стальной 5000 – 5 шт., печь подогрева нефти – 1 шт., блок дозирования реагентов – 1 шт.).

К рабочим процессам, связанным с объектом исследования, можно отнести контроль за соблюдением технологического режима через пульт оператора, обход имеющегося оборудования на производственном объекте.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В целях сохранения и повышения работоспособности, ускорения адаптации к действию неблагоприятных условий труда, профилактики заболеваний работающим в контакте с химическими веществами, следует 2 раза в год проводить витаминизацию и периодические медицинские осмотры.

Персонал установки обеспечивается спецодеждой в соответствии с "Инструкцией о порядке обеспечения рабочих и служащих специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты (СИЗ)".

Для исключения возможности несчастных случаев проводится обучение и проверка знаний работников о требованиях безопасности труда в соответствии с [23].

В целом, средства коллективной защиты работающих включают средства нормализации условий работы и средства снижения воздействия на работников вредных производственных факторов.

Основные эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны оператора:

Взаимное расположение элементов рабочего места должно обеспечивать возможность осуществления всех необходимых движений и перемещений для эксплуатации и технического обслуживания оборудования. При этом должны учитываться ограничения, налагаемые спецодеждой и снаряжением человека-оператора.

Взаимное расположение элементов рабочего места должно обеспечивать необходимые зрительные и звуковые связи между оператором и оборудованием, а также между операторами.

Взаимное расположение пульта управления, кресла, органов управления и средств отображения информации должно производиться в соответствии с антропометрическими показателями, структурой деятельности, психофизиологическими и биомеханическими характеристиками человека-оператора.

6.2 Производственная безопасность

В данном пункте анализируются вредные и опасные факторы, которые могут возникать при проведении исследований в лаборатории, при разработке или эксплуатации проектируемого решения.

Для идентификации потенциальных факторов был использован ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы».

Таблица 6.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте оператора технологической установки

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
1. Факторы, порождаемые химическими и физико-химическими свойствами используемых или находящихся в рабочей зоне веществ и материалов;	ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями N 1, 2)
2. Производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги тканей организма человека	ГОСТ Р 51337-99. Безопасность машин. Температуры касаемых поверхностей. Эргономические данные для установления предельных величин горячих поверхностей
3. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».
4. Повышенный уровень шума	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
5. Повышенный уровень общей вибрации	СанПиН 1.2.3685-21. "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"
5. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*
6. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

6.2.1 Анализ вредных и опасных факторов

Факторы, порождаемые химическими и физико-химическими свойствами используемых или находящихся в рабочей зоне веществ и материалов

Согласно [24] вещества, используемые в технологии, могут быть классифицированы как химически вредные. По своей физико-химической природе

при нормальных условиях данные вещества являются легколетучими жидкостями, что определяет их высокую опасность для персонала при вдыхании, контакте с кожей, слизистыми оболочками.

Для уменьшения влияния данного фактора на организм человека предусмотрены такие средства и мероприятия коллективной защиты, как вытяжные шкафы, и регулярное проветривание помещений. К индивидуальным защитным средствам относятся: специальная одежда, обувь, средства индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД), использование которых предотвращает вероятность вредного воздействия химических соединений на организм человека. Характеристика токсичных свойств сырья, полупродуктов и готовой продукции производства представлена в таблице 6.2.

Таблица 6.2– Характеристика токсичных свойств сырья, полупродуктов и готовой продукции производства

Наименование сырья, полупродуктов, продуктов и некоторых опасных веществ, входящих в состав бензина	Класс опасности [18]	Агрегатное состояние при условиях производства	ПДК в воздухе рабочей зоны производственных помещений [18]	Характеристика токсичности
Нефть	3	Жидкое	1,1-10,0 мг/м ³	При контакте головная боль, головокружение, раздражительность, расстройство сна, чувство опьянения, боли в области сердца, артериальная гипотония, расстройство координации движений. При высоких концентрациях - потеря сознания, судороги, зрачки расширены, не реагируют на свет, понижение температуры тела, замедление пульса, может наступить смерть от остановки дыхания

Производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги тканей организма человека

На установке подготовки нефти присутствуют аппараты и трубопроводы, работающие при повышенной температуре.

Горячие поверхности машин, доступные оператору, являются причиной риска ожогов. Прикосновение к горячей поверхности может быть преднамеренным, например при трогании рукоятки, или непреднамеренным, если человек находится близко от машины [25].

Для снижения риска получения ожогов, предусматривается наличие теплоизоляции в местах возможного контакта, где температура поверхности превышает 60°C.

Одной из мер защиты является снижение возможности случайного контакта с верхней частью передачи. Она может быть дополнена соответствующими расстоянием между рукояткой и наружной поверхностью горячих деталей или установкой ограждения, исключающего случайный контакт [25].

Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего

Допустимые величины параметров микроклимата на рабочих местах в помещениях оцениваются в зависимости от категории работ по уровню энерготрат организма.

Категория тяжести труда по СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания – Па.

При обеспечении допустимых величин микроклимата на рабочих местах:

а) перепад температуры воздуха по высоте от уровня пола (0,1; 1,0; 1,5) м должен быть не более 3°C;

б) перепад температуры воздуха по горизонтали, а также ее изменения в течение смены не должны превышать: для категорий работ Па и Пб - 5°C. Допустимые величины параметров микроклимата на рабочих местах в помещениях приведены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Допустимые величины параметров микроклимата на рабочих местах в помещениях

Период года	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
	диапазон ниже оптимальных величин	диапазон выше оптимальных величин			для диапазона температур воздуха ниже оптимальных величин, не более	для диапазона температур воздуха выше оптимальных величин, не более
Холодный	17,0-18,9	21,1-23,0	16,0-24,0	15-75	0,1	0,3
Теплый	18,0-19,9	22,1-27,0	17,0-28,0	15-75	0,1	0,4

Наиболее типичные профессиональные заболевания или травмы, которые работник может получить при отклонениях показателей микроклимата: заболевания периферической нервной, сердечно-сосудистых систем, проблемам с органами дыхания.

Контроль состояния воздушной среды. Для оценки состояния воздушной среды производственных помещений производится количественный анализ каждого из ее параметров и сравнивается с нормируемыми значениями.

Измерение температуры воздуха производится ртутным или спиртовым термометром. Для текущей записи температуры воздуха используется термограф.

Определение влажности воздуха производится по показаниям стационарного или аспирационного психрометра.

Скорость движения воздуха измеряется механическими анемометрами (крыльчатými и чашечными) и термоанемометрами. В настоящее время стали применяться цифровые анемометры с диапазоном измерения скорости воздушного потока 0,3÷5,0 м/с или 1,0÷20,0 м/с.

Повышенный уровень шума

Шумовое загрязнение, является следствием работы высокопроизводительного насосного оборудования.

Вредное воздействие шума проявляется в прогрессирующем понижении слуха, что приводит к профессиональной глухоте; появляются головные боли, повышенная утомляемость; также может понижаться иммунитет человека.

Нормирование шума на рабочем месте заключается в установлении для выбранного показателя такого предельного значения, чтобы в ситуациях, когда значения показателя ниже предельного, риск профессионального заболевания был приемлемым, но, с учетом индивидуальной восприимчивости шума, не нулевым [26].

При работе в помещении, уровень шума не должен превышать 80 дБ, согласно Постановлению Главного государственного санитарного врача РФ от 28.01.2021 №2 об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 1.2.3685 - 21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» п.35.

Предельно допустимые значения нормируемых величин (гигиенические нормативы по шуму) устанавливаются национальным законодательством.

Для снижения уровня шума, рабочих на установке обеспечивают антифонами. Также на аппаратах, создающих наибольшее звуковое загрязнение, предполагается установка звукоизоляционного кожуха.

Повышенный уровень общей вибрации

Вибрационное воздействие, также является следствием работы высокопроизводительного насосного оборудования.

Требования по допустимому уровню вибрации выполняются в соответствии с [28].

Таблица 6.4 – Предельно допустимые значения и уровни производственной вибрации

Вид вибрации	Категория вибрации	Направление действия	Фильтр частотной коррекции	Эквивалентные скорректированные уровни виброускорения	
				м/с ²	дБ
Общая	Технологическая вибрация на стационарных рабочих местах.	Zo	Wk	0,1	100
		Xo, Yo,	Wd	0,071	97

Высокая вибрация отрицательным образом сказывается на опорно-двигательном аппарате, на нервной системе; происходит уменьшение иммунитета и опущение органов брюшной полости и малого таза, что вызывает нарушение их функций, и в первую очередь - желудочно-кишечного тракта.

Для снижения уровня вибрации при проектировании установки закладывается ряд технологических решений, таких как статическая и динамическая балансировка вращающихся частей машин), виброгашение (увеличение эффективной массы путем присоединения машины к фундаменту), виброизоляция (применение виброизоляторов пружинных, гидравлических, пневматических, резиновых и др.) вибродемпфирование (применение материалов с большим внутренним трением). Также используют СИЗ – виброзащитная обувь, перчатки со специальными упруго-демпфирующими элементами, поглощающими вибрацию.

Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

Плохое и неравномерное освещение приводит к снижению зрительных функций, повышается уровень утомляемости, что отрицательно влияет на общую работоспособность персонала.

Специфика обеспечения надлежащей освещенности в помещениях заключается в том, что работы на УПН осуществляются круглосуточно, а значит, необходимо поддерживать баланс между естественным и искусственным освещением.

Требования к освещению рабочих мест зафиксированы в [27]. Естественная освещенность в дневное время суток в операторной составляет 1,5%, в насосной – 0,2%, поэтому установлены окна, которые обеспечивают необходимое освещение, и при этом устойчивые к вибрационному воздействию.

Таблица 6.5 – Нормы искусственной освещенности в помещениях

Источник света	Мощность источника света в помещении, Лк	
	Операторная	Насосная
Лампы дневного света	200	50
Лампы накаливания	150	20

Для осветительных установок общего освещения коэффициент запаса составляет 1,8 – 2,0. Коэффициент пульсации не превышает 5%.

Плохое и неравномерное освещение приводит к снижению зрительных функций, повышается уровень утомляемости, что отрицательно влияет на общую работоспособность персонала.

Для обеспечения нормируемых значений освещенности в рабочих помещениях проводится чистка стекол оконных рам и светильников два раза в год и своевременная замена перегоревших ламп.

Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий

Электробезопасность установки должна обеспечиваться в любых возможных нормальных и аварийных эксплуатационных ситуациях. Источниками электрической опасности могут являться: *оголенные части проводов или отсутствие изоляции, отсутствие заземления, замыкания, статическое напряжение.*

Электробезопасность обслуживающего персонала и посторонних лиц должна обеспечиваться выполнением следующих мероприятий:

- 1 Соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей или путем закрытия;
- 2 Ограждения токоведущих частей;
- 3 Применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- 4 Применение предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;
- 5 Применение устройств для снижения напряженности электрических и магнитных полей до допустимых значений;
- 6 Использование средств защиты и приспособлений, в том числе для защиты от воздействия электрического и магнитного полей в электроустановках, в которых их напряженность превышает допустимые нормы.

6.3 Экологическая безопасность

Далее будут описаны существующие угрозы эксплуатируемого объекта для окружающей среды.

6.3.1 Защита селитебной зоны

Санитарно-защитная зона — это особая функциональная зона, отделяющая предприятие от селитебной зоны либо от иных зон функционального использования территории с нормативно закрепленными повышенными требованиями к качеству окружающей среды.

Регламентированный размер СЗЗ определяется в первую очередь классом предприятия или производства по приведенной в [4] (раздел 5) классификации.

Установка подготовки нефти, на которую внедряется разрабатываемое решение, относится к объекту I-го класса, соответственно согласно рекомендациям по разработке проектов санитарно-защитных зон промышленных предприятий, СЗЗ составит 2000 м.

6.3.2 Защита атмосферы

На атмосферу могут оказывать вредное воздействие выбросы из вентиляционных труб, которые не проходят очистку и выбросы из резервуаров, которые также не очищаются перед выбросом. Однако на установках осуществляется контроль по содержанию вредных веществ в выбросах, которые не должны превышать установленных норм на предприятии.

Комплекс проектных мероприятий, направленных на уменьшение воздействия объектов на окружающую среду:

- приняты герметичные схемы приема-откачки нефти, нефтепродуктов;
- с оборудования предусмотрен сбор утечек нефти в подземные дренажные емкости с дальнейшим возвратом в технологический процесс;
- подъём на оптимальную высоту труб выбросов организованных источников для улучшения рассеивания;
- лабораторный контроль за соблюдением нормативов выбросов вредных веществ в атмосферу;

- переработка сырья и нефтепродуктов при минимально возможных (по технологическим параметрам) температурах.

6.3.3 Защита гидросферы

Аварийные ситуации могут оказывать негативное воздействие на гидросферу. При разливе сырья или товарной продукции происходит неконтролируемое скопление жидкой фазы на объекте. При попадании разливов нефтепродуктов в сточные воды необходимо провести их анализ на содержание вредных примесей, так как согласно [28] не допускается утечка нефти и нефтепродуктов.

Разлив засыпается песком, который затем вывозится на полигон. Не допускается проведение каких-либо огневых работ, эксплуатация насосного оборудования, техники вблизи мест разлива. Мероприятия по контролю влияния установки на гидросферу: закрытый дренаж трубопроводов и оборудования, закрытый сброс охлажденных загрязненных стоков, применение бессальниковых герметичных насосов, отбортовка площадок наружных установок с устройством твердого покрытия, сбор проливов продуктов из отбортованных площадок в дренажные ёмкости с последующим возвратом на переработку.

6.3.4 Защита литосферы

Для предотвращения попадания вредных веществ на почву, за пределы производственной площадки, предусмотрено:

- обвалование площадок, где возможен разлив продукта;
- дренажные емкости, для сбора возможных разливов продукта и загрязненных при этом дождевых и талых вод и последующим их отведением в систему ППД для совместного использования в технологическом процессе;
- обвалование резервуарного парка;

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Аварийное состояние на установке может быть вызвано следующими причинами: прекращение подачи электроэнергии, прекращение подачи охла-

ждающей воды, прекращение подачи пара, аварией на соседней установке, отказ КИПиА, при которых необходима остановка оборудования, пожар на установке.

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией на установке является пожар на станции. Согласно Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" пожар на рассматриваемом объекте будет классифицироваться как пожары горючих жидкостей или плавящихся твердых веществ и материалов (В). В качестве первичных средств пожаротушения рекомендуется использовать пожарный инвентарь (песок), покрывала для изоляции очага возгорания, генераторные огнетушители аэрозольные переносные.

Мероприятия, проводимые во время чрезвычайных ситуаций (аварий, стихийных бедствий, военных конфликтов), представляют собой проведение спасательных работ и неотложных аварийно-восстановительных работ в очаге поражения. Данные мероприятия должны проводиться на основании положения комплекса государственных стандартов по предупреждению и ликвидации чрезвычайной ситуации и определены в [29]. Технические и организационные меры по предотвращению пожара или взрыва и противопожарной защите осуществляются в соответствии с [30] и [31].

Выводы по разделу

В данном разделе были рассмотрены вредные факторы производства, предложены меры по предотвращению или ограничению их влияния на человека и окружающую среду.

Согласно документации на рассматриваемый объект, фактические значения потенциально возможных факторов соответствуют нормам.

Согласно ПУЭ 2003-01-01 помещение операторной относится к категории П-Па, технологическая площадка относится к категории В-1г.

Группа персонала по электробезопасности согласно Правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок – I.

Согласно СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» помещение операторной относится к «В» группе, технологическая площадка к «АН» группе.

Категория тяжести труда по СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания – Па.

Установка подготовки нефти, согласно постановлению правительства РФ от 31 декабря 2020 года N 2398 Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий, относится к объектам I категории.

Заключение

В связи с высокой актуальностью задачи повышения рентабельности и экологической привлекательности процессов подготовки и транспортировки нефти была выполнена работа, посвященная теме снижения потерь легких углеводородов. Согласно аналитическим данным, годовые потери при перекачке нефти от скважины до НПЗ и нефтепродуктов при доставке от завода до потребителя включительно составляют около 9% от её годовой добычи. При этом в результате испарения из нефти уходят главным образом наиболее легкие компоненты, являющиеся основным и ценнейшим сырьём для нефтехимических производств.

В рамках данной работы был проведен глубокий литературный анализ процессов подготовки нефти, рассмотрены основные причины потери легких углеводородов в процессах подготовки и транспортировки нефти. Подробно изучены основные методы снижения потерь легких углеводородов.

По результатам анализа было предложено два метода снижения потерь легких углеводородов.

Первый предложенный способ по сокращению потерь легких фракций углеводородов – оборудование резервуаров для хранения товарной нефти понтонами. Данный метод является привлекательным ввиду простоты транспортировки, установки и эксплуатации. Однако, в ходе расчетов было установлено, что эффективность понтонов низкая. Так, на месторождении М1 составит 38% от их общего числа потерь, на месторождении М2 эффективность улавливания легких фракций углеводородов составит 32%, а на месторождении М3 – 33%.

Для более полного улавливания легких фракций углеводородов на месторождениях предложено использовать УУЛФ, компрессионного типа с роторно-пластинчатым компрессором. После включения в технологическую схему рассматриваемых месторождений УУЛФ будет сохранено порядка 98% от потерянных углеводородов.

Предложенное решение снизит потери углеводородов при испарении из резервуаров нефти, улучшит экологическую обстановку на территории месторождений, уменьшит уровень пожароопасности, будет сохранено наиболее ценное углеводородное сырье.

Список использованных источников

1. Байков, Н.М., Позднышев, Г.Н., Мансуров, Р.И. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды. М., Недра, 2014.
2. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. Введен 2002-07-01
3. Мановян Андраник Киракосович. Технология первичной переработки нефти и природного газа : Учеб. пособие для студентов вузов, обучающихся по специальности "Хим. технология природ. энергоносителей и углерод. материалов" / 2. изд., испр. - М. : Химия, 2001.
4. Гужов, А.И. Совместный сбор и транспорт нефти и газа. М., Недра, 2013.
5. Лутошкин, Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды к транспорту. М., Недра, 2013.
6. Абузова Ф.Ф., Бронштейн И.С., Новоселов В.Ф. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении. М.: Недра, 1981. 248 с
7. Блинев, И.Г., Герасимов, В.В., Коршак, А.А., Новоселов, В.Ф., Седелев, Ю.А. Перспективные методы сокращения потерь нефтепродуктов от испарения в резервуарах. М: ЦНИИТЭнефтехим, 2013.
8. Veronico , Livia Kristin , Yansen Hartanto , Antonius Indarto/ Surface cover method to reduce evaporation rate of crude oil/ Conf. Series: Materials Science and Engineering 823 (2020) 012012
9. Коршак, А.А., Блинов, И.Г., Новоселов, В.Ф. Системы улавливания легких фракций нефти и нефтепродуктов из резервуаров: Учебное пособие.Уфа: Изд. Уфим. нефт. института. 2015-144 с.
10. Marwan M. Farhana *, Muthana M. Al- Jumialy/ Development of a New Method for Reducing the Loss of Light Hydrocarbons at Breather Valve of Oil Tanks/ Department of Chemistry, College of Education for Pure Sciences, University of Al Anbar, P.O. Box 55, 55431
11. Транспорт и хранение нефтепродуктов // Научно-технический информационный сборник. М.: 2014.

12. К.А. Зайнетдинов, Е.А. Любин/ Система улавливания легких фракций с применением мембранных модулей для сокращения потерь нефтепродуктов от испарения/ Нефтегазовое дело, 2018, т. 16, № 5
13. Polovolokonnye gazorazdelitel'nye membrany. NPK Promtegra [Half-Fiber Gas Separation Membranes. RPC Promtegra]. Available at: <http://www.promtegra.ru/polovolokonnye-gazorazdelitelnye-membrany/> (accessed: 01.03.2022).
14. Membrannye gazorazdelitel'nye ustanovki. PAO Kriogenmash [Membrane Gas Separation Plants. PJSC Kriogenmash]. Available at: <http://www.cryogenmash.ru/catalog/membrannye-ustanovki/> (accessed: 02.04.2022)
15. Varnakov V.V., Martsev Yu.P. Sokrashchenie poter' topliva pri khranении [Reduction of Fuel Losses During Storage]. Mezhdunarodnyi nauchnyi zhurnal — International Scientific Journal, 2008, No. 1, pp. 75-80.
16. Varnakova E.A. Perspektivnye sposoby snizheniya poter' nefteproduktov na AZS i otsenka ushcherba ot vybrosov parov nefteproduktov v atmosferu [Promising Methods of Oil Losses Reduction at the Gas Stations and Evaluation of the Damage of Oil Vapor Emissions into the Atmosphere]. Mezhdunarodnyi tekhniko-ekonomicheskii zhurnal — The International Technical-Economic Journal, 2013, No. 3, pp. 99–103
17. Varnakova E.A. Sovershenstvovanie tekhnologii zapravki avtotransportnykh sredstv: dis. kand. tekhn. nauk [Improving the Technology of Refueling Vehicles: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Moscow, 2016. 175 p. [in Russian]
18. Varnakov D.V., Varnakov V.V., Platonov A.V., Varnakova E.A. Ustroistvo ulavlivaniya parov nefteproduktov na AZS s razdeleniem parovozdushnoi smesi na membranakh [The Device of Petroleum Products at Filling Stations with Split Air-Steam Mixture on the Membranes]. Patent RF, No. 157866, 2015
19. Tugunov P.I., Novoselov V.F., Korshak A.A., Shammazov A.M. Tipovye raschety pri proektirovanii i ekspluatatsii neftebaz i nefteprovodov [Typical Calculations in the Design and Operation of Oil Depots and Pipelines]. Ufa, DizainPoligrafServis Publ., 2002. 658 p

20. Lyubin E.A. Obosnovanie tekhnologii ulavlivaniya parov nefti iz rezervuarov tipa RVS s ispol'zovaniem nasosno-ezhektornoj ustanovki: dis. kand. tekhn. Nauk [Substantiation of the Technology of Capturing Oil Vapor from Storage Tanks Type RVS from Using the Pump-Ejector Installation: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Saint-Petersburg, 2010. 185 p
21. Бешагина Е.В., Будовая Е.А., Гавриков А.А. Повышение эффективности Промысловой Подготовки Нефти с целью сокращения потерь легких углеводородов на месторождении Западной Сибири // Фундаментальные исследования. – 2013. – № 8-3. – С. 545-550; URL: <https://fundamental-research.ru/ru/article/view?id=31954> (дата обращения: 18.02.2022).
22. . Максименко А.Ф., Дяченко И.Ф., Лоповок С.С. Уточнение методики расчета потерь нефти в резервуарах типа РВС от «больших дыханий» / Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 9.с 93-95
23. Приказ Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от 12 апреля 2011 г. [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL: <http://www.rg.ru/2011/10/28/medosmotr-dok.html>, свободный. – Дата обращения: 15.04.2019г.
24. ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. М.: Стандартиформ, 2007. – 10 с.
25. ГОСТ 12.0.004-90. Организация обучения безопасности труда. – М.: Стандартиформ, 2010. – 16 с.
26. ГОСТ 12.1.005–88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.:Стандартиформ, 2008. – 49 с.
27. ГОСТ Р 51337-99. Безопасность машин. Температуры касаемых поверхностей. Эргономические данные для установления предельных величин горячих поверхностей. – М.: Стандартиформ, 2000.
28. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. – М.: Стандартиформ, 2014. – 13 с.

29. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы. – М.: Стандартинформ, 1996. – 12 с.
30. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» и ССБТ ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL: <http://www.npmaap.ru/possnips/standpr/gost30494.html>., свободный. – Дата обращения: 15.04.2019г.
31. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL: <http://www.complexdoc.ru/ntdtext/579059>., свободный. – Дата обращения: 15.04.2019г.
32. ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.
33. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения. – М.: Издательство стандартов, 1994. – 11 с.
34. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N123-ФЗ Технический регламент о требованиях пожарной безопасности инструменту [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_148963/., свободный. – Дата обращения: 23.04.2014 г.
35. ГОСТ 12.1.010–76. Взрывобезопасность. Общие требования. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2003. – 7 с.