

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (профиль) 18.03.01 «Химическая технология» (Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов)
Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Исследование процесса улавливания легких фракций углеводородов при подготовке нефтей

УДК 622.692.286-047.37

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д43	Сассо Артем Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Бешагина Евгения Владимировна	К.Х.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Наталья Валерьевна	д.и.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Немцова Ольга Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Кузьменко Елена Анатольевна	К.Т.Н.		

Томск - 2019

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P1	Применять базовые и специальные, математические, естественнонаучные, социально-экономические и профессиональные знания в профессиональной деятельности
P2	Применять знания в области современных химических технологий для решения производственных задач
P3	Ставить и решать задачи производственного анализа, связанные с созданием и переработкой материалов с использованием моделирования объектов и процессов химической технологии
P4	Разрабатывать новые технологические процессы, проектировать и использовать новое оборудование химической технологии, проектировать объекты химической технологии в контексте предприятия, общества и окружающей среды
P5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области современных химических технологий
P6	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современное высокотехнологичное оборудование, обеспечивать его высокую эффективность, выводить на рынок новые материалы , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на химико-технологическом производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.
<i>Общекультурные компетенции</i>	
P7	Демонстрировать знания социальных, этических и культурных аспектов профессиональной деятельности.
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.
P9	Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности.
P10	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, демонстрировать лидерство в инженерной деятельности и инженерном предпринимательстве , ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) 18.03.01. «Химическая технология» (Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов)
Отделение школы (НОЦ) 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
3-2Д43	Сассо Артему Сергеевичу

Тема работы:

Исследование процесса улавливания легких фракций углеводородов при подготовке нефтей	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	От 20.03.19 г. № 2136с.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	24.05.19 г.
--	--------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).	<i>Объекты исследования – технологические схемы Казанского НГКМ, Малореченского месторождения Томской области; Характеристика исходного сырья, материалов, изготавливаемой продукции рассматриваемых месторождений; Назначение технологических процессов на объектах исследования; Описание технологических схем Казанского и Малореченского месторождений.</i>
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (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).</p>	<p><i>Литературный обзор:</i> -Подготовка нефти к переработке; -Эмульсии; -Эмульгаторы; -Деэмульгаторы; -Отстаивание; -Сепарация (одноступенчатая и многоступенчатая); -типы потерь нефти и основные методы их предупреждения; -средства сокращения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения. <i>Задачи исследования:</i> -Расчет эффективности улавливания легких фракций углеводородов из РВС-2000 на Казанском и Малореченском месторождениях при помощи применения 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 применения компрессионной УУЛФ. <i>Результаты проведенного исследования:</i> сравнение эффективности применения понтонов и УУЛФ с целью сокращения потерь углеводородного сырья из резервуаров рассматриваемых объектов.</p>
--	--

<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>-Принципиальная блок-схема Казанского НКМ; -Принципиальная блок-схема Малореченского месторождения; -Принцип работы роторно-пластинчатого компрессора; -Схема системы УЛФ.</p>
--	--

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Профессор ОСГН Трубникова Наталья Валерьевна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Ассистент ООД ШБИП Немцова Ольга Александровна</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>14.01.19 г.</p>
--	---------------------------

Задание выдал руководитель:

<p>Должность</p>	<p>ФИО</p>	<p>Ученая степень, звание</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>Доцент ОХИ ИШПР</p>	<p>Бешагина Е.В.</p>	<p>К.х.н., доцент</p>		<p>14.01.19 г.</p>

Задание принял к исполнению студент:

<p>Группа</p>	<p>ФИО</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>3-2Д43</p>	<p>Сассо А.С.</p>		<p>14.01.19 г.</p>

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2д43	Сассо Артему Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы(НОЦ)	Отделение химической инженерии
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Химическая технология

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Бюджет затрат НИИ 69 497 000 руб.; Размер оклада руководителя проекта 20 294 руб.; Размер стипендии студента 2 500 руб.;</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов: – Временные – материально-технические – финансовые – человеческие</i>	<i>Коэффициент выполнения нормы = 1; Число календарных дней в году – 365; Продолжительность выполнения проекта – 3 месяца; Дополнительная заработная плата – 13% от основной; Накладные расходы - 20% от суммы всех расходов.</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Тариф страховых взносов – 27,1%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Определение потенциальных потребителей результатов исследования; анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения; проведение SWAT-анализа.</i>
<i>2. Планирование научно-исследовательских работ</i>	<i>Составление перечня этапов и работ в рамках проведения научного исследования; определение трудоемкости работ; разработка графика проведения научного исследования.</i>
<i>3. Формирование бюджета научного исследования</i>	<i>Распределение затрат на научное исследование по группам, формирование бюджета.</i>
<i>4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Проведение сравнительного анализа эффективности разработок научного исследования.</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- 1. Оценочная карта сравнения конкурентных технических решений.*
- 2. Матрица SWOT*
- 3. Перечень этапов, работ и распределение исполнителей*
- 4. Временные показатели проведения научного исследования*
- 5. План-график научного исследования*
- 6. Бюджет затрат на научно-исследовательский проект*
- 7. Сравнительная эффективность разработки*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	14.01.2019 г.
---	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Трубникова Н.В.	д.и.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2д43	Сассо А.С.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2д43	Сассо Артему Сергеевичу

Школа	Отделение (НОЦ)	Направление/специальность	Химическая технология
Уровень образования	Бакалавриат		

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<i>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</i>	Объект исследования-технологические схемы Казанского НГКМ и Малореченского месторождения Томской области Область применения-Нефтегазовая промышленность
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Согласно статье 314 ТК РФ работникам Казанского НГКМ, Малореченского месторождения выплачивается процентная надбавка к заработной плате за стаж работы в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях.</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Мероприятия по снижению воздействия</p>	<p>2.1 Анализ опасных и вредных факторов</p> <ul style="list-style-type: none"> -химические вещества -отклонение параметров климата на открытом воздухе -недостаточная освещенность рабочей зоны -превышение уровня шума -превышение уровня вибрации -повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека - взрывоопасность и пожароопасность <p>2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<ul style="list-style-type: none"> - указать область воздействия на атмосферу, гидросферу и литосферу, применяемые меры по охране окружающей среды. - Указать степень воздействия УУЛФ месторождений на окружающую среду
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Возможные ЧС на объекте:</p> <ul style="list-style-type: none"> -аварии -стихийные бедствия -пожары <p>Наиболее типичная ЧС-пожар</p> <p>Меры по предупреждению ЧС</p> <ul style="list-style-type: none"> -пожарная безопасность -вентиляция -прохождение обучения мерам пожарной безопасности сотрудниками производств

	<i>Действия при ЧС</i> -вызов пожарной службы; -эвакуация сотрудников производств -использование первичных средств тушения пожара
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	14.01.2019г.
---	---------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Немцова О.А			14.01.19г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2д43	Сассо А.С.		14.01.19г.

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 103 страницы, 5 рисунков, 13 таблиц, 29 использованных источников, 12 приложений.

Ключевые слова: нефть, дыхание резервуара, понтоны, установка улавливания легких фракций, роторно-пластинчатый компрессор.

Объектами исследования являлись технологические схемы установок подготовки нефтей Казанского и Малореченского месторождений Томской области.

Цель работы: исследование процесса улавливания легких фракций углеводородов при подготовке нефтей.

Метод проведения работы: расчет количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от резервуарных парков объектов исследования по методическим указаниям государственного комитета РФ по охране окружающей среды, расчет количества уловленных легких фракций углеводородов при применении компрессионной УУЛФ согласно исследованию НИИ ЭМ МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сравнение показателей эффективности разработок. Проведение анализа вредных и опасных факторов на Казанском и Малореченском месторождениях.

Полученные результаты: УУЛФ обеспечит сокращение потерь легких фракций углеводородов из резервуаров для хранения нефти на Казанском и Малореченском месторождениях на 98%, чем уменьшит уровень пажароопасности, улучшит экологическую обстановку, сохранит ценное сырье для процессов нефтепереработки.

Область применения: подготовка нефтей к переработке.

Степень внедрения: проведенное исследование является перспективным и потенциально может использоваться Казанским НГКМ и Малореченским месторождением.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе приведены следующие термины с соответствующими определениями:

пластовые флюиды: Смесь углеводородных и неуглеводородных компонентов, находящихся в пластовых условиях в газовой или жидкой фазе.

коалесценция: Слияние частиц внутри подвижной среды или на поверхности тела.

парафины: Смесь предельных углеводородов (алканов) преимущественно нормального строения состава от $C_{18}H_{38}$ (октадекан) до $C_{35}H_{72}$ (пентатриоконтан).

флокуляция: Образование рыхлых хлопьевидных агрегатов (флокул) из мелких частиц дисперсной фазы, находящихся во взвешенном состоянии в жидкой или газовой среде.

легкие фракции углеводородов: Фракции с температурой кипения до $140^{\circ}C$.

Тяжелые фракции углеводородов: Фракции с температурой кипения свыше $350^{\circ}C$.

куст скважины: Это горизонтальная площадка, на которой размещены нефтегазовые и газоконденсатные скважины, оборудованные фонтанной арматурой, технологическими трубопроводами, установками для замеров дебитов скважин, средствами контроля и автоматизации.

эксцентриситет: числовая характеристика конического сечения, показывающая степень его отклонения от окружности.

В ВКР приведены следующие обозначения и сокращения:

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;
НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;
ГФУ – горизонтальная факельная установка;
ФНД – факел низкого давления;
ФВД – факел высокого давления;
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;
Н – насос;
ПП – подогреватель путевой;
КИПиА - контрольно-измерительные приборы и автоматизация.

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;

ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;

ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;

ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;

ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования;

ГОСТ 2222-95. Метанол технический. Технические условия.

Оглавление

Введение	15
1 Литературный обзор	17
1.1 Подготовка нефти к переработке	17
1.2 Эмульсии	18
1.3 Эмульгаторы	19
1.4 Деэмульгаторы	20
1.5 Отстаивание	20
1.6 Сепарация	22
1.6.1 Одноступенчатая сепарация	23
1.6.2 Многоступенчатая сепарация	24
1.7 Типы потерь нефти и основные методы их предупреждения	25
1.8 Средства сокращения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения	27
2 Объекты и методы исследования	30
2.1 Общие характеристики производственных объектов	30
2.2 Назначение технологических процессов месторождений	31
2.3 Характеристика исходного сырья, материалов, продукции	32
2.4 Описание технологических процессов и технологических схем добычи и подготовки нефти на месторождениях	33
2.4.1 Описание технологического процесса и технологической схемы Казанского нефтегазоконденсатного месторождения	33
2.4.2 Описание технологического процесса и технологической схемы Малореченского месторождения	38
2.5 Постановка задачи исследования	41
3 Расчеты и аналитика	44
3.1 Расчет эффективности понтонов для резервуаров рассматриваемых объектов	44
3.2 Принцип работы компрессионной системы УЛФ	45
3.3 Описание компрессора	46

3.4 Технологическая схема системы УЛФ	47
3.5 Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от резервуарных парков Казанского и Малореченского месторождений за 2018 год	49
3.6 Результаты проведенного исследования	51
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	53
4.1 Введение	53
4.2 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований	53
4.3 Планирование научно-исследовательских работ	56
4.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	57
4.5 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	63
4.6 Заключение	64
5 Социальная ответственность	66
5.1 Введение	66
5.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	66
5.3 Производственная безопасность	67
5.3.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов	68
5.3.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего	73
5.4 Экологическая безопасность	74
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	76
5.6 Заключение	78
Заключение	79
Список использованных источников	80
Приложение А - Характеристика исходного сырья, материалов, изготавливаемой продукции Казанского НГКМ	83
Приложение Б - Характеристика исходного сырья, материалов, изготавливаемой продукции Малореченского месторождения	86
Приложение В - Принципиальная блок-схема Казанского НГКМ	91

Приложение Г - Принципиальная блок-схема Малореченского месторождения	92
Приложение Д - Оценочная карта сравнительных характеристик конкурентных технических решений	93
Приложение Е - SWAT – анализ исследовательской работы	94
Приложение Ж - Перечень этапов и работ в рамках проведения научно-исследовательского проекта	97
Приложение К - Временные показатели проведения научного исследования	98
Приложение Л - План-график проведения научного исследования	99
Приложение М - Бюджет затрат на научно-исследовательский проект	100
Приложение Н - Возможные вредные и опасные факторы на производстве	101
Приложение П - Коэффициент естественного освещения, искусственное освещение для производственных помещений	103

Введение

Топливо-энергетические ресурсы являются основным богатством России. В стране сосредоточено около 13% мировых запасов нефти, и Россия занимает одно из лидирующих мест в мире по ее добычи.

Постоянное открытие новых нефтяных месторождений, растущие объемы добычи сырья требуют больших инноваций на предприятиях, ориентированных на нефтепереработку.

Потери легких фракций углеводородов на НПЗ по оценкам специалистов составляют около 50 млн. тонн в год, это сравнимо с добычей крупного нефтяного региона, при этом основные потери наблюдаются в резервуарных парках. Недостаточная герметизация резервуаров для хранения нефтепродуктов, а также «малые» и «большие» дыхания в совокупности определяют количество потерь ценнейшего сырья, которые достигают 3% от общей годовой добычи нефти на месторождении. Кроме того при испарении легких фракций углеводородного сырья происходит значительное загрязнение слоя атмосферы вблизи НПЗ. Указанные факторы определяют необходимость сокращения рассматриваемых потерь на нефтяных месторождениях.

Объектом исследования являются технологические схемы Казанского и Малореченского месторождений, территориально расположенных в Томской области.

Предметом данной работы является исследование потерь легких фракций углеводородов при подготовке нефтей на вышеуказанных месторождениях, сравнительный анализ сокращения потерь из резервуаров месторождений при применении понтонов для РВС-2000, расположенных на объектах, и УУЛФ компрессионного типа.

В работе предложено использование компрессора роторно-пластинчатого типа для УУЛФ. Данный вид компрессора является более энергоэффективным и долговечным по сравнению с любым конкурирующим

видом компрессионного оборудования и в настоящее время находит все более широкое распространение на рынке.

Применение УУЛФ компрессионного типа с роторно-пластинчатым компрессором полностью сократит потери легких фракций углеводородов из резервуаров рассматриваемых месторождений, улучшит экологическую обстановку, уменьшит уровень пожароопасности и сохранит наиболее ценное сырье процесса нефтепереработки. При использовании в установке вышеуказанного компрессора она будет более долговечной и не будет требовать больших капитальных затрат при проведении ремонтных работ.

1 Литературный обзор

1.1 Подготовка нефти к переработке

Продукция скважин представляет собой сложные смеси различных соединений углеводородов и углерода. Все они имеют различные плотности, давления насыщенного пара и другие физические характеристики. Когда пластовые флюиды покидают нефтяную залежь, где они находились под высоким давлением и при высокой температуре, происходит снижение давления и температуры. Из жидкости выделяется газ, изменяется характер течения. Газ, движущийся с большой скоростью, уносит капли жидкости, а жидкость увлекает пузырьки газа. Физическое разделение этих фаз является одним из важнейших действий в добыче, подготовке и переработке нефти и газа [1].

Товарная нефть, как правило, не может содержать более 1 % воды и механической примесей, а газ обычно не должен содержать свободной жидкости. Кроме того, при наличии другой фазы приборы для измерения расхода жидкости и газа дают очень неточные показания [2].

Нефть, добываемая из скважин в своем составе содержит пластовую воду, с растворенными в ней солями, газы органического (от CH_4 до C_4H_{10}), и неорганического (H_2S , CO_2) происхождения, попутный (нефтяной) газ, кроме того неорганические примеси, твердые частицы механических примесей. Такую нефть называю «сырой».

Наличие воды в нефти увеличивает ее вязкость, расходы на транспортировку. Механические примеси и твердые частицы, содержащиеся в нефти, вызывают повышенный износ трубопроводов и оборудования. Все это обосновывает необходимость специальной подготовки нефти перед подачей ее в магистральные трубопроводы.

Для обессоливания и обезвоживания нефтей на УПН реализуется следующие процессы:

Сепарация пластовой нефти - сброс давление с установлением нового фазового равновесия; отстаивание; деэмульгирование нефти - добавление ПАВ для коалесценции капель воды и их удаления; тепловые процессы (печи, теплообменники) - при нагревании до 70°C двойной электрический слой разрушается и частицы слипаются; электрохимические процессы (электродегидраторы) - разрыв ДЭС за счет электрического потенциала с последующей коагуляцией капель на электроде и их осаждением.

1.2 Эмульсии

Нефть, не содержащая примесей и чистая вода взаимно нерастворимы, данная смесь легко расслаивается. В реальных условиях в нефти содержится значительное количество примесей: пластовая вода, механические примеси, природные эмульгаторы, соли и т.д.

Эмульсии - это дисперсные системы, состоящие по меньшей мере из двух взаимно мало или нерастворимых жидкостей, одна из которых диспергирована в виде мельчайших капель (глобул) и называется дисперсной фазой, а другая - дисперсионной средой (жидкость, в которой глобулы распределены) [3]. В нефтепереработке различают два типа эмульсий: нефть в воде (Н/В) - гидрофильная и вода в нефти (В/Н) - гидрофобная.

Чтобы эмульсия могла существовать, необходимо наличие двух несмешивающихся жидкостей и эмульгатора (стабилизатора). Кроме того, требуется продолжительное перемешивание для диспергирования внутренней фазы во внешней среде. В продукции нефтяных скважин содержатся две несмешивающиеся жидкости - вода и нефть, а также органические и неорганические материалы в виде примесей. Примеси концентрируются, в основном, на поверхности раздела между нефтью и водой.

Стойкость эмульсии определяется интенсивностью и продолжительностью перемешивания, а также свойствами и количеством эмульгатора. Если оставить некоторые стойкие эмульсии в емкости без

воздействия, то для их самопроизвольного разложения могут потребоваться недели или даже месяцы. Нестойкие эмульсии могут разложиться на нефть и воду всего лишь за несколько минут. Стойкость эмульсии зависит от нескольких факторов: разности плотностей нефти и воды; размера диспергированных капель воды; вязкости; поверхностного натяжения; присутствия и концентрации эмульгаторов; минерализации воды; возраста эмульсии; перемешивания.

1.3 Эмульгаторы

При изучении стойкости эмульсий полезно иметь в виду, что смесь чистой нефти и чистой воды, без эмульгаторов, не даст эмульсию, как бы ее ни перемешивали. Если в системе не присутствует эмульгатор, то капли воды со временем оседают на дно резервуара, в результате чего получается наименьшая поверхность раздела. Такие системы неустойчивы [2].

Эмульгаторами могут быть поверхностно - активные вещества (ПАВ). Эмульгаторы не растворяются в одной из жидких фаз и концентрируются на поверхности раздела между ними. Действие эмульгаторов проявляется в следующем:

- снижение поверхностного натяжения на поверхности капли воды, что способствует образованию более мелких капель. Для коалесценции (слияния) мелких капель и образования более крупных, быстро оседающих капель требуется больше времени;

- формирование на поверхности капель вязкого слоя, препятствующего коалесценции при столкновении. Поскольку коалесценция затруднена, для оседания мелких капель, образовавшихся при перемешивании, требуется больше времени.

Природные ПАВ, содержащиеся в нефти, являются эмульгаторами. Обычно это парафины, смолы, органические кислоты, соли металлов,

коллоидные частицы ила и глин, а также асфальтены (общий термин для обозначения химических соединений, содержащих серу, азот и кислород) [4].

Источниками эмульгаторов являются также жидкости для бурения и ремонта скважин.

1.4 Деэмульгаторы

Разложить эмульсии можно термическим и (или) химическим воздействием. Для химического воздействия используют так называемые деэмульгаторы. Их продают под различными торговыми марками, такими как Tretolite, Visco, Breaxit и т. д. Деэмульгаторы нейтрализуют действие эмульгаторов. Обычно это ПАВ, и поэтому чрезмерная концентрация их может привести к слишком большому снижению поверхностного натяжения капель воды и, следовательно, к образованию более устойчивой эмульсии [5].

Современные деэмульгаторы должны: обладать максимальной деэмульгирующей активностью, легко растворяться, быть дешевыми, нетоксичными; не должны загрязнять сточные воды и корродировать металлы.

Деэмульгаторы должны обеспечить четыре важных эффекта: сильное взаимное притяжение молекул на поверхности раздела нефть - вода; флокуляция; коалесценция; смачивание твердых частиц. Эти эффекты способствуют разделению нефти и воды.

1.5 Отстаивание

Отстаивание водонефтяной эмульсии – технологическая операция, используемая для разделения фаз, т.е. осаждения воды в водонефтяной эмульсии. Эта операция является основным этапом процесса разрушения нефтяных эмульсий (ей предшествуют процессы обработки эмульсии деэмульгатором и подготовки ее к разделению) [6].

В зоне свободного осаждения на частицу действует сила тяжести, Архимедова сила, сила сопротивления движению со стороны жидкости. Скорость осаждения при ламинарном обтекании частицы жидкостью определяется по уравнению Стокса (1) [2]:

$$\omega = d^2 \frac{g(\rho_{ч} - \rho_{жс})}{18\mu} \quad (1)$$

где d - диаметр частицы, м; g - ускорение силы тяжести, м/с²;

$\rho_{ч}$ и $\rho_{жс}$ – плотности соответственно частицы и жидкости, кг/м³; μ - динамическая вязкость, Па·с.

Отстаивание производится в аппаратах, которые называются отстойниками. Отстойники - это аппараты для разделения неоднородных сред (суспензий, жидкостей) под действием силы тяжести. В нефтяной промышленности такие аппараты применяют для разделения эмульсий, очистки нефти от механических примесей, для очистки воды. Выполняют отстойники в виде горизонтального или вертикального аппарата. По характеру работы отстойники могут быть непрерывными и периодическими.

В большинстве отстойниках используют пластинчатые устройства, расположенные вертикально по отношению к сечению аппарата, они позволяют увеличить площадь аппарата и повысить его производительность. Пластины расположены параллельно друг другу.

Перед процессом отстаивания в нефть добавляют дэмульгаторы, коагулянты, флокулянты, которые способствуют коагуляции, также при разделении эмульсий их подогревают, чтобы уменьшить вязкость сплошной среды и интенсифицировать процесс отстаивания.

При конструировании оборудования для подготовки нефти важно учитывать температуру, время и вязкость нефти, затрудняющую оседание воды, а также физические размеры аппарата. Эти параметры определяют скорость оседания капель воды [7]. Схема отстаивания нефти от воды в цилиндрическом горизонтальном отстойнике представлена на рисунке 1.

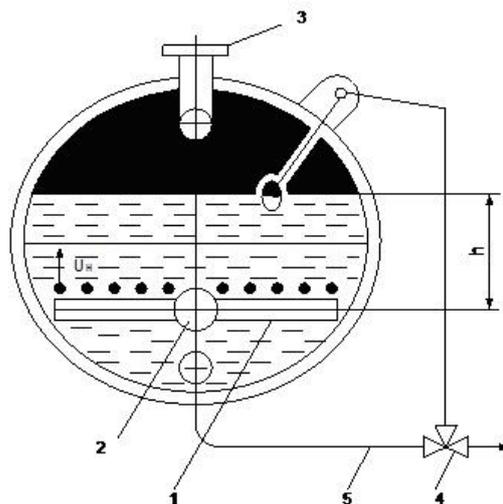


Рисунок 1 - схема отстаивания нефти в цилиндрическом горизонтальном отстойнике: 1 - раздаточный коллектор (маточник); 2 - ввод смеси нефти с водой; 3 - отвод обезвоженной нефти; 4 - исполнительный механизм сброса воды; 5 - линия сброса воды; h - дисперсионная среда (вода)

1.6 Сепарация

Сепарация - процессы разделения смесей жидкости различной плотности, эмульсий, твердых частиц в газе, смесей различных частиц твердых материалов. Химический состав компонентов при сепарации не изменяется. Сепарация основана на различии в физических или физико-химических свойствах компонентов смеси: смачиваемость поверхности, различный цвет частиц, их форма, блеск, упругость, радиоактивность и др.

При сепарации нефти происходит отделение легких углеводородов и сопутствующих газов. Процесс происходит вследствие молекулярной диффузии содержащихся в нефти веществ в пространство с меньшей концентрацией. Сепарация может быть одноступенчатая и многоступенчатая [1].

1.6.1 Одноступенчатая сепарация

Продукция скважины имеет многокомпонентный состав, поэтому, чем выше давления сепарации, тем больше жидкости выделится в сепараторе. Углеводородная жидкость содержит также ряд легких компонентов, испаряющихся в нефтесборном резервуаре, который установлен после сепаратора. Если давление сепарации слишком высоко, то в сепараторе в жидкой фазе останется слишком много легких компонентов, которые перейдут в газовую фазу в нефтесборном резервуаре и будут потеряны. Этот процесс изображен на рисунке 2.

Таким образом, при высоком давлении в резервуаре парциальное давление индивидуального компонента будет относительно высоким, и молекулы этого компонента будут стремиться перейти в жидкую фазу. На это указывает верхняя линия (рисунок 2). По мере повышения давления в сепараторе расход жидкой фазы, выходящей из сепаратора, возрастает.

Проблема здесь заключается в том, что в жидкой фазе остается много молекул легких углеводородов (метан, этан, пропан), которые переходят в газовую фазу в условиях промыслового нефтесборного резервуара, находящегося под атмосферным давлением. В нефтесборном резервуаре, вследствие присутствия большого количества таких молекул, создается низкое парциальное давление средних углеводородов (бутанов, пентана и гептана). Стремление средних углеводородов к переходу в газовую фазу в условиях нефтесборного резервуара в значительной степени зависит от изменения, даже небольшого, их парциального давления. Таким образом, сохраняя легкие углеводороды в продукции, поступающей в нефтесборный резервуар, можно удержать небольшое их количество в жидкой фазе, но при этом намного больше средних углеводородов теряется с газовой фазой. Поэтому при переходе за некоторую оптимальную точку фактически наблюдается снижение объема жидкости в нефтесборном резервуаре при повышении давления сепарации.

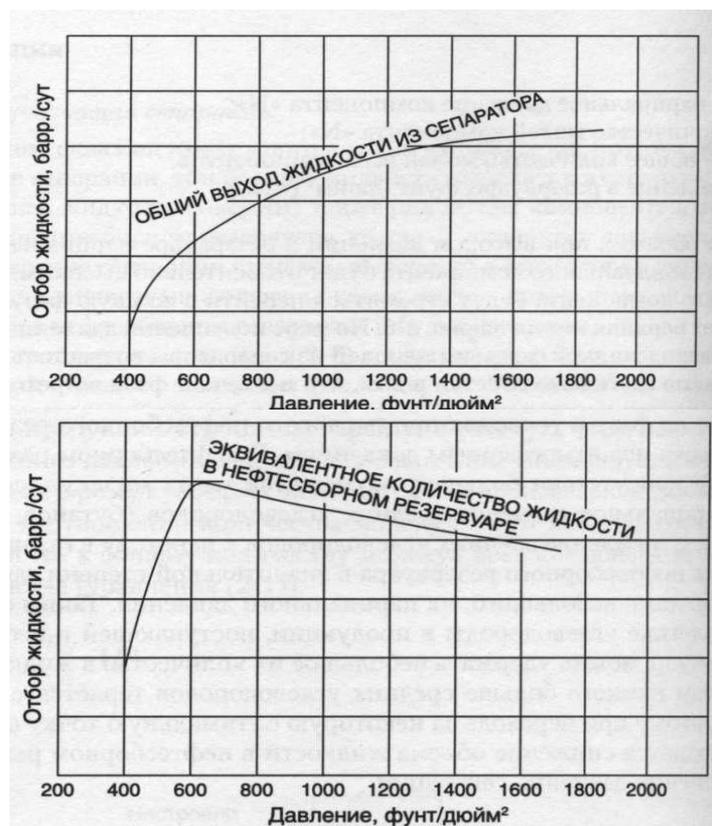


Рисунок 2 - Зависимость количества испарений из резервуаров от давления при проведении сепарации

1.6.2 Многоступенчатая сепарация

После одноступенчатой сепарации жидкость снова подвергается сепарации, но уже в нефтесборном резервуаре. Традиционно, нефтесборный резервуар не считается отдельной ступенью сепарации, хотя фактически это так.

Трехступенчатая сепарация производится при определенном начальном давлении, а затем повторяется дважды, каждый раз при более низком давлении. После этого жидкость направляется в нефтесборный резервуар. Как упоминалось выше, продукция скважин имеет многокомпонентный состав, отсюда, чем больше ступеней сепарации вводится после первой сепарации, тем больше легких компонентов остается в жидкой фазе. При многоступенчатой сепарации молекулы легких углеводородов переходят в газовую фазу при

относительно высоком давлении. В результате парциальное давление промежуточных углеводородов понижается на каждой ступени. Если число ступеней приближается к бесконечности, то молекулы легких углеводородов выводятся из резервуара по мере их выделения из жидкой фазы, а парциальное давление промежуточных компонентов достигает на каждой ступени своего максимально возможного значения. При многоступенчатой сепарации уменьшается требуемая мощность компрессора, поскольку при более высоком давлении на нескольких ступенях сепарации в жидкой фазе остается большая часть газа, чем при одноступенчатой сепарации.

1.7 Типы потерь нефти и основные методы их предупреждения

По экономическим и экологическим соображениям одна из важнейших задач при транспортировке и хранении углеводородов - борьба с потерями. Как правило, такие потери происходят из-за испарения, гораздо реже из-за разливов.

Выделяют две основные категории потерь: количественные, а также количественно-качественные.

Количественные потери нефти и нефтепродуктов - это потери, происходящие в результате неполного слива, перелива, утечек резервуаров и емкостей для транспортировки сырья. Эти потери возникают вследствие неисправности запорной арматуры, негерметичности стенок, днищ резервуаров [8].

Вторая категория потерь нефти и нефтепродуктов - потери количественно - качественные. Эти потери обусловлены испарением сырья на открытом воздухе, в результате чего исчезают в первую очередь легкие фракции углеводородов, являющиеся наиболее ценным сырьем для промышленности, при их потерях снижается качество нефтепродуктов.

Также выделяют третью категорию потерь - качественные. Причиной подобных потерь является загрязнение или смешивание готовых

нефтепродуктов. Примером может служить перекачка различных нефтяных фракций по одной системе трубопроводов, в результате чего качество продукта снижается.

Основной метод предупреждения потерь нефти - рационализация систем транспорта и хранения, поддержания данных систем в оптимальном состоянии. Необходимо своевременно проверять основные узлы транспортной системы нефти: насосное оборудование, резервуары, трубопроводы.

Наибольшие потери нефти на НПЗ наблюдаются в резервуарах, где непрерывно происходит процесс испарения легких фракций углеводородов. Одна из причин испарения нефти в резервуарах - вентиляция газового пространства, она необходима, но через нее и происходит испарение ценного ресурса.

В резервуарах для хранения нефти различают потери от «малых» и «больших» дыханий. Малые дыхания возникают ежедневно, в результате перепада температур и давлений, достаточного для открытия дыхательных клапанов резервуаров. «Большие» дыхания происходят при вытеснении паровоздушной смеси из резервуара в окружающую среду во время наполнения, при этом объем большого дыхания равен количеству поступившего в резервуар продукта.

Потери от испарения нефти при хранении и операциях, связанных с наполнением и опорожнением резервуаров, составляют наибольшую часть в объеме потерь нефти при транспортировке. Основная доля потерь испарения на НПЗ приходится именно на резервуары (до 75%), на большие дыхания приходится около 80 % от этого числа потерь. Поскольку потери от «больших дыханий» в процентном соотношении самые большие, особенно важно вести их правильный учет [9].

1.8 Средства сокращения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения

В настоящее время для сокращения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения в резервуарах используется ряд мероприятий:

- сокращение объема газового пространства в резервуаре при помощи покрытий, плавающих на поверхности нефти;
- газоуравнительные системы без газосборников;
- улавливание паров нефтепродуктов при помощи УУЛФ.

В качестве покрытий, плавающих на поверхности нефтепродукта в резервуаре, применяются плавающие крышки, понтоны и защитные эмульсии.

Понтоном называют жесткое плавающее покрытие, помещаемое в резервуар со стационарной кровлей с целью сокращения потерь нефтепродукта при испарении [10].

Понтон представляет собой жесткую конструкцию в форме диска, которая закрывает не менее 90% поверхности нефтепродукта, изготовлен он из газонепроницаемого материала, снабжен затвором, уплотняющим зазор между диском и стенкой резервуара. Различают понтоны, изготовленные из металлических и синтетических материалов. На рисунке 3 представлен резервуар с металлическим понтоном

Понтоны могут быть разнообразными по своей конструкции. При этом синтетические понтоны менее металлоемки. Все виды понтонов необходимо заземлять для избежания разрядов статического электричества, снабжать направляющими, чтобы предотвратить вращение конструкции под струей нефти, а также опорами для обеспечения возможности зачистки и ремонта днища.

Важно, чтобы затвор для уплотнения зазора между диском и стенкой резервуара был герметичен, от этого в большей степени зависит количество легких фракций углеводородов, которые будут уловлены при помощи понтона.

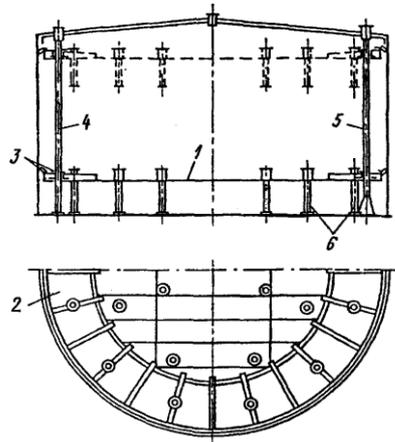


Рисунок 3 - Резервуар с металлическим понтоном:

1 - настил понтона; 2 - металлические короба; 3 - уплотняющие затворы металлического понтона; 4 - труба для отбора проб; 5 - кожух пробоотборника ПСМ; 6 - опорные стойки

Эффективность работы понтона может достигать 80%, однако на практике, как правило, она значительно меньше.

В отличие от понтонов, плавающие крышки предназначены для резервуаров, не имеющих стационарной кровли, в связи с чем изготавливают их полностью герметичными. Они имеют листовую настил с уклоном к центру, для удобства удаления осадков. Дождевую воду с центра плавающей крышки отводят через дренажную систему.

Также для сокращения потерь углеводородов применяются защитные эмульсии, которые помещаются на поверхность нефтепродукта, плотность защитной эмульсии меньше плотности нефти. Защитная эмульсия распространяется по поверхности нефтепродуктов, изолирует их от газовых потерь. Однако у защитных эмульсий имеется ряд недостатков: низкая стабильность эмульсии, непродолжительный срок ее службы, имеется риск засорения насосов и фильтров резервуаров.

Одним из существующих методов сокращения потерь легких фракций углеводородов из резервуаров является газоуровнительная система, большинство которых (более 50%) эксплуатируют без газосборника. Данная система эффективна в случае, если коэффициент совпадения операций для

резервуара очень высок, однако на практике полного совпадения операций налива и опорожнения резервуара не наблюдается. При использовании подобной системы необходима полная герметизация резервуаров, так как неплотности в их кровле могут свести эффективность системы к нулю.

Наиболее эффективным и экономически оправданным методом снижения потерь легких фракций углеводородов из резервуаров для хранения нефти является применение установки улавливания легких фракций углеводородов. Ее принцип работы заключается в следующем: выделяющиеся легкие фракции по системе трубопроводов перераспределяются по резервуаром хранения нефтепродукта (газоуравнительная система), избыток газообразных углеводородов поступает в газосборник, часть паров конденсируется и откачивается насосом к потребителю. Газообразная часть сжимается компрессором и перекачивается для потребления, технология УЛФ предусматривает отбор избыточного количества паров нефтепродуктов, сжатие их компрессорами, сжижение, обогащение тяжелыми фракциями и подачу к местному потребителю или в магистральный трубопровод. Применение УУЛФ позволяет полностью сократить потери углеводородов из резервуаров на НПЗ.

2 Объекты и методы исследования

2.1 Общие характеристики производственных объектов

Казанское месторождение находится в южной части Парабельского района Томской области в приблизительно 40 км. на юг от г. Кедровый. Месторождение расположено в бассейне р. Оби и ее притоков на Обь-Васюганском междуречье близ рек Малой и Большой Казанки, впадающих в р. Чузик, вдали от автомобильных дорог и коммуникаций магистрального транспорта [11]. Доставка персонала осуществляется вертолетом, а грузов по автодороге.

Установка подготовки нефти входит в состав цеха по добыче, подготовке нефти, газа и конденсата. УПН предназначена для разгазирования и обезвоживания нефти Казанского месторождения и подачи товарной нефти в нефтепровод «Казанское-Лугинецкое».

Проектная мощность установки подготовки нефти:

-1100 тыс. т/год по товарной нефти;

-1250 тыс. т/год по жидкости.

Дата ввода в эксплуатацию первой очереди УПН - май 2009 г.

Дата ввода в эксплуатацию второй очереди УПН - май 2010 г.

«Малореченское» месторождение административно расположено в Томской области и открыто в 1983 году. Месторождение находится в 18 км к западу от г. Стрежевого и 55 км от Западно-Полуденного месторождения [12].

Фактическая производительность УПН Малореченского месторождения по жидкости $4600\text{м}^3/\text{сут}$, по нефти 1100 тонн/сут.

Дата ввода в эксплуатацию первой очереди УПН - май 1983 г.

Дата ввода в эксплуатацию второй очереди УПН - май 1983 г.

2.2 Назначение технологических процессов месторождений

Объекты исследования - Установка подготовки нефти Казанского нефтегазоконденсатного месторождения, установка подготовки нефти Малореченского месторождения.

На УПН Казанского нефтегазоконденсатного месторождения последовательно проводятся следующие операции:

- прием исходной нефтяной смеси;
- двухступенчатая сепарация нефти;
- обезвоживание и обессоливание, предварительно обезвоженной нефти с последующей ее сепарацией на концевой ступени;
- сжигание сбросов на факеле высокого и низкого давления;
- прием и учет товарной нефти; подача товарной нефти в нефтепровод.

Технологическая установка Казанского месторождения включает в себя:

Нефтегазосепараторы; нефтегазосепараторы со сбросом воды; подогреватели нефти комбинированные ПНК-1,9; отстойники горизонтальные; сепараторы концевые; блок измерительно-регулирующий; насосную внешней и внутренней перекачки с узлом учета нефти; сепараторы газовые; фильтр коалессер; факельные установки высокого и низкого давления; горизонтальную факельную установку; блок дозирования реагентов; резервуары нефти; стояк налива нефти; стационарная система пожаротушения; резервуар хранения метанола $V=10 \text{ м}^3$; склад химреагентов; объекты инженерного обеспечения.

Предназначение УПН Малореченского месторождения :

- подготовка нефти с доведением ее качеств до товарных с содержанием воды 0,5 %;
- обеспечения непрерывного приёма продукции скважин «Малореченского» месторождения;

-обеспечения непрерывного приёма продукции установки предварительного сброса воды (УПСВ) «Западно-Полуденного» месторождения;

-очистки пластовой воды от нефти, механических примесей и подачи её на блочную кустовую насосную станцию (БКНС) для закачки в систему поддержания пластового давления (ППД);

-учёта нефти;

-отделения и утилизации газа первой и второй ступени сепарации;

-дополнительной очистки газа 1-ой ступени сепарации от капельной влаги для использования его в качестве топлива, применяемого в собственных нуждах (ПТБ-10; котельная).

Технологическая установка Малореченского месторождения включает в себя:

Сепаратор нефтегазовый; сепаратор газовый; сепаратор вертикальный газовый; установка сепарационная трубная наклонная; резервуар вертикальный стальной; дренажная ёмкость; блок реагентного хозяйства; блок метанольного хозяйства; печь трубная блочная; путевой подогреватель ПП-0,63; насос внутренней перекачки; насос внешней перекачки; насос перекачки подтоварной воды в РВС БКНС; узел учёта нефти перекачиваемой на НПС «Медведево»; факел высокого давления; факел низкого давления.

2.3 Характеристика исходного сырья, материалов, продукции

Характеристика исходного сырья, материалов, изготавливаемой продукции Казанского месторождения представлена в приложении А.

Нефть – это смесь различных углеводородов предельных и непредельных, алициклического ряда и ароматических, темно-бурого цвета с характерным запахом, легче воды и нерастворима в ней. Нефть токсична. ПДК в рабочей зоне 10 мг/м³.

Нефть Казанского НГКМ характеризуется как особо легкая, малосернистая, класса 1, типа 0, вида 1, парафинистая.

Характеристика исходного сырья, материалов, изготавливаемой продукции Малореченского месторождения представлена в приложении Б.

Нефть Малореченского месторождения в среднем составе характеризуется как тяжелая, сернистая, класса 2, типа 2, вида 1, парафинистая.

2.4 Описание технологических процессов и технологических схем добычи и подготовки нефти на месторождениях

2.4.1 Описание технологического процесса и технологической схемы Казанского нефтегазоконденсатного месторождения

Происходит сбор сырой нефти с кустов скважин.

Далее продукция добывающих скважин поступает в верхний боковой отвод фонтанной арматуры, после чего проходит регулирующий штуцер и поступает на установку замера дебета скважин, предназначенную:

- для объединения потоков всех скважин с куста;
- направления потока любой скважины с куста на узел замера дебита;

Технологическое рабочее давление газа для всех кустов скважин не превышает 4 МПа, температура: $+1\div+25$ °С.

Газожидкостная смесь с кустовых площадок 1, 2, 3 под давлением 6-10 кгс/см², температурой $+2\div+10$ °С поступает в сборный коллектор, располагающийся на площадке подключения. В целях улучшения процесса деэмульсации нефти и отделения пластовой воды, для борьбы с парафиноотложением и коррозией в трубопровод нефтегазоводяной смеси после сборного коллектора предусмотрена подача деэмульгатора и ингибитора парафиноотложения и коррозии с блока дозирования реагентов, установленного на площадке.

После чего нефтегазоводяная смесь поступает на площадку первой очереди УПН и на площадку второй очереди УПН.

На технологической площадке размещаются: сепарационные установки, площадка нагревателей нефти, площадки отстойников нефти и площадка газовых сепараторов. На сепарационной установке расположены нефтегазовые сепараторы первой ступени С1, трехфазный сепаратор второй ступени С2 и сепаратор концевой ступени сепарации КС1.

Сепаратор нефтегазовый С1 представляет собой горизонтальный аппарат объемом 50 м³, оборудованный на входе успокоительным коллектором и устройством предварительного отбора газа – депульсатор, которые обеспечивают в совокупности депульсацию (стабилизацию) и расслоение потока смеси нефти и газа, а также выделение попутного нефтяного газа из жидкости.

Сепаратор нефтегазовый С1.1 представляет собой горизонтальный аппарат объемом 100 м³, с двумя гидроциклонами. Для наибольшей эффективности первичной сепарации нефтегазовая смесь поступает в гидроциклоны путем тангенциального ввода, при этом отделение газа от нефти происходит под действием центробежных сил.

Нефтеводогазовая смесь с температурой +2...+10°С поступает в сепарационный блок на первую ступень в сепаратор С1 и в сепаратор С1.1. В аппаратах происходит холодная сепарация с дальнейшим выделением попутного нефтяного газа из жидкости. Стабилизирующие нефтегазоводяной поток, сепараторы С1, С1.1 служат для предварительного сброса газа, чем облегчают работу следующим за ними трехфазным нефтегазосепараторам С2 и С2.1. В сепараторах С1 и С1.1 отделяется до 65% нефтяного газа от нефти. Уровень жидкости в С1 регулируется клапаном К1, в С1.1 клапаном К1.1, давление до 0,8 МПа поддерживается клапанами К2 и К2.1 соответственно.

Отделившийся нефтяной газ с С1 и с С1.1 поступает на площадку газосепараторов ГС1 для очистки от капельной жидкости.

Частично дегазированная нефть с С1 и с С1.1 поступает на площадку подогревателей в один из подогревателей нефти П1-3, где нагревается до

температуры 30–40°С для более продуктивного процесса разгазирования и отделения воды от нефти.

Площадка подогревателей включает в себя три подогревателя нефти комбинированных (ПНК-1,9) ПП1-3 состоящих из камеры сгорания (радиантной и конвективной), камеры нагрева продукта с промежуточным теплоносителем и газорегуляторного пункта (ГРП) в состав которого входит газовая горелка с воздуходувкой для принудительного нагнетания воздуха.

Процесс нагрева нефти в подогревателях осуществляется в два этапа. На первом этапе нефть нагревается в конвективной камере отходящими дымовыми газами, на втором этапе нагрев происходит в камере промежуточного теплоносителя. В качестве промежуточного теплоносителя может использоваться подготовленная вода либо растворы антифриза или тосола.

После подогревателя нефть отправляется в трехфазный сепаратор С2, где происходит отделение от нее пластовой воды и дальнейшее отделение газа (до 30% всего объема газа), давление в сепараторе 0,4 МПа. Трехфазный сепаратор С2 представляет собой горизонтальный аппарат объемом 50 м³, остаточное содержание воды в нефти после С2 не более 10%, нефтеводогазовая смесь поступает в С2 с температурой 55-65°С, уровень нефти в С2 поддерживается клапаном-регулятором К3 в пределах 45-55% (1080-1320мм), уровень воды в сепараторе С2 поддерживается клапаном-регулятором К5 в пределах 25-35% (600-840мм). Давление в С2 0,35-0,5 МПа поддерживается клапаном К4. Отделившийся нефтяной газ с сепаратора С2 поступает на площадку газосепараторов ГС1 для очистки от капельной жидкости. Подтоварная вода с С2 подается в усреднитель для дальнейшей утилизации на ГФУ.

Нефть с остаточным содержанием воды и попутного газа поступает в отстойники нефти ОН1. Отстойник нефти ОН1 представляет собой горизонтальный, полый аппарат объемом 100 м³. Для увеличения эффективности процессов разделения нефти и воды в аппарате предусмотрена перегородка, состоящая из блоков заполненных насадками (кольца Паалы).

Переток нефти из технологического в буферный отсек через перегородку расположен на уровне 80% (2400мм). Обезвоживание нефти в ОН1 по содержанию воды на выходе обеспечивается до товарного качества (до 0,5%). Межфазный уровень «нефть – вода» в ОН1 регулируется клапаном К6 и поддерживается в пределах 55-60% (1650-1800мм). Для интенсификации процесса обессоливания нефти перед входом в отстойники предусмотрена подача пресной воды с водозабора. Давление в аппаратах поддерживается гидростатически (до 0,12 МПа) за счет перепада высот между отстойниками и концевыми сепараторами КС1, КС1.1 устанавливаемым на отметке 13,0 м. Отделившаяся пластовая вода через регулирующий клапан и узел замера с ОН1 подается в усреднитель промстоков для дальнейшей утилизации на горизонтальной факельной установке.

Обезвоженная нефть через запорную арматуру поступает на вход концевых сепараторов КС1 и КС1.1.

Стабилизация нефти (давление насыщенных паров не более 66,7 кПа (500 мм рт.ст.)) происходит в концевой сепарационной установке в сепараторах КС1, КС1.1. Концевой сепаратор КС1 представляет собой горизонтальный аппарат объемом 25 м³, оборудованный системой сигнализаций обеспечивающих контроль рабочих параметров.

Концевой сепаратор КС1.1 представляет собой горизонтальный аппарат полочного типа объемом 100 м³. Эффективность сепарации обеспечивается за счет пленочного истечения нефти по ребренным полкам. Уровень нефти в сепараторе КС1 поддерживается клапаном-регулятором К9 в пределах 45-55% (900-1100мм). Уровень нефти в сепараторе КС1.1 поддерживается клапаном-регулятором К9.1 в пределах 45-55% (1350-1650мм). Отделившийся нефтяной газ с сепаратора КС1 и с сепаратора КС1.1 сжигается на факельных установках низкого давления ФНД.

Далее стабилизированная нефть через задвижки поступает на распределительные гребенки резервуарного парка. Для контроля остаточного

содержания воды в нефти с КС1 в блоке измерительно-регулирующем предусмотрен автоматический, поточный влагоанализатор УДВН-1пм.

Резервуарный парк УПН состоит из шести резервуаров вертикальных стальных Р1-6 объемом 2000 м³ каждый. Обвязка и внутреннее устройство резервуаров выполнено таким образом, что каждый резервуар может быть как технологическим, так и товарным. Нефть с площадки сепарации поступает в технологический резервуар Р1 на отметку 1,2 м от днища резервуара. В резервуаре предусмотрена технологическая (водяная) подушка (2-2,5 м) служащая фильтром для более глубокого обезвоживания и обессоливания нефти.

Из резервуара Р1 нефть по линии перетока с отметки 5 м поступает в резервуары товарной нефти Р 2,3,4,5,6. Из резервуаров нефть поступает во всасывающие коллектора насосов внешней перекачки Н1/1,2,3,4 и во всасывающий коллектор насосов внутренней перекачки Н2/1,2.

При необходимости удаления отстоявшейся воды в РВС предусмотрены линии подрезки водяной подушки.

Освобождение резервуаров от жидких продуктов предусмотрено насосами внутренней перекачки Н2/1,2 в свободные резервуары или на вход установки, а остатки сбрасываются в дренажную емкость ЕЗ, откуда также перекачиваются на вход установки. В состав насосной входят четыре агрегата внешней перекачки, два агрегата внутренней перекачки и узел учета, предназначенный для оперативного учета перекачиваемой нефти. Технологической схемой предусмотрена возможность подачи некондиционной нефти насосами Н2/1,2 из резервуаров на вход установки, на вход отстойников.

Поступающая с товарных резервуаров нефть с обводненностью не более 0,5% перекачивается через оперативный узел учета нефти (УУН), далее по нефтепроводу «Казанское – Лугинецкое» и через СИКН №567 ПСП «Лугинецкое» сдается в систему магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть».

Узел учета нефти содержит в своем составе две измерительные линии (одна рабочая, одна резервная она же контрольная), узел контроля влагосодержания с ручным пробоотборником «Стандарт-Р» и автоматическим влагоанализатором УДВН-1пм.

Нефтяной газ после 1 и 2 ступеней сепарации поступает в газосепаратор ГС1. Газовый сепаратор ГС1 представляет собой вертикальный аппарат объемом 8 м³. Принцип работы аппарата основан на действии центробежных сил, которые создаются за счет тангенциального ввода газа.

После дополнительной очистки от капельной влаги в газосепараторах ГС1 (остаточное содержание до 50 г/м³), поступает в сборный коллектор блока измерительно-регулирующего (БИР). В БИР происходит частичный отбор газа на собственные нужды для выработки тепловой (котельная), электрической энергии, а также для обеспечения работы подогревателей нефти ПНК-1,9 и горизонтальной факельной установки ГФУ-5. Оставшаяся часть газа сжигается на факельной установке высокого давления ФВД.

Давление в системе газораспределения поддерживается в пределах 0,25-0,45 МПа. Отделившийся конденсат поступает в дренажные емкости с последующей откачкой на вход ОН1 или С-2, С2.1.

Для предотвращения образования кристаллогидратов в трубопроводах и скважинах предусматривается использование метанола марки Б по ГОСТ 2222-95. Для освобождения трубопроводов и оборудования от нефтепродуктов предусмотрены необходимые дренажные емкости. Принципиальная блок-схема Казанского НГКМ представлена в приложении В.

2.4.2 Описание технологического процесса и технологической схемы Малореченского месторождения

Водонефтяная газосодержащая эмульсия Малореченского месторождения поступает на УПН с 2-х направлений и подается в нефтегазовый сепаратор СН-3 следующим образом [13]:

1) с кустов № 1,2,4,8,9

2) с кустов № 3,5,6,7,11

Отводится водонефтяная эмульсия с нижней части сепаратора, где происходит отделение газа от исходной нефтегазовой смеси, в СН-3 регулируется уровень при помощи регулятора уровня прямого действия, его исполнительным механизмом является клапан с электроприводом.

Перед поступлением нефти в сепарационное оборудование по импульсной линии из блока реагентного хозяйства в трубопровод подается деэмульгатор, предназначенный для повышения эффективности разрушения эмульсии.

После сепарации жидкость с остаточным содержанием газа поступает в УСТН-2, где снижается давление, изменяются направление потоков, происходит выделение газа из нефти. Выделенный газ поступает на ФНД, где происходит его сжигание. В конденсатосборнике (КС) оседает капельная жидкость факельного коллектора низкого давления, которая дренируется в ЕП-3. С помощью насосов НВ 50/50 производится откачка ЕП-3 в автоцистерну.

Также водонефтяная эмульсия Полуденного месторождения поступает в РВС-2000 № 1.

В случае необходимости в работу вводится УСТН-1, работающая по аналогичному принципу.

Водонефтяная эмульсия с УСТН-2 (и УСТН-1, если находится в работе) поступает в трубопровод «УСТН-2 –РВС-1», в трубопроводе смешивается с нефтью, поступающей с УПСВ-2 Западно-Полуденного месторождения, после чего объединенный поток поступает в сырьевой резервуар РВС № 1.

В газовый сепаратор СГ-2 поступает попутный нефтяной газ с верхней части СН-3, в СГ-2 путем снижения давления происходит отделение капельной жидкости от газа (осевшая в СГ-2 жидкость периодически дренируется в ЕП-8). После чего газ поступает в СГ-1 с верхней части СГ-2, где происходит дополнительное отделение капельной жидкости, а также механических примесей от нефтяного газа, жидкость, осевшая в СГ-1 также дренируется в

ЕП-8. После чего газ поступает в вертикальный газовый сепаратор СВГ-5, где окончательно очищается от жидкости, дренирующей в ЕП-6, откачка жидких УВ из ЕП-6 производится в автоцистерну при помощи насоса.

Для поддержания требуемого давления на 1-й ступени сепарации и газовой линии, часть газа поступает на ФВД для сжигания.

Газ, после СВГ-5 проходит конденсатосборник (КС), поступает в газорегуляторный пункт (ГРП) и на котельную. Газ с ГРП поступает в печь трубчатую блочную ПТБ-10, где используется в качестве топливного газа или для сжигания и обогрева промежуточного теплоносителя.

Змеевики ПТБ-10 обогреваются дымовыми газами, змеевики ПП-0,63 обогреваются промежуточным теплоносителем, пресной водой, которая нагревается за счет газовой горелки.

Аварийный сброс газа с СН-3, СГ-1, СГ-2, СВГ-5, ГРП, газорегуляторной установки (ГРУ) производится путём подрыва клапана предохранительного СППК в газовую линию низкого давления.

В сырьевом резервуаре РВС №1 под действием деэмульгатора, за счёт гравитационного отстоя, происходит отделение воды от нефти (деэмульсация).

Нефть с сырьевого резервуара РВС №1 со стояка высотой 7,5м (либо 6м) поступает на приём насосов внутренней перекачки Н-1(Н-2), с нагнетания которых с давлением 3,0-8,0 кг/см² поступает в печь трубную блочную (ПТБ-10), в которой осуществляется нагрев водонефтяной смеси до 40-70⁰С. Подогрев нефти обеспечивает более эффективную работу реагента, способствует отделению воды от нефти. Работа подогревателя ПП-0,63 осуществляется по аналогичному принципу.

Подогретая нефть из ПТБ-10, ПП-0,63 поступает в технологический резервуар РВС-№3, в котором осуществляется дополнительный отстой подтоварной воды. Из РВС-№3 нефть со стояка высотой 8м за счёт гидростатического давления столба жидкости самотёком поступает в резервуар товарной нефти РВС-2000 №2.

Из РВС-2000 №2 товарная нефть поступает на приём насосов внешней перекачки и с давлением 10-17 кг/см², пройдя узел учёта нефти УПН «Малореченская», поступает в нефтепровод УПН «Малореченская» - НПС «Медведево».

Подтоварная вода с РВС №1 отводится в РВС БКНС Малореченского месторождения. В случае, когда сброс подтоварной воды в водяной РВС БКНС затруднён (за счет гидростатического давления столба жидкости), её подача на БКНС осуществляется при помощи насосов перекачки подтоварной воды .

По мере необходимости производится дренирование резервуара товарной нефти РВС-2000 №2 с уровня 0,5 м от днища РВС. В случае если в РВС накопилась подтоварная вода или нефть с высокой степенью обводнённости, она откачивается насосами Н-1,2, с нагнетания которых нефть поступает в ПТБ-10 на выходе с ПТБ-10 в РВС № 3. По мере необходимости можно переводить поступление с ПТБ-10 в РВС №1- № 4. Принципиальная блок-схема Малореченского месторождения представлена в приложении Г.

2.5 Постановка задачи исследования

В целях улучшения экономических показателей производства возникает необходимость максимального использования имеющихся резервов (например сокращение потерь нефтепродуктов при добыче, хранении, транспортировке). Подсчеты показывают, что ориентировочные потери нефти при ее поступлении к потребителю составляют около 9% от годовой добычи. При этом в результате испарения из нефти уходит главным образом наиболее легкие компоненты, являющиеся основным и ценнейшим сырьём для нефтехимической промышленности [13].

По оценкам специалистов, потери легких фракций нефти составляют около 50 млн. тонн в год, что сравнимо с добычей нефти целого крупного региона. Причины потерь нефти заключаются в недостаточной ее стабильности, а также в негерметичности резервуаров для ее хранения и оборудования на

НПЗ. Кроме потерь ценнейшего сырья происходит загрязнение слоя атмосферы, превышающее допустимое на расстояниях до 1500 м от НПЗ. Вопросу потери нефти на НПЗ не всегда уделяется достаточное значение, однако необходимость решения данного вопроса от этого не уменьшается. Открытие новых нефтяных месторождений, растущие объемы добычи углеводородного сырья требуют разработки мероприятий по сокращению потерь ЛФУ на нефтеперерабатывающих заводах.

При хранении нефти и нефтепродуктов в резервуарах различают 2 вида потерь сырья: так называемые «малые» и «большие» дыхания.

Потерями от «малых дыханий» называют потери нефти в результате суточных изменений температуры, при этом сырье находится в неподвижном состоянии.

Потерями от «Больших дыханий» называют потери, происходящие при наполнении резервуаров, из которых вытесняется паровоздушная смесь. При поступлении в резервуар нефти паровоздушная смесь сжимается до давления, которое соответствует давлению дыхательных клапанов, затем при повышении давления данная смесь вытесняется наружу, происходит так называемый «выдох».

Потери в результате «малых дыханий» зависят от объема пространства, которое заполняет газ и от избыточного давления. Чем меньше объем пространства и больше избыточное давление резервуара, тем будут меньшие потери от «малых дыханий». Эти потери можно уменьшить в значительной степени при отводе вытесняемой из резервуаров паровоздушной смеси по трубопроводу в специальный газосборник.

Целью данной работы является исследование улавливания легких фракций углеводородов при подготовке нефтей Малореченского и Казанского месторождений. К задачам исследования относится:

-Оценка эффективности улавливания легких фракций углеводородов из РВС-2000 на Казанском и Малореченском месторождениях при использовании понтонов;

- Описание принципа работы компрессионной системы УЛФ;
- Описание компрессора роторно-пластинчатого типа, применяемого в УУЛФ;
- Описание технологической схемы УУЛФ;
- Расчет количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от резервуарных парков объектов исследования, расчет количества уловленных легких фракций углеводородов при применения компрессионной УУЛФ.

3 Расчеты и аналитика

3.1 Оценка эффективности применения понтонов для резервуаров рассматриваемых объектов

На Казанском и Малореченском месторождениях предусмотрены резервуары для хранения нефти объемом 2000 м³.

Сокращение потерь, достигаемое при применении понтонов, может быть оценено по формуле (в долях) [14]:

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

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 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} , % · год ^{b_{2s}}	b _{2s}	10 ² · b _{0s} , %	10 ² · b _{1s} , % · 1/год ^{b_{2s}}	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

Годовая оборачиваемость Казанского НГКМ равна 114,6, Малореченского месторождения – 57,7. Коэффициенты оборачиваемости N для Казанского НГКМ и Малореченского месторождения согласно [15] меньше 10 (1.35, 1.78) , воспользовались первой частью таблицы для оценки эффективности понтонов при установке их на вышеуказанных месторождениях.

Оценили эффективность применения понтонов на Казанском НГКМ, на месторождении функционирует 6 резервуаров объемом 2000 м³

$$S_n = b_{0s} \cdot b_{ls} \cdot n^{b_{2s}} = 1 \cdot 18 \cdot 10^2 \cdot 6^{0,410} = 0,375$$

Оценили эффективность применения понтонов на Малореченском месторождении, на месторождении функционируют 4 резервуара объемом 2000 м³

$$S_n = b_{0s} \cdot b_{ls} \cdot n^{b_{2s}} = 1 \cdot 18 \cdot 4^{0,410} = 0,318$$

Рассчитанные данные показали, что эффективность улавливания легких фракций углеводородов при установке понтонов на Казанском НГКМ составит 38% от их общего числа потерь, на Малореченском месторождении эффективность улавливания легких фракций углеводородов составит 32 %, из расчетов видно, что применение понтонов дает невысокий результат по сокращению потерь углеводородов и не может в полной мере обеспечить задачу по их улавливанию.

Наиболее оптимальным решением проблемы по сокращению потерь углеводородного сырья является внедрение на месторождения УУЛФ, которая предусматривает сбор испаряющихся углеводородов из резервуаров для хранения нефти.

На Казанском и Малореченском месторождениях 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 Принцип работы компрессионной системы УЛФ

Резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов оборудуются газоуравнивающей системой, состоящей из трубопроводов. Компрессор УУЛФ

включается при достижении определенного уровня давления в газовом пространстве, он откачивает легкие фракции УВ по трубопроводу в емкость для их хранения.

Если давление в системе и далее возрастает, компрессор переходит на работу при повышенных оборотах и более интенсивно откачивает легкие фракции углеводородов из резервуаров. При снижении давления в системе компрессор переходит на работу на пониженных оборотах, производительность установки снижается. Когда давление снижается до запрограммированной минимальной величины, компрессор прекращает свою работу. Если и в дальнейшем давление будет снижаться, произойдет открытие подпиточного клапана, в результате чего легкие фракции УВ обратным ходом из нагревательного трубопровода будут поступать в резервуар через подпиточный трубопровод.

Система УЛФ предусматривает роторно-пластинчатый компрессор.

3.3 Описание компрессора

Роторно-пластинчатый компрессор имеет ряд преимуществ по сравнению с другими типами объемных компрессоров, остановимся на принципе действия компрессора и его основных элементах.

Изготавливается роторно-пластинчатый компрессор из неподвижного статора, ротора, устанавливаемого в статоре с эксцентриситетом, и пластин, которые находятся в пазах ротора. Во время вращения ротора пластины под действием центробежных сил вылетают из пазов, прижимаются к внутренней поверхности статора. В это время в компрессоре образуются рабочие полости, их объем постепенно уменьшается, в этих ячейках сжимается газ [16].

Когда происходит сжатие газа в рабочую полость компрессора впрыскивается масло, смазывающее трущиеся части компрессора и охлаждая их, при этом достаточно велики потери мощности, вследствие того, что сразу несколько пластин трутся о внутреннюю поверхность статора. Однако у

роторно-пластинчатого компрессора есть очень большое преимущество над любым другим типом компрессора - при длительном использовании компрессора его характеристики только улучшаются, пластины принимают оптимальную для работы форму (за счет стачивания во время трения), позволяющую уменьшить силы трения между ними и статором. Кроме того роторно-пластинчатые компрессоры являются наиболее герметичными по сравнению с любым другим видом компрессоров, внутренние утечки в компрессоре сведены к минимуму, в результате чего он более энергоэффективен по сравнению с конкурирующими видами подобного оборудования. Принцип работы компрессора роторно-пластинчатого типа представлен на рисунке 4.

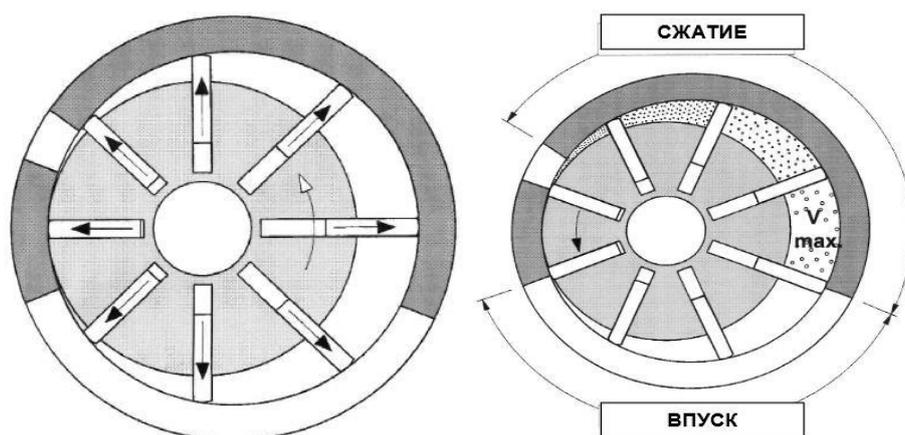


Рисунок 4 - принцип работы компрессора роторно-пластинчатого типа

3.4 Технологическая схема системы УЛФ

Технологическая схема системы УЛФ предусматривает сбор газа из резервуаров нефти РВС-2000, схема представлена на рисунке 5.

Все резервуары оборудуются трубопроводами, при помощи которых происходит перераспределение легких фракций между газовыми пространствами каждого резервуара, все имеющиеся излишки газа по

газоуравнительным трубопроводам поступают в буферную емкость, где происходит выпадение и накопления конденсата, уносящего газ из резервуаров.

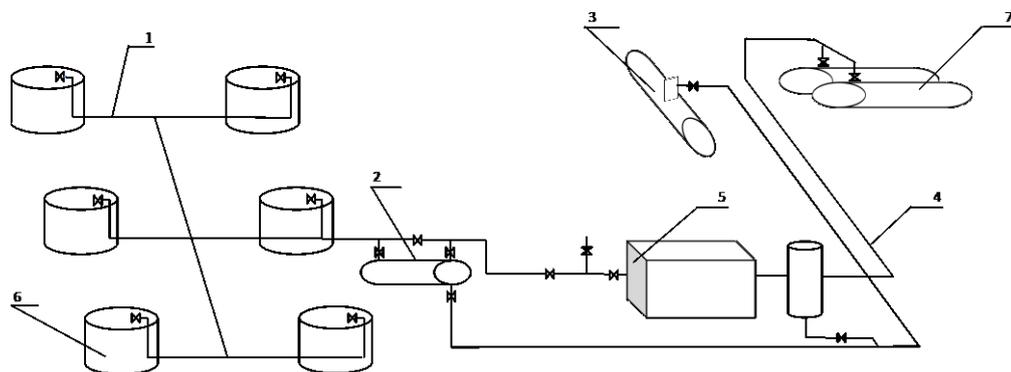


Рисунок 5 - Схема системы УЛФ:

1 - газоуравнительная система; 2 - емкость буферная; 3 - емкость подземная; 4 - трубопровод выкидной; 5 - блок компрессорный; 6 - резервуар; 7- газосепаратор

Резервуары обязательно оборудуются огнепреградителями, дыхательными гидравлическими предохранительными клапанами, обеспечивается их полная герметизация, при этом в резервуарах поддерживается избыточное давление (в пределах от 20 до 50 мм водяного столба) при помощи компрессора.

Буферная емкость оснащается подогревателями, контрольно-измерительными приборами и запорно-регулирующей арматурой. При достижении предельного уровня сброс конденсата происходит в подземную емкость, также предусмотрена сигнализация верхнего аварийного уровня, сигнализация при отклонениях давления, контроль давления.

Подземная конденсатная емкость оборудована электропогружным насосом, включение и отключение которого происходит автоматически по достижении верхнего и нижнего предельных уровней.

Освобожденный от конденсата и капельной влаги газ поступает из буферной емкости 2 в технологический блок установки улавливания легких фракций (УЛФ) 5, откуда он при помощи компрессора поступает в выкидной

трубопровод 4, проходит через конденсатосборник К, после чего по трубопроводу поступает в газосепаратор ГС1-7, собранный из конденсатосборника конденсат дренируется в подземную емкость 3, оснащенную подпиточным трубопроводом, включением которого в первую очередь определяется стабильность системы УЛФ.

3.5 Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от резервуарных парков Казанского и Малореченского месторождений за 2018 год

Расчет выбросов выполнили по [17]. Рассчитали количество выбросов Казанского НГКМ, данные для расчета представлены в таблице 2.

Таблица 2-данные для расчета выбросов Казанского НГКМ

Конструкция резервуара	Наземный вертикальный		
Температура начала закипания нефти	$^{\circ}\text{C}$		48,0
Емкость резервуара	M^3	$V=$	2000
Количество резервуаров	шт.	$N_p=$	6
Фактическая приемка нефти	т/год	$B=$	1 100 000
	$\text{M}^3/\text{год}$	$B=$	1 375 000
Производительность закачки	$\text{M}^3/\text{час}$	$V_{\text{ч}}=$	130
Давление насыщенных паров	мм.рт.ст	$P_{38}=$	330
Молекулярная масса паров жидкости		$M=$	73,8
Опытный коэффициент для резервуара $V=2000 \text{ м}^3$		$K_p^{\text{max}}=$	0,8
Опытный коэффициент для $P_t=540,0$		$K_b=$	1
Опытный коэффициент для $t = +30$		$K_t^{\text{max}}=$	0,74
Опытный коэффициент для $t = +10$		$K_t^{\text{min}}=$	0,417
Опытный коэффициент для резервуара $V=2000 \text{ м}^3$		$K_p^{\text{cp}}=$	0,56
Опытный коэффициент оборачиваемости		$K_{\text{об}}=$	1,35
Плотность жидкости	$\text{т}/\text{M}^3$	$\rho_{\text{ж}}=$	0,8

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

$$M = P_{38} \cdot m \cdot K_t^{\max} \cdot K_p^{\max} \cdot K_B \cdot V_{\text{ч}}^{\max} \cdot 0,163 \cdot 10^{-4} \quad (3)$$

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]; $V_{\text{ч}}^{\max}$ - максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час; K_B - опытный коэффициент, принимается по Приложению 9 [17]; $K_{\text{об}}$ - коэффициент оборачиваемости, принимается по Приложению 10 [17]; $\rho_{\text{ж}}$ - плотность жидкости, т/м³; V - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течении года, т/год.

$$M_{\text{у/в}} = 30,55 \text{ г/с}$$

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

$$G = \frac{P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{\max} \cdot K_B + K_t^{\min}) \cdot K_p^{\text{cp}} \cdot K_{\text{об}} \cdot V \cdot 0,294}{10^7 \cdot \rho_{\text{ж}}} \quad (4)$$

$$G_{\text{у/в}} \text{ всего} = 861,14 \text{ т/год}$$

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:

$$G_{\text{ул.у/в}} = 861,14 \cdot 0,98 = 843,92 \text{ т/год}$$

Рассчитали количество выбросов Малореченского месторождения, данные для расчета представлены в таблице 3.

Таблица 3-данные для расчета выбросов Малореченского месторождения

Конструкция резервуара	Наземный вертикальный		
	Температура начала закипания нефти	°С	
Емкость резервуара	М ³	V=	2000

Продолжение таблицы 3

Количество резервуаров	шт.	$N_p =$	4
Фактическая приемка нефти	т/год	$B =$	401 500
	м ³ /год	$B =$	501 875
Производительность закачки	м ³ /час	$V_{ч} =$	130
Давление насыщенных паров	мм.рт.ст	$P_{38} =$	330
Молекулярная масса паров жидкости		$M =$	77,4
Опытный коэффициент для резервуара $V=2000 \text{ м}^3$		$K_p^{max} =$	0,8
Опытный коэффициент для $P_t=500,0$		$K_e =$	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 оборачиваемости		$K_{об} =$	1,78
Плотность жидкости	т/м ³	$\rho_{ж} =$	0,87

$$M_{y/v} = 32,05 \text{ г/с}$$

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

$$G = \frac{P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_e + K_t^{min}) \cdot K_p^{cp} \cdot K_{об} \cdot B \cdot 0,294}{10^7 \cdot \rho_{ж}} \quad (5)$$

$$G_{y/v} \text{ всего} = 399,68 \text{ т/год}$$

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:

$$G_{ул.у/v} = 399,68 \cdot 0,98 = 391,68 \text{ т/год}$$

3.6 Результаты проведенного исследования

В работе исследован процесс улавливание легких фракций углеводородов при подготовке нефтей Казанского и Малореченского месторождений, 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 на Казанском и Малореченском месторождении понтонами, согласно расчетам эффективность понтонов низкая и составляет 40% на Казанском месторождении и 30% на Малореченском.

Для сокращения числа потерь углеводородов на месторождениях предложено использовать УУЛФ, компрессионного типа с роторно-пластинчатым компрессором. Произведен расчет выбросов углеводородов в атмосферу от резервуарных парков Казанского и Малореченского месторождений, на Казанском НГКМ количество потерянных углеводородов составляет 861 т/год, на Малореченском 400 т/год, после включения в технологическую схему рассматриваемых месторождений УУЛФ количество сохраненного углеводородного сырья согласно произведенным расчетом составит 844 т/год на Казанском НГКМ и 392 т/год на Малореченском месторождении.

Внедрение УУЛФ на рассматриваемые в исследовании месторождения полностью сократит 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 Казанского и Малореченского месторождений, путем включения УУЛФ в них.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Введение

В научно-исследовательской работе рассмотрен процесс улавливания легких фракций углеводородов при подготовке нефтей на Казанском и Малореченском месторождениях, расположенных в Томской области. В целях сокращения потерь углеводородного сырья в технологическую схему рассматриваемых месторождений предложено включить УУЛФ компрессорного типа с роторно-пластинчатым компрессором.

Обоснование проведения исследовательской работы является целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

4.2 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований

Потенциальные потребители результатов исследования

Поскольку разработанный в исследовании метод сокращения потерь легких фракций углеводородов при подготовке нефтей имеет значение в промышленной области, потребителями продукции будут являться юридические лица, а именно промышленные предприятия (НПЗ). Провели сегментирование рынка услуг, представив его в виде таблицы 4.

Таблица 4 – Критерии сегментирования целевого рынка

Макропеременные сегментирования промышленного рынка	
Размер организации	Представители крупного и среднего бизнеса
Географическое расположение	Томская область

Характеристика производственных мощностей	Высокая или средняя степень автоматизации и производительности;
Интенсивность потребления	Активный потребитель товара
Тип потребляемой продукции	Продукты и услуги
Микропеременные сегментирования промышленного рынка	
Микропеременные сегментирования промышленного рынка	Стратегия гарантии поставок и стратегия и обеспечения конкурентноспособности
Важность закупки	Высокая и средняя

Из таблицы видно, что потребителями продукта будут являться представители крупного и среднего бизнеса, территориально расположенные в Томской области, предприятия высокой или средней степени автоматизации, активные потребители продукта. Исходя из этого наиболее благоприятным направлением для исследования выбрано исследование процессов улавливания легких фракций углеводородов при подготовке нефти на Казанском и Малореченском месторождениях.

Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим конкурентам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

В качестве конкурентных разработок для улавливания легких фракций углеводородного сырья из резервуаров для хранения нефти РВС-2000, расположенных на Казанском и Малореченском месторождениях, выбраны понтоны и газоуровнительная система без газосборника. Оценочная карта для сравнения характеристик конкурентных технических решений (разработок)

представлена в приложении Е. Бф-УУЛФ; Бк1-Газоуравнивательная система без газосборника; Бк2-понтонны.

Из таблицы Е.1 видно, что УУЛФ, выбранная для модернизации технологических схем месторождений, рассматриваемых в исследовании, является более конкурентноспособной в сравнении с применением газоуравнивательной системы без газосборника или понтонов.

SWOT-анализ

SWOT (Strengths - сильные стороны, Weaknesses - слабые стороны, Opportunities - возможности и Threats - угрозы) – это комплексный анализ какого-либо предприятия или дела, в данном случае – научно-исследовательской работы. SWOT-анализ применяется для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Анализ проводится в несколько этапов:

-Описание сильных и слабых сторон проекта, выявление возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

-Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательской работы внешним условиям окружающей среды, это должно помочь выявить степень необходимости стратегических изменений. В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта.

-В рамках третьего этапа строится итоговая матрица SWOT-анализа.

Описание сильных и слабых сторон проекта, выявление возможностей и угроз для его реализации представлены в таблице Е.1 (Приложение Е).

Построили интерактивную матрицу проекта, представленную в таблице Е.2 (Приложение Е). В случае наблюдения сильного соответствия сильных или слабых сторон возможностям или угрозам фактор поместили знаком плюс. Знаком минус при слабом соответствии. Если же существовали сомнения в выборе знака, то ставили «0».

Построили итоговую матрицу SWAT-анализа, представленную в таблице Е.3 (Приложение Е).

Проведен SWAT-анализ научно-исследовательского проекта, исследованы внутренняя и внешняя среды проекта.

4.3 Планирование научно-исследовательских работ

Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научно-исследовательской работы сформирована группа из следующего состава: студент, соискатель степени бакалавра, научный руководитель, отвечающий за выполнение студентом ВКР, консультант по части социальной ответственности (СО) и консультант по части финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ВКР.

Составили перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провели распределение исполнителей по видам работ (Приложение Ж).

Определение трудоемкости работ

Трудоемкость выполнения проекта оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5} \quad (6)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;
 t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.; t_{maxi} – 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 и рассчитывается по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (7)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб.дн.; $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.; $Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Продолжительность работ представлена в таблице К.1 (приложение К).

Разработка графика проведения научного исследования

Выполнение ВКР является небольшим по объему исследованием, поэтому наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Построили план-график научного исследования улавливания легких фракций углеводородов при подготовке нефтей на Казанском и Малоренском месторождениях, представили его в виде таблицы Л.1 (Приложение Л).

4.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

Бюджет НТИ формируется исходя из предполагаемых затрат, которые распределяются по следующим группам [19]:

- материальные затраты НТИ;
- затраты на оборудование для научных(экспериментальных) работ;

- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- затраты на научные и производственные командировки;
- контрагентные расходы;
- накладные расходы.

Материальные затраты НИИ

Материальные затраты, необходимые для данной разработки отражены в таблице 5, в исследовании рассматривается два месторождения, материальные затраты считаются для каждого из них.

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

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

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

Таблица 5-материальные затраты

Наименование	Ед. измерения	Количество			Цена за ед., с НДС, млн. руб.			Затраты на материалы, (З _м), млн. руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
УУЛФ	шт.	2	-	-	20,5	-	-	41,0	-	-
Газоуравнительная система	шт.	-	2	-	-	12,8	-	-	25,6	-
Понтонные алюминиевые	шт.	-	-	10	-	-	1,8	-	-	18
Нефть товарная	т.	10	10	10	0,033	0,033	0,033	0,33	0,33	0,33
Итого								41,33	25,93	18,33

Затраты на специальное оборудование

Расчет затрат на специальное оборудование для проведения исследования, включая затраты в размере 20% на установку и монтаж представлен в виде таблицы 6.

Таблица 6 – затраты на специальное оборудование

Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость с НДС, руб.
Компьютер	1	40000
Принтер	1	6500
Программа Microsoft Office 2019	1	4000
Установка и монтаж		10100
Итого		60600

Расчет основной и дополнительной заработной платы

Статья включает в себя основную заработную плату участников исследования (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату, общая заработная плата рассчитывается по формуле:

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп} \quad (8)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата; $Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

Размер основной заработной платы руководителя от предприятия (при его наличии) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб} \quad (9)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника; $T_{раб}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.; $Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} \quad (10)$$

где Z_m – 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_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 7).

Таблица 7 - баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Научный руководитель проекта	Специалист по проекту - студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
– выходные дни	51	51
– праздничные дни	14	14
Потери раб. Времени		
– отпуск	48	48
– невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд раб. времени, раб. дн.	251	251

Месячный должностной оклад работника рассчитывается по формуле:

$$Z_m = Z_6 \cdot (k_{пр} + k_d) \cdot k_p \quad (11)$$

где Z_6 – базовый оклад, руб.; $k_{пр}$ – премиальный коэффициент, (определяется Положением об оплате труда); k_d – коэффициент доплат и надбавок; k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Численность исследователей равна 2. В исследовательскую группу входит руководитель (преподаватель) и студент.

Для расчетов принято: должностной оклад руководителя (преподавателя), согласно доступным данным составляет 20294 рубля в месяц; стипендия студента-бакалавра составляет 2500 рублей в месяц; коэффициент доплат и надбавок $k_d=0,15$; размер отчислений во внебюджетные фонды-27,1%; коэффициент дополнительной заработной платы $K_d=0,13$; премиальный коэффициент $k_{пр}=0,3$.

Рассчитали месячный должностной оклад преподавателя

$$Z_m=20294 \cdot (1,3+0,15) \cdot 1,3=38254 \text{ руб.}$$

Рассчитали среднедневную заработную плату преподавателя

$$Z_{\text{дн}} = (38254,19 \cdot 10,4) / 251 = 1585 \text{ руб.}$$

Рассчитали основную заработную плату преподавателя

$$Z_{\text{осн}} = 1585 \cdot 20 = 31701 \text{ руб.}$$

Рассчитали дополнительную заработную плату преподавателя по формуле

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} \quad (12)$$

$$Z_{\text{д}} = 31701 \cdot 0,13 = 4121 \text{ руб.}$$

Рассчитали среднедневную заработную плату студента

$$Z_{\text{дн(студ.)}} = (2500 \cdot 10,4) / 251 = 104 \text{ руб.}$$

Рассчитали основную заработную плату студента

$$Z_{\text{осн(студ.)}} = 104 \cdot 64 = 6656 \text{ руб.}$$

К стипендии студента дополнительной заработной платы не предусмотрено. Основная и дополнительная заработная плата участников исследования представлена в виде таблицы 8.

Таблица 8 - заработная плата студента и преподавателя

Исполнители	$Z_{\text{б}}$, руб.	$Z_{\text{м}}$, руб	$Z_{\text{дн}}$, руб.	$T_{\text{р. раб. дн.}}$	$Z_{\text{осн}}$, руб.	$Z_{\text{доп}}$
Руководитель	20294	38254	1585	20	31701	4121
Студент	2500	2500	104	64	6651	-

Рассчитали отчисления во внебюджетные фонды (27,1%) по формуле:

$$Z_{\text{внеб}} = 0,271 \cdot Z_{\text{П}} \quad (13)$$

Где $Z_{\text{внеб}}$ – отчисления во внебюджетные фонды; $Z_{\text{П}}$ – общая зарплата.

Расчет представлен в таблице 9.

Таблица 9 - расчет отчислений во внебюджетные фонды

	Заработная плата	Отчисления
Руководитель	35822	9708
Студент	6651	1802
ИТОГО	42473	11510

Контрагентные расходы

К контрагентным расходам относится доставка и монтаж промышленного оборудования, необходимого для проведения исследования, приобретение и установка средств КИПиА, специальные работы, приобретение инструмента и неучтенные расходы, контрагентные расходы, рассчитанные для двух объектов исследования, представлены в таблице 10. Проводятся работы сторонними организациями.

Таблица 10 - контрагентные расходы

№ п/п	Наименование расходов	Исп 1.,цена, млн.руб	Исп 2.,цена,млн.руб	Исп 3.,цена,млн.руб.
1	Доставка оборудования	0,41	0,4	0,42
2	Монтаж	6,7	6,8	6,2
3	Средства КИПиА	4,11	3,89	4,01
4	Специальные работы	2,01	2,04	1,75
5	Приобретение инструмента	0,39	0,38	0,4
6	Неучтенные расходы	2,85	2,6	2,4
7	Полная стоимость	16,47	16,11	15,18

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

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.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведено в таблице М.1 (Приложение М).

Накладные расходы рассчитывали по формуле

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}} \quad (14)$$

Где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы, равный 20%.

Научные и производственные командировки в ходе проведения исследования отсутствовали, поэтому расходы на командировки приняли равными 0.

4.5 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

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

Определили интегральный финансовый показатель разработки для выбранных вариантов исполнения исследования по формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (15)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки; Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения; Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

$$I_{\text{исп.1}} = 69,497/69,497 = 1$$

$$I_{\text{исп.2}} = 50,587/69,497 = 0,73$$

$$I_{\text{исп.3}} = 40,346/69,497 = 0,58$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования определили следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i \quad (16)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки; a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки; b_i^a , b_i^p – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания; n – число параметров сравнения. Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в таблице 11.

Таблица 11-расчет интегрального показателя ресурсоэффективности исследования

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Количество уловленных легких фракций углеводородов	0,5	5	3	2
3. Срок эксплуатации	0,2	5	3	3
4. Простота использования	0,1	4	4	3
Итого	1,0	4,9	3,3	2,7

Рассчитали интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки

$$I_{\text{исп.1(инт.)}}=4,9/1=4,9$$

$$I_{\text{исп.2(инт.)}}=3,3/0,73=4,52$$

$$I_{\text{исп.3(инт.)}}=2,7/0,58=4,66$$

Сравнительная эффективность разработки представлена в виде таблицы 12.

Таблица 12 – сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,73	0,58
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,9	3,3	2,7
3	Интегральный показатель эффективности	4,9	4,52	4,66
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,92	0,95

4.6 Заключение

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение проведен сравнительный анализ применения трех технологий для улавливания легких фракций в резервуарах хранения нефти на Казанском и Малореченском месторождениях.

Рассмотрено применение УУЛФ компрессорного типа с роторно-пластинчатым компрессором, применение газоуравнивающей системы без газосборника и применение алюминиевых понтонов для РВС-2000. Сравнение рассчитанных интегральных показателей эффективности разработок обосновало применение УУЛФ для улавливания углеводородного сырья из резервуаров хранения нефти на Казанском и Малореченском месторождениях Томской области.

5 Социальная ответственность

5.1 Введение

В научно-исследовательской работе рассмотрен процесс улавливания легких фракций углеводородов при подготовке нефтей на Казанском и Малореченском месторождениях, территориально расположенных в Томской области. Казанское месторождение находится в южной части Парабельского района Томской области в приблизительно 40 км на юг от г. Кедровый. Малореченское месторождение расположено в 18 км к западу от г. Стрежевого.

Для сокращения потерь углеводородов на указанных месторождения в их технологическую схему предложено включить УУЛФ компрессионного типа с роторно-пластинчатым компрессором. Введение УУЛФ на рассматриваемые в исследовании месторождения полностью сократит потери углеводородов при испарении из резервуаров для хранения нефти, улучшит экологическую обстановку на территории месторождений, уменьшит уровень пожароопасности.

5.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Рабочей зоной на рассматриваемых месторождениях является северная часть Томской области, расположены месторождения в районах, приравненных к крайнему северу. УПН месторождений работают непрерывно, все работники работают вахтовым методом. Длительность рабочей вахты 15 дней, отдыхающей вахты – 15 дней. Продолжительность рабочего дня 12 часов (с 8.00 до 20.00 или с 20.00 до 8.00).

К заработной плате работников районов крайнего севера и приравненных к ним предусмотрены надбавки. Так районный коэффициент для работников Казанского НГКМ, расположенного в Каргасокском районе Томской области составляет 1,5. Районный коэффициент для работников

Малореченского месторождения, расположенного в Александровском районе Томской области составляет 1,7 [20]. Также в соответствии с трудовым законодательством работникам Казанского НГКМ и Малореченского месторождения выплачивается процентная надбавка к заработной плате за стаж работы в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, процентная надбавка устанавливается статьей 314 Трудового кодекса Российской Федерации.

На предприятиях обеспечивается полная защита персональных данных работников в соответствии с действующим законодательством [21].

Основное эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны работников являются:

а) Гигиенические требования, которые определяют условия жизнедеятельности и работоспособности человека в процессе взаимодействия с техникой и средой;

б) Антропометрические требования, определяющие соответствие конструкций техники антропометрическими характеристикам человека;

в) Физиологические и психофизиологические требования, которые определяют соответствие техники и среды возможностям работника относительно восприятия, переработки информации, принятия и реализации решений;

5.3 Производственная безопасность

Представили в виде таблицы вредные и опасные факторы Казанского и Малореченского месторождений, список вредных и опасных факторов для объектов будет одинаковым, поскольку рассматриваются идентичные технологические схемы УПН, список представлен в таблице Н.1 (Приложение Н) [22].

5.3.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Рассмотрим по порядку каждый вредный фактор, оказывающий влияние на организм человека на площадках Казанского НГКМ и Малореченского месторождения

Химические вещества

В таблице 13 приведены свойства обращающихся на площадках рассматриваемых объектов веществ и характер воздействия на организм человека.

Таблица 13 - свойства и характер воздействия на организм человека химических веществ с площадок НПЗ

Продукция скважин и вспомогательные вещества	Характер воздействия на организм человека	ПДК р.з., мг/м ³ [23]	Класс опасности
Нефть	Общетоксичный, sensibilizing. Возможно отравление парами летучих составляющих при чистке закрытых емкостей.	300 10 (аэрозоль)	4 3
Нефтяной газ	То же	300	4
Ингибитор коррозии	Оказывает слабовыраженное местно-раздражающее действие. Выявлена кумулятивная активность. Обладает аллергическим действием.	40	3
Сепарол (растворитель-метанол)	Общетоксичный. Действует на нервную и сосудистую системы. Обладает кумуляцией. Типичны поражения зрительного нерва. Токсичность определяется образующимся в организме формальдегидом.	5	3
Дизельное топливо	Малотоксично, оказывает слабовыраженное местно-раздражающее действие	300	4

Для защиты от агрессивных и токсичных веществ на месторождениях используются средства индивидуальной защиты. К средствам индивидуальной защиты относятся: спецодежда, спецобувь, средства защиты рук, противогазы, защитные очки. Применение средств индивидуальной защиты

предусматривается отраслевыми правилами техники безопасности, а выдача этих средств регламентирована отраслевыми нормами.

Спецодежда для защиты от нефти и нефтепродуктов изготавливается из хлопчатобумажных и других материалов, не накапливающих статического электричества.

Отклонение параметров климата на открытом воздухе

Казанское и Малореченское месторождения территориально расположены на севере Томской области, резервуарные парки месторождений находятся на открытых площадках, средняя максимальная температура наиболее жаркого месяца составляет + 17 °С, а средняя минимальная температура наиболее холодного месяца минус 20,8 °С. Атмосферное увлажнение избыточное. В результате низкого предела температуры в холодное время года без средств защиты на месторождениях имеется риск получения обморожений.

В холодное время года рабочие обеспечиваются средствами индивидуальной защиты от низких температур: костюмом от пониженной температуры, рукавицами, валенками, утепленными головными уборами. Для удаления избыточного количества влаги используется устройство общеобменной вентиляционной системы, в холодное время года вводится центральное отопление.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Основные требования, которые предъявляются к освещению, заключаются в том, чтобы с его помощью можно было создать наиболее благоприятные условия для работы зрительного аппарата человека. Кроме того, оно должно удовлетворять вопросам экономичности, надежности и безопасности.

Наиболее благоприятные условия для полного зрительного восприятия создает солнечный свет. Так как на установке производятся работы наблюдения

за ходом производственного процесса, территория относится к VII разряду [25]. Коэффициент естественного освещения, искусственное освещение для производственных помещений, представлены в таблице П.1 (Приложение П).

В утреннее и вечернее время в качестве системы освещения применяют комбинированное освещение. Искусственное освещение обеспечивается электрическими источниками света. Оно применяется при работе в темное время суток, а также днем при недостаточном освещении.

Источником искусственного освещения на Казанском и Малореченском месторождениях служат мачты, расположенные по периметру объектов. На мачтах установлены прожектора, люминесцентные лампы обеспечивают освещенность порядка 75 лк., что соответствует норме.

Превышение уровня шума

Основной источник создаваемого шума на производстве – работа технологического оборудования. Эти виды механического шума являются постоянными, его уровень не должен превышать 50 дБ [26].

Длительное пребывание в зоне с повышенным уровнем шума на производстве может привести к ухудшению работы слухового аппарата сотрудников месторождений, в результате чего у них могут развиваться различные хронические заболевания, такие как тугоухость. Основным средством индивидуальной защиты от шума на Казанском и Малореченском месторождениях являются наушники.

Превышение уровня вибрации

Источником создаваемой вибрации на производстве является работа технологического оборудования, в первую очередь насосов, эта вибрация является постоянной и не должна превышать 0,2 мм/сек [27]. Превышение уровня вибрации может оказать негативное действие на работников, в результате чего у них может развиваться вибрационная болезнь. Основными средствами защиты от вибрации на Казанском и Малореченском

месторождениях являются виброзащитная обувь и виброизоляционные коврики.

Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

В зависимости от условий в помещении опасность поражения человека электрическим током увеличивается или уменьшается. Все помещения делятся на: а) помещения с повышенной опасностью; б) особо опасные помещения; в) помещения без повышенной опасности.

Технологические операции с нефтепродуктами, являющимися хорошими диэлектриками, сопровождаются образованием электрических зарядов – статического электричества. Для устранения опасности разрядов статического электричества при технологических операциях необходимо предусматривать следующие меры: а) заземление резервуаров, цистерн, трубопроводов; б) снижение интенсивности генерации зарядов статического электричества путем уменьшения скорости налива при правильном подборе диаметра трубопровода.

Не допускается проведение работ внутри резервуара, где возможно образование взрывоопасных концентраций паровоздушных смесей, в спецодежде и в нательном белье из электризующихся материалов.

Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств защиты от проявлений статического электричества на Казанском и Малореченском месторождения должны проводиться одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического и электротехнического оборудования. Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год [28].

Взрывоопасность и пожароопасность

Основным сырьем кустовых площадок рассматриваемых месторождений является нефть, являющаяся легковоспламеняющейся

жидкостью с температурой вспышки минус 34°C, самовоспламенения 233°C. Нефть представляет собой смесь углеводородов.

В парах сырой нефти велико содержание метана, этана; подготовленной нефти – этана, пропана, бутана.

Высокое содержание метана и легких фракций углеводородов в сырой нефти и способность их быстрого выделения в атмосферу способствует образованию взрывопожароопасных смесей углеводородов с воздухом.

Основными причинами пожаров на НПЗ являются утечка газа и розлив нефти. Пожаробезопасность на Казанском НГКМ и Малореченском месторождении обеспечена рядом противопожарных мероприятий [11,12]:

- электрооборудование технологических площадок выбрано с учетом категории и зоны взрывоопасности;

- выполнена защита от молнии зданий и сооружений;

- защита оборудования и технологических трубопроводов от статического электричества;

- дыхание емкостного оборудования выполнено через дыхательные клапана с огнепреградителями;

- подземные емкости комплектуются насосными агрегатами с двойными торцевыми уплотнениями;

- для предотвращения аварийного разлива нефти резервуарное оборудование, кустовые площадки выполнены внутри обвалования;

- площадки с емкостным оборудованием ограждены бордюром камнем;

- объем КИПиА позволяет вести технологический процесс подготовки нефти в безопасном режиме;

- предусмотрены предаварийная и аварийная звуковая и световая сигнализации при отклонении технологических параметров от нормы;

- управление электрозадвижками выполнено по месту, автоматически и со щита операторной, что дает возможность при необходимости быстро вмешаться в возникшую нештатную ситуацию;

-в помещениях насосных, узлов учета и блоков предусмотрена установка сигнализаторов дозрывоопасных концентраций с сигнализацией по месту и в операторной. Контроль загазованности наружных технологических площадок предусматривается периодически переносными газоанализаторами типа СГГ-4М;

территории УПН ограждены по всему периметру, на основном въезде на территории предусматривается проходная, исключающая проникновение посторонних.

На УПН запроектированы водяной и пенный виды пожаротушения.

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

Основными профилактическими мероприятиями, исключающими контакт обслуживающего персонала с вредными веществами на НПЗ, являются:

-полная герметизация всего технологического процесса подготовки нефти;

-возможность дистанционного управления технологическими процессами при наличии опасных и вредных производственных факторов;

-оборудование для дозирования реагентов должно быть принято в блочном исполнении, исключающем свободный доступ к реагентам.

Для предотвращения отравлений необходимо все стадии процесса проводить в условиях, исключающих контакт работающих с вредными веществами.

Основным мероприятием для обеспечения нормальных метеорологических условий и поддержания теплового равновесия между теплом человека и окружающей средой на рассматриваемых месторождениях является соблюдение техники безопасности при особенностях метеоусловий в районах, приравненных к крайнему северу.

Для снижения уровня воздействий вибрации и шума на организм работников НПЗ необходима рациональная организация труда, а именно сокращение времени пребывания в условиях повышенного уровня указанных вредных факторов.

На месторождениях необходимо соблюдать меры по предупреждению опасности воспламенения парогазовых потоков от электрической искры:

- в трубопроводах и аппаратах для предотвращения возникновения опасных искровых разрядов при движении горючих газов и паров должны везде, где это технологически допустимо, обеспечиваться однофазовые газовые потоки, исключаящие твёрдые и жидкие частицы.

- не должно допускаться во взрывоопасной среде истечение паров и газов через не плотности из аппаратов, трубопроводов, скважин, находящихся под высоким давлением, так как это вызывает сильную электризацию.

- необходимо минимизировать наличие примесей в газовой и нефтяной структуре, поскольку интенсивность образования зарядов статического электричества увеличивается при их наличии.

Для обеспечения пожарной безопасности необходимо строго соблюдать нормы технологических режимов, указанные в технологических регламентах Малореченского и Казанского месторождений. Действия обслуживающего персонала в аварийной ситуации на кустовых площадках и УПН должны выполняться в соответствии с «Планом действия персонала в аварийной ситуации».

5.4 Экологическая безопасность

Безопасная эксплуатация объекта в значительной мере обеспечивается надежностью оборудования. Для уменьшения выбросов в окружающую среду необходимо выполнять нормы технологического режима, содержать в исправном состоянии оборудование, арматуру и трубопроводные

коммуникации, электрооборудование, системы контроля, регулирования, сигнализации и блокировки.

УПН рассматриваемых месторождений находятся в непосредственной близости от населенных пунктов, также рядом с УПН проживают рабочие, так как работа осуществляется вахтовым методом. Токсичность сырья и готовых продуктов на УПН обосновывают необходимость применения средств защиты селитебной зоны.

Основными вредными веществами, выбрасываемыми в атмосферу на НПЗ являются углеводороды, сероводород, окись углерода, аммиак, фенол и другие. К числу наиболее крупных источников загрязнения атмосферы относятся: резервуары, в которых хранятся нефть, факельные системы. Сероводород, фенол относятся ко 2 классу, аммиак к 4-му классу опасных веществ [23].

Для защиты атмосферы на рассматриваемых месторождениях

- проектами предусмотрена закрытая система сбора и подготовки нефти;
- газ, выделившийся при сепарации, направляется на сжигание и выработку тепла и электроэнергии для нужд месторождений.

Казанское НГКМ и Малореченское месторождение расположены вблизи водоемов, поэтому защита гидросферы от вредных выбросов с месторождений является актуальной проблемой. Основным источником загрязнения водного бассейна являются промышленные стоки.

В процессе переработки и хранения нефти и нефтепродуктов, промежуточных и побочных продуктов происходит неизбежное загрязнение используемой воды углеводородами, твердыми частицами металлов и другими компонентами.

Основными причинами загрязнения воды нефтепродуктами являются неплотности в различных соединениях технологических цепочек, утечки из сальников насосов, технологические конденсаты, атмосферные осадки, контактирующие с проливами на технологических площадках.

Для защиты водного бассейна на месторождениях

- промливневые и пластовые воды собираются в емкости;
- утечки от сальников насосов предусмотрены в дренажные емкости;
- для предотвращения аварийных разливов нефти выполнено обвалование резервуаров, кустовых площадок, одиночных скважин;
- для аварийного сброса нефти из технологического емкостного оборудования предусмотрены подземные емкости достаточного объема, с последующим возвратом сброса в процесс;
- для предупреждения затопления промплощадок ливневыми и талыми водами предусмотрены системы ливневой канализации и водоотвода.

Разработанным проектом предложено включение в технологическую схему Казанского НГКМ и Малореченского месторождения УУЛФ, которая предусматривает сбор испаряющихся из резервуаров для хранения товарной нефти углеводородов, при этом негативного влияние на литосферу не оказывается. Улучшается экологическая обстановка, поскольку улавливается 98% испаряющихся легких фракций углеводородов с целью дальнейшей реализации.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В процессе эксплуатации промышленного оборудования могут возникнуть чрезвычайные ситуации в результате аварий, стихийных бедствий, пожаров. Поэтому необходимо знать какие меры нужно принимать для предотвращения таких ситуаций и как действовать в такой обстановке.

Безаварийную работу пожароопасных и взрывоопасных объектов можно обеспечить лишь при строгом соблюдении технологического регламента.

Аварии могут быть вызваны разрядами статического электричества. Чтобы предотвратить взрыв нужно устранить одно из двух условий: искру или взрывоопасную среду. Обычно идут по пути ликвидации искры, а именно: отводят статическое электричество, устраивая заземление технологических

трубопроводов и оборудования и устраняя электризацию жидких углеводородов антистатическими присадками.

В случае стихийных бедствий, действуют как и в обстановке военного времени:

- эвакуируют людей;
- проводят спасательные и аварийно-восстановительные работы.

Наиболее вероятной ЧС на НПЗ является пожар.

Для соблюдения и выполнения требований в области пожарной безопасности на Казанском НГКМ и Малореченском месторождениях созданы отделы пожарной безопасности, которые разработали и установили соответствующие для предприятий противопожарные режимы. Они включают в себя требования пожарной безопасности, устанавливающие правила поведения людей, порядок организации производств и содержания территорий, зданий, сооружений, помещений предприятий в целях обеспечения пожарной безопасности. Все принятые на работу сотрудники допускаются к работе на НПЗ только после прохождения обучения мерам пожарной безопасности.

На рассматриваемых месторождениях имеется общеобменная вентиляционная система, которая является одной из главных мер по предупреждению пожаров на производствах.

В случае возникновения пожара на НПЗ каждый сотрудник обязан:

- немедленно сообщить об этом по телефону в пожарную охрану (при этом необходимо назвать адрес объекта, место возникновения пожара, а также сообщить свою фамилию);
- поставить в известность руководство, диспетчера или ответственного дежурного по объекту о наличии возгорания или его признаков;
- по возможности принять меры для эвакуации людей;
- по возможности принять меры для тушения пожара.

До приезда пожарных следует попытаться ликвидировать очаг пожара с помощью первичных средств пожаротушения (песка, плотной негорючей ткани, огнетушителей и воды из пожарных кранов)

Самое главное – в любой ситуации сохранять спокойствие, действовать согласно утверждённому плану эвакуации и помнить о необходимости отключения электроэнергии, воды и газа, иначе это может привести к ещё большим разрушениям.

5.6 Заключение

В разделе социальная ответственность были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, вопросы производственной и экологической безопасности, а также возможные чрезвычайные ситуации на объектах исследования.

Раздел имеет важное значение, так как НПЗ являются опасными производствами, на которых имеется большой ряд вредных факторов, кроме того территориально Казанское НГКМ и Малореченское месторождения расположены в районе крайнего севера, необходимо соблюдение требований безопасности на производственных объектах.

Важное положительное влияние на экологическую обстановку, а именно на снижение выбросов легких фракций углеводородов в атмосферу оказывает предложенная в исследовании УУЛФ, которая практически полностью сократит данные выбросы, являющиеся одним из основных загрязнителей на НПЗ. Кроме того в результате внедрения УУЛФ необходимо обеспечить полную герметизацию резервуаров для хранения товарной нефти, что уменьшит вероятность ее утечек, загрязнение гидросферы.

Заключение

В работе исследован процесс улавливания легких фракций углеводородов при подготовке нефтей Казанского и Малореченского месторождений Томской области, предложено 2 способа сокращения потерь сырья из РВС-2000, расположенных на месторождениях: применение понтонов и УУЛФ компрессионного типа с роторно-пластинчатым компрессором.

Согласно произведенным расчетам эффективность понтонов для двух месторождений очень низкая и составляет не более 40%, в связи с чем, предложено использование УУЛФ.

Произведен расчет выбросов углеводородов в атмосферу от резервуарных парков Казанского и также Малореченского месторождений, на Казанском НГКМ количество потерянных углеводородов составляет 860 т/год, на Малореченском 400 т/год, после включения в технологическую схему рассматриваемых месторождений УУЛФ потери углеводородного сырья будут полностью сокращены.

Сравнение рассчитанных интегральных показателей эффективности разработок обосновало применение УУЛФ для улавливания углеводородного сырья из резервуаров хранения нефти на Казанском и Малореченском месторождениях Томской области, поскольку интегральный показатель эффективности применения УУЛФ равен 1, применения понтонов – 0,95.

Внедрение УУЛФ на объекты значительно улучшит экологическую обстановку и уменьшит уровень пажараоопасности, позволит сохранить наиболее ценное сырье процессов нефтепереработки. При применении в установке компрессора роторно-пластинчатого типа ее надежность и экономичность значительно возрастет, будут требоваться меньшие затраты на ремонт компрессионного оборудования.

Список использованных источников

- 1 Арнольд К., Стюарт М. Справочник по оборудованию для комплексной подготовки нефти. Промысловая подготовка углеводородов/Перевод с английского. – М.:ООО «Премииум Инжиниринг», 2011. – 776 с.
- 2 Владимиров А.И., Щелкунов В.А., Круглов С.А. Основные процессы и аппараты нефтегазопереработки: Учеб. Пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 227 с.
- 3 Ивашкина Е.Н., Левашова А.И., Юрьев Е.М. Теоретические основы химической технологии топлива и углеродных материалов: учебное пособие.- Томск: Изд-во ТПУ, 2012. - 232 с.
- 4 Арнольд К., Стюарт М. Справочник по оборудованию для комплексной подготовки газа. Промысловая подготовка углеводородов / Перевод с английского. – М.:ООО «Премииум Инжиниринг», 2009. – 630 с.
- 5 Силин М.А., Магадова Л.А., Толстых Л.И., Давлетшина Л.Ф., Цыганков В.А. Промысловая химия: учебное пособие.-М.: Российский Государственный университет нефти и газа. (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. — 350 с.
- 6 Н.В. Ушева, Е.В. Бешагина, О.Е. Мойзес, Е.А. Кузьменко, А.А. Гавриков. Технологические основы и моделирование процессов промышленной подготовки нефти и газа: учебное пособие.- Томск: Изд-во ТПУ, 2013. - 128 с.
- 7 Зарипов А.Г. Комплексная подготовка продукции нефтегазодобывающих скважин. Том 2 – М.: Издательство МГГУ, 1996. -226 с.
- 8 Вагнер И.И., Нургалиева Д.Д. Потери легких фракций нефти в резервуарах// Международный школьный научный вестник. – 2019. – № 2-1. – С. 135-140
- 9 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.

10 Чурикова Л. А., Джексонов Т. Б. Анализ методов и перспективы борьбы с потерями нефти на месторождении [Текст] // Технические науки в России и за рубежом: материалы VI Междунар. науч. конф. (г. Москва, ноябрь 2016 г.). -М.: Буки - Веди,2016. - С.59-63.

11 Технологический регламент установки подготовки нефти ЦДПНГиК Казанского НГКМ. -ОАО «Томскгазпром», 2018. – 93 с.

12 Технологический регламент установки подготовки нефти «Малореченского» НГКМ. -ОАО «Томскнефть», 2018. – 111 с.

13 «Правила технической эксплуатации нефтебаз», по заказу Главнефтепродукта ГП "Роснефть", перераб. и дополн.-М.: СКБ "Транснефтеавтоматика",1997.-121 с.

14 Коршак А.А. Современные средства сокращения потерь бензинов от испарения. – М.: Дизайн Полиграф Сервис, 2001. - 144 с.

15 Научно-исследовательский институт охраны атмосферного воздуха (НИИ Атмосфера) «Дополнение к «Методическим указаниям по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров». –М.: Библиотека интеграла, 1999. – 20 с.

16 Челябинский завод промышленного оборудования [Электронный ресурс] <https://tdzpo.ru/katalog/yylf> Загл. с экрана.-Яз. Рус., дата обращения:22.03.2019г.

17 Государственный комитет РФ по охране окружающей среды. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. – Казань, 1999. – 40 с.

18 Зарипов А.Г. Комплексная подготовка продукции нефтегазодобывающих скважин. Том 2 – М.: Издательство МГГУ, 1996.- 311 с.

19 И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие.-Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 36 с.

20 1 Закон Томской Области от 14 мая 2005 года № 78-ОЗ О гарантиях и компенсациях для лиц, проживающих в местностях,

приравненных к районам Крайнего Севера (с изменениями на 11 декабря 2018 года) [Электронный ресурс] <http://docs.cntd.ru/document/951812266> свободный. – Загл. с экрана.-Яз. Рус., дата обращения:22.04.2019г.

21 Трудовой Кодекс Российской Федерации (с изменениями на 2019 год) [Электронный ресурс] /гарант <http://base.garant.ru/12125268/> свободный. – Загл. с экрана.-Яз. Рус., дата обращения:22.04.2019г.

22 Е.Н Пашков, И.Л. Мезенцева. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы магистра, специалиста и бакалавра всех направлений (специальностей) и форм обучения ТПУ - Томск: Изд-во ТПУ, 2019. – 24 с.

23 ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.-М.: Стандартиформ, 2007 – 7 с.

24 ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.-М.: Стандартиформ, 2008 - 95 с.

25 СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*. - Минстрой России, 2016 - 106 с.

26 ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. -М.: Стандартиформ, 2007 -11 с.

27 СН 2.2.4/2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. - Минздрав России,1997 - 14 с.

28 ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. -М.: Стандартиформ, 2017 – 20 с.

29 ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. - М.: ИПК Издательство стандартов, 2003 – 7 с.

Приложение А
(Обязательное)

Характеристика исходного сырья, материалов, изготавливаемой продукции

Казанского НГКМ

Таблица А.1 - характеристика сырья, материалов, продукции Казанского НГКМ

Наименование сырья, материалов, реагентов, изготавливаемой продукции	Показатели качества, обязательные для проверки	Норма по ГОСТ, ОСТ, СТП, ТУ	Область применения изготавливаемой продукции
Сырая нефть со скважин месторождения	1. Содержание воды		
Товарная нефть	1. Содержание воды, % 2. Содержание Cl-солей, не более мг/л 3. Содержание мех. 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	1. Содержание нефтепродуктов, мг/л 2. Концентрация взвешенных частиц, мг/л	30-50 30-50	Применяется для поддержания пластового давления
Метиловый спирт	Плотность при 20 °С, г/см ³	0,791-0,792	Растворение гидратных пробок
СНПХ-4810А	Внешний вид Плотность, при 20 °С Вязкость, при 20 °С, мм ² /с	Жидкость от светлой до тёмно-жёлтой окраски 0,910-0,995 30-70	Разрушение эмульсии вода-нефть

Продолжение таблицы А.1

Пральт-16-Б	Внешний вид	Жидкость светло- желтого цвета	Разрушение эмульсии вода-нефть
	Плотность, при 20 °С Вязкость, при 20 °С, мм ² /с	873 45	
Теплофикационная вода (прямая)	Температура, °С Давление в системе, кгс/см ² Жесткость мкг.экв/кг	60-90 3-3,5 800	Обогрев помещений
Техническая вода		Р=3-5 кгс/см ²	Хоз.быт. нужды, подпитка пож. РВС
Пенообразователи			
	Пенообразователь «STHAMEX MOUSSOL APS F15 3%»	Температура застывания Плотность при 20°С Кратность пены низкой кратности Кратность пены средней кратности	-16 1,058 11 53 Образование пены низкой и средней кратности в системе пожаротушен ия

Таблица А.2 - основные физико-химические свойства нефти Казанского НГКМ

Плотность при 20 ⁰ С, кг/м ³	795,2
Молярная масса	151,5
Вязкость кинематическая, мм ² /с	
- при 20 ⁰ С	1,25
- при 50 ⁰ С	0,82
Температура застывания, ⁰ С	-67
Температура насыщения нефти парафином, ⁰ С	+22
Массовое содержание, %	
- серы	0,19
- смол силикагелевых	1,44
- асфальтенов	0,07
- парафинов	2,3
Температура начала кипения, ⁰ С	48,0
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %	
- до 100 ⁰ С	29,96
- до 150 ⁰ С	48,81
- до 200 ⁰ С	64,08
- до 316 ⁰ С	95,01

**Приложение Б
(Обязательное)**

**Характеристика исходного сырья, материалов, изготавливаемой продукции
Малореченского месторождения**

**Таблица Б.1 - характеристика сырья, материалов, продукции
Малореченского месторождения**

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
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 №571 НПС «Медведево»
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
Нефть с Западно-Полуденного м.	ГОСТ 3900-85 МИ 2153-04 ГОСТ Р 8.599	Плотность	Не норм.	Транспортируется для подготовки на УПН «Малореченского» н.м.р.
	ГОСТ 2477-65	Содержание воды	До 5 %	
Попутный газ				Подача в систему внутриплощадочных газопроводов для утилизации внутренним потребителям, сжигание на факеле

Продолжение таблицы Б.1

Дезэмульгатор 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 ⁰ С, кг/м ³	927	
		Вязкость, при 20 ⁰ С, мм ² /с	45,1	
Метанол технический	ГОСТ 2222-95	Плотность при 20 ⁰ С, г/см ³	0,791-0,792	Растворение гидратных пробок в газопроводах

Таблица Б.2 - компонентный состав нефти на входе УПН
«Малореченское» с УПСВ «Западно-Полуденного» месторождения

КОМПОНЕНТЫ	СОДЕРЖАНИЕ КОМПОНЕНТОВ	
	МАСС. %	МОЛЬН. %
CH ₄	0,013	0,195
C ₂ H ₆	0,011	0,088
C ₃ H ₈	0,050	0,272
и-C ₄ H ₁₀	0,118	0,487
н-C ₄ H ₁₀	0,249	1,028
и-C ₅ H ₁₂	0,404	1,343
н-C ₅ H ₁₂	0,649	2,158
C ₆ H ₁₄ в том числе, 2,2-Диметилбутан	1,690 0,004	4,704 0,011
2,3-Диметилбутан	0,032	0,089
2-Метилпентан	0,419	1,166
3-Метилпентан	0,214	0,596
н-Гексан	0,694	1,932
Метилциклопентан	0,327	0,910
C ₇₊		89,725
Плотность, г/см ³		875,1
Молекулярная масса		239,4

Таблица Б.3 - компонентный состав нефти на входе УПН
«Малоренского» месторождения с кустов

КОМПОНЕНТЫ	СОДЕРЖАНИЕ КОМПОНЕНТОВ	
	МАСС. %	МОЛЬН. %
CH ₄	0,011	0,140
C ₂ H ₆	0,026	0,177
C ₃ H ₈	0,248	1,150
и-C ₄ H ₁₀	0,271	0,953
н-C ₄ H ₁₀	0,781	2,747
и-C ₅ H ₁₂	0,769	2,179
н-C ₅ H ₁₂	1,136	3,219
C ₆ H ₁₄ в том числе,	3,061	7,261
2,2-Диметилбутан	0,004	0,017
2,3-Диметилбутан	0,165	0,391
2-Метилпентан	0,643	1,525
3-Метилпентан	0,368	0,873
н-Гексан	0,992	2,353
Метилциклопентан	0,886	2,102
C ₇₊	93,697	82,175
Плотность г/см ³	853,4	
Молекулярная масса	204,0	

Таблица Б.4 - состав и свойства газа при ступенчатой сепарации на УПН
«Малореченского» месторождения

КОМПОНЕНТЫ	СОДЕРЖАНИЕ КОМПОНЕНТОВ	
	МАСС. %	МОЛЬН. %
CH ₄	0,011	0,140
C ₂ H ₆	0,026	0,177
C ₃ H ₈	0,248	1,150
и-C ₄ H ₁₀	0,271	0,953
н-C ₄ H ₁₀	0,781	2,747
и-C ₅ H ₁₂	0,769	2,179
н-C ₅ H ₁₂	1,136	3,219
C ₆ H ₁₄ в том числе,	3,061	7,261
2,2-Диметилбутан	0,004	0,017
2,3-Диметилбутан	0,165	0,391
2-Метилпентан	0,643	1,525
3-Метилпентан	0,368	0,873
н-Гексан	0,992	2,353
Метилциклопентан	0,886	2,102
C ₇₊	93,697	82,175
Плотность г/см ³	853,4	
Молекулярная масса	204,0	

Таблица Б.5 - углеводородный состав проб нефти до и после резервуаров
УПН «Малореченского» месторождения

	ДО РЕЗЕРВУАРОВ	ПОСЛЕ РЕЗЕРВУАРОВ
	В ДЕГАЗИРОВАННОЙ НЕФТИ, МАСС. %	В НЕФТИ, МАСС. %
CO ₂	-	-
N ₂	-	-
CH ₄	0,120	0,009
C ₂ H ₆	0,112	0,012
C ₃ H ₈	0,085	0,077
и-C ₄ H ₁₀	0,158	0,148
н-C ₄ H ₁₀	0,358	0,343
и-C ₅ H ₁₂	0,498	0,491
н-C ₅ H ₁₂	0,780	0,769
C ₆ H ₁₂	2,195	2,003
C ₇₊	95,694	96,146
Плотность, кг/м ³	871,1	872,0
Молярная масса	232,1	233,7

Таблица Б.6 - компонентный состав нефти на выходе УПН
«Малореченского» месторождения

КОМПОНЕНТЫ	СОДЕРЖАНИЕ КОМПОНЕНТОВ	
	МАСС. %	МОЛЬН. %
CH ₄	0,009	0,131
C ₂ H ₆	0,012	0,093
C ₃ H ₈	0,077	0,409
и-C ₄ H ₁₀	0,148	0,596
н-C ₄ H ₁₀	0,343	1,382
и-C ₅ H ₁₂	0,491	1,594
н-C ₅ H ₁₂	0,769	2,496
C ₆ H ₁₄	2,003	5,443
в том числе,		
2,2-Диметилбутан	0,005	0,014
2,3-Диметилбутан	0,050	0,136
2-Метилпентан	0,485	1,318
3-Метилпентан	0,249	0,677
н-Гексан	0,804	2,185
Метилциклопентан	0,410	1,114
C ₇₊	96,146	87,855
Плотность г/см ³	872,0	
Молекулярная масса	233,7	

Таблица Б.7 - Характеристика товарной нефти Малореченского

Наименование сырья, материалов, реагентов изготавливаемой продукции	Показатели качества, обязательные для проверки	Норма по ГОСТ, ОСТ, СТП, ТУ	Область применения изготавливаемой продукции
Нефть с УПН «Малореченская»	Плотность	860,1-870,0 кг/м ³	Транспортируется для откачки товарной нефти в систему магистральных нефтепроводов
	Содержание воды	до 0,5 %	
Нефть потребителю (грузополучателю)	Плотность	0,860-0,870 кг/м ³	Откачка в магистральный нефтепровод «Александровское-Анжеро-Судженск»
Нефть потребителю (грузополучателю)	Содержание воды	до 0,5 %	
Нефть потребителю (грузополучателю)	Содержание хлористых солей	до 100 мг/л	
Нефть потребителю (грузополучателю)	Содержание механических примесей	до 0,05 %	
Нефть потребителю (грузополучателю)	Содержание серы	0,61-1,8 %.	
Нефть потребителю (грузополучателю)	Фракционный состав	200°С – 27% 300°С – 47%	
Нефть потребителю (грузополучателю)	Кинематическая вязкость	10-25 мм ² /с	
Нефть потребителю (грузополучателю)	Давление насыщенных паров	до 500 мм.рт.ст. до 66.7 кПА	
Нефть потребителю (грузополучателю)	Содержание хлорорганических соединений	до 10ppm	
Нефть потребителю (грузополучателю)	Массовая доля парафина	до 6,0%	
Нефть потребителю (грузополучателю)	Содержание: Сероводорода Метил-этилмеркоптанов	до 20ppm	
		до 40ppm	

месторождения

Приложение В
(обязательное)

Принципиальная блок-схема Казанского НГКМ

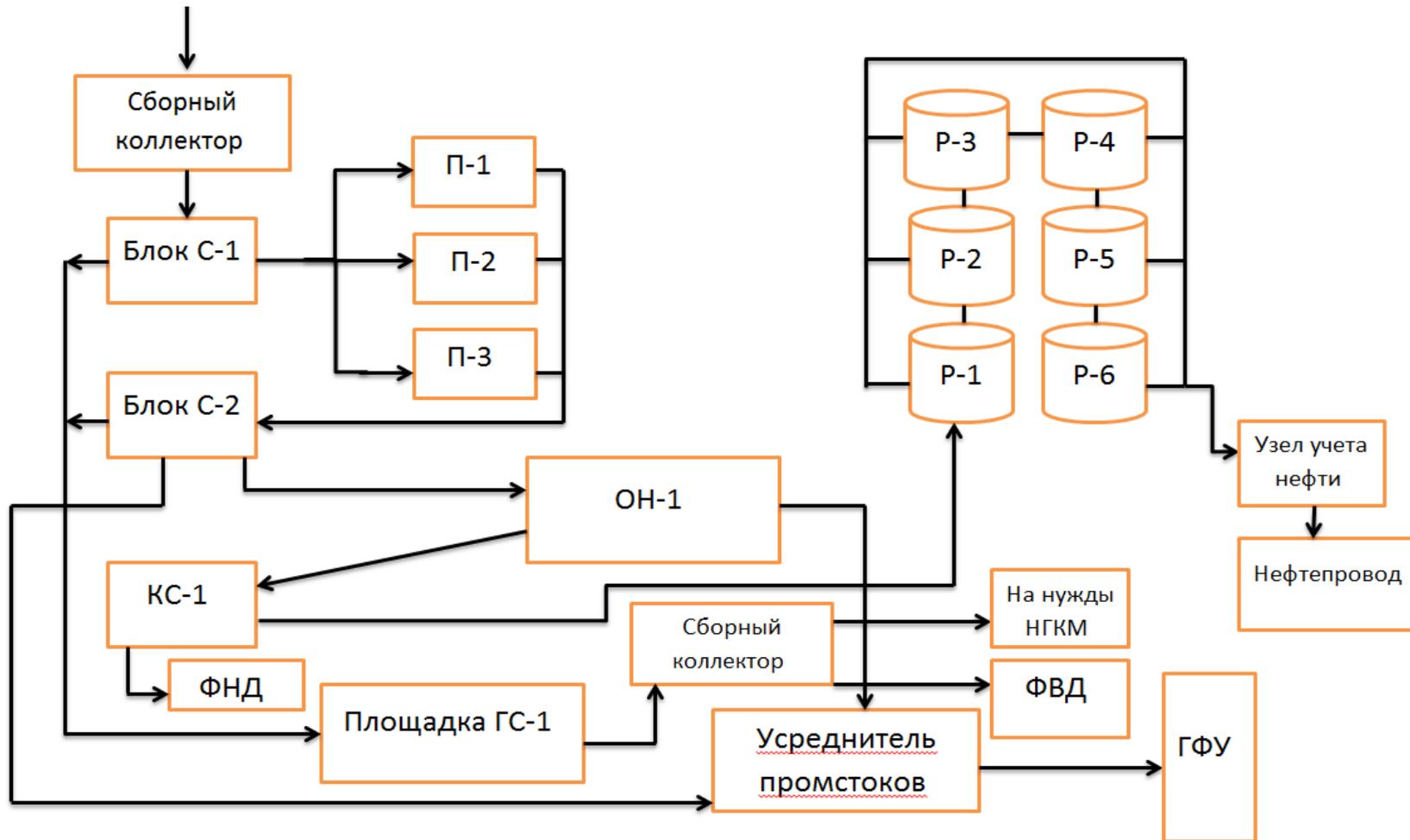


Рисунок В.1 – Принципиальная блок-схема Казанского НГКМ

Приложение Д
(обязательное)

Оценочная карта сравнительных характеристик конкурентных технических
решений

Таблица Д.1-оценочная карта для сравнительных характеристик
конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкуренто-способность		
		Бф	Бк1	Бк2	Кф	Кк1	Кк2
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности	0,20	5	3	2	1	0,6	0,4
2. Простота использования	0,08	4	4	3	0,32	0,32	0,24
3. Энергоэкономичность	0,07	3	4	5	0,21	0,28	0,35
4. Надежность	0,10	5	4	4	0,5	0,4	0,4
5. Уровень шума	0,03	3	4	5	0,09	0,12	0,15
6. Безопасность	0,08	5	5	4	0,4	0,4	0,32
7. Простота эксплуатации	0,05	4	4	5	0,2	0,2	0,25
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,07	5	3	3	0,35	0,21	0,21
2. Уровень проникновения на рынок	0,04	4	4	4	0,16	0,16	0,16
3. Цена	0,11	2	4	5	0,22	0,44	0,55
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,17	5	3	3	0,85	0,51	0,51
Итого	1,00	-	-	-	4,30	3,64	3,54

Приложение Е
(обязательное)

SWAT – анализ исследовательской работы

Таблица Е.1-матрица SWOT

	<p>Сильные стороны проекта: С1. Заявленная экономичность при внедрении технологии на производство; С2. Экологичность технологии; С3. Наличие квалифицированного персонала; С4. Уменьшения уровня пожароопасности путем внедрения технологии на производство.</p>	<p>Слабые стороны проекта: Сл1. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца; Сл2. Отсутствие прототипа научной разработки; Сл3. Необходимость больших компьютерных ресурсов и времени для разработки модели УУЛФ конкретного производства; Сл4. Более высокая стоимость производства технологии по сравнению с конкурирующими.</p>
<p>Возможности: В1. Появление дополнительного спроса на новый продукт В2. Ужесточение экологических требований со стороны государства для НПЗ В3. Возможность полного сокращения потерь легких фракций углеводородов из резервуаров на НПЗ В4. Развитие нефтяной промышленности в целом</p>		
<p>Угрозы: У1. Отказ производств от внедрения предложенных технологий из-за высокой себестоимости У2. Развитие и усовершенствование конкурентных технологий для производств У3. Ограничение на импорт технологии У4. Рост темпов инфляции, налогов и пошлин</p>		

Таблица Е.2-интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта				
Возможности проекта	С1	С2	С3	С4
В1	+	+	+	+
В2	-	+	0	0
В3	+	+	0	+
В4	+	-	+	-
Сильные стороны проекта				
Угрозы проекта	С1	С2	С3	С4
У1	-	-	-	-
У2	+	+	0	+
У3	-	-	-	-
У4	-	-	-	-
Слабые стороны проекта				
Возможности проекта	Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
В1	+	0	-	-
В2	-	-	-	-
В3	0	+	-	-
В4	-	-	-	-
Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта	Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
У1	-	-	-	+
У2	-	-	0	+
У3	-	-	-	-
У4	+	+	-	+

Таблица Е.3-итоговая матрица SWAT-анализа

	<p>Сильные стороны проекта: С1. Заявленная экономичность при внедрении технологии на производство; С2. Экологичность технологии; С3. Наличие квалифицированного персонала; С4. Уменьшения уровня пожароопасности путем внедрения технологии на производство.</p>	<p>Слабые стороны проекта: Сл1. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца; Сл2. Отсутствие прототипа научной разработки; Сл3. Необходимость больших компьютерных ресурсов и времени для разработки модели УУЛФ конкретного производства; Сл4. Более высокая стоимость производства технологии по сравнению с конкурирующими.</p>
<p>Возможности: В1. Появление дополнительного спроса на новый продукт</p>	<p>С1,С2,С3,С4-Все сильные стороны проекта могут в будущем вызвать появление дополнительного спроса на продукт</p>	<p>Сл1-отсутствие оборудования для проведения испытания может негативно влиять на появление дополнительного спроса на продукт</p>
<p>В2. Ужесточение экологических требований со стороны государства для НПЗ</p>	<p>С2-экологичность технологии оправдывает ее применения, так как экологические требования для НПЗ постоянно возрастают</p>	
<p>В3. Возможность полного сокращения потерь легких фракций углеводородов из резервуаров на НПЗ</p>	<p>С1,С2,С3 позволяют сохранить ценнейшее сырье для дальнейших процессов нефтепереработки</p>	<p>Сл2-отсутствие прототипа научной разработки может вызвать сомнения в ее эффективности у потенциального покупателя</p>
<p>В4. Развитие нефтяной промышленности в целом</p>	<p>С1,С3 – развитие нефтяной промышленности оправдывает применение технологии</p>	
<p>Угрозы: У1. Отказ производств от внедрения предложенных технологий из-за высокой себестоимости</p>		
<p>У2. Развитие и усовершенствование конкурентных технологий для производств</p>	<p>С1,С2,С4 –риск усовершенствования конкурирующих технологий и увеличения их показателей качества</p>	<p>Сл4 – отказ потенциального покупателя от предложенной технологии из-за ее высокой стоимости</p>
<p>У3. Ограничение на импорт технологии</p>		
<p>У4. Рост темпов инфляции, налогов и пошлин</p>		<p>Сл1,Сл2,Сл4 – постоянный рост инфляции, налогов, пошлин не позволяют в полной мере продемонстрировать эффективность технологии</p>

Приложение Ж
(обязательное)

Перечень этапов и работ в рамках проведения научно-исследовательского
проекта

Таблица Ж.1 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы 1	Содержание работ 3	Должность исполнителя 4
Разработка технического задания	Составление и утверждение технического задания	Руководитель, студент
Выбор направления исследований	Подбор и изучение материала по теме	студент
	Выбор направления исследования	Руководитель, студент
	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, студент
Теоретические и экспериментальные исследования	Составление литературного обзора ВКР	Студент
	Проведение исследования, оптимизация технологических схем Казанского и Малореченского месторождений	Руководитель, студент
Обобщение и оценка результатов	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, студент
	Обсуждение результатов	Руководитель, студент
Выполнение иных разделов ВКР	Сбор информации и оформление результатов раздела СО	Студент
	Подбор данных и оформление раздела финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Студент
Разработка технической документации и проектирование	Оформление пояснительной записки ВКР	Студент
	Рецензирование	Руководитель
Защита научно-исследовательской работы	Подготовка к защите ВКР	Руководитель, студент
	Защита ВКР	Студент

Приложение К
(обязательное)

Временные показатели проведения научного исследования

Таблица К.1-Временные показатели проведения научного исследования

Наименование этапа	Кол-во человек	Продолжительность работ			T_{pi} (дн)
		t_{min} (дн)	t_{max} (дн)	$t_{ож}$ (дн)	
2	3	4	5	6	7
Составление и утверждение технического задания	Руководитель	1	2	1	1
Подбор и изучение материалов по теме	Студент	2	4	3	3
Выбор направления исследований	Руководитель, студент	1	1	1	1
		2	3	3	3
Календарное планирование работ по теме	Руководитель, студент	1	1	1	1
		1	2	2	2
Составление литературного обзора ВКР	Студент	7	12	9	9
Проведение исследования, оптимизация технологических схем Казанского и Малореченского месторождений	Руководитель, студент	1	3	2	2
		8	14	10	10
Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, студент	1	3	2	2
		1	3	2	2
Обсуждение результатов	Руководитель, студент	2	3	2	2
		2	3	2	2
Сбор информации и оформление результатов раздела СО	Студент	5	9	7	7
Подбор данных и оформление раздела финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Студент	6	11	8	8
Оформление пояснительной записки ВКР	Студент	6	10	8	8
Рецензирование	Руководитель	1	4	2	2
Подготовка к защите ВКР	Руководитель, студент	8	10	9	9
		8	10	9	9
Защита ВКР	Студент	1	1	1	1
Всего дней	Руководитель, Исследователь				20 64

Приложение Л
(обязательное)

План-график проведения научного исследования

Таблица Л.1-план-график научного исследования

Наименование этапа		T_{pi}	Продолжительность выполнения работ												
			Март			Апрель			Май						
			2	3	1	2	3	1	2	3	1				
Составление и утверждение технического задания	Р	1	■												
Подбор и изучение материалов по теме	С	3	▨												
Выбор направления исследований	Р, С	4	■	■											
Календарное планирование работ по теме	Р, С	3		■											
Составление литературного обзора ВКР	С	9		▨											
Проведение исследования, оптимизация технологических схем Казанского и Малореченского месторождений	Р, С	12			■	■	■	■							
Оценка эффективности полученных результатов	Р, С	4				■	■								
Обсуждение результатов	Р, С	4					■	■							
Сбор информации и оформление результатов раздела СО	С	7						▨							
Подбор данных и оформление раздела финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	С	8							▨						
Оформление пояснительной записки ВКР	С	8								▨					
Рецензирование	Р	2									▨				
Подготовка к защите ВКР	Р, С	18										■	■	■	■
Защита ВКР	С	1													■

▨ - руководитель; ■ - руководитель и студент; ▨ - студент

Приложение М
(обязательное)

Бюджет затрат на научно-исследовательский проект

Таблица М.1-бюджет затрат на научно-исследовательский проект

Наименование статьи	Сумма, млн. руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Материальные затраты НТИ	41,33	25,93	18,33
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	0,061	0,061	0,061
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	0,038	0,038	0,038
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	0,006	0,006	0,006
5. Отчисления во внебюджетные фонды	0,0115	0,0115	0,0115
6. Затраты на научные и производственные командировки	0	0	0
7. Контрагентные расходы	16,47	16,11	15,18
8. Накладные расходы	11,58	8,43	6,72
9. Бюджет затрат НТИ	69,497	50,587	40,346

Приложение Н
(обязательное)

Возможные вредные и опасные факторы на производстве

Таблица Н.1- возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовлен ис	Эксплуата ция	
1.Химические вещества		+	+	Требования к охране труда при использовании химических веществ и материалов устанавливаются ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [23].
2.Отклонение параметров климата на открытом воздухе		+	+	Отклонение параметров климата на открытом воздухе устанавливается ГОСТ 12.1.005-88 "Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны"[24].
3.Недостаточная освещенность рабочей зоны		+	+	Освещенность рабочей зоны устанавливается СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*[25].
4.Превышение уровня шума		+	+	Уровень шума устанавливается ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [26].
5.Превышение уровня вибрации		+	+	Уровень вибрации устанавливается СН 2.2.4/2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий [27].
6.Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека		+	+	Повышенное значение напряжения в электрической цепи устанавливается ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [28].

Продолжение таблицы Н.1

<p>7.взрывоопасность пожароопасность</p>	<p>и</p>	<p></p>	<p>+</p>	<p>+</p> <p>Взрывоопасность и пожароопасность на производстве устанавливаются ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования [10]. Федеральным законом от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности [29].</p>
--	----------	---------	----------	---

Приложение II
(обязательное)

Коэффициент естественного освещения, искусственное освещение для
производственных помещений

Таблица II.1 - Коэффициент естественного освещения, искусственное
освещение для производственных помещений

Характеристика зрительной работы	Наименьший или эквивалентный размер объекта различения, мм	Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы	Контраст объекта с фоном	Характеристика фона	Искусственное освещение				Естественное освещение	Совмещенное освещение		
						Освещенность, лк			Сочетание нормируемых величин показателя ослепленности и коэффициента пульсации	КЕО, $e_n, \%$			
						при системе комбинированного освещения		при системе общего освещения		при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении
						всего	в том числе от общего						
Общее наблюдение за ходом производственного процесса:				Независимо от характеристик фона и контраста объекта с фоном									
постоянное		VII	а		-	-	200	40	20	3	1	1,8	0,6
периодическое при постоянном пребывании людей в помещении		VII	б		-	-	75	-	-	1	0,3	0,7	0,2
Периодическое при периодическом пребывании людей в помещении		VII	в	-	-	50	-	-	0,7	0,2	0,5	0,2	