

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 18.04.01 Химическая технология
Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Математическое моделирование процессов промышленной подготовки нефти

УДК 622.276.8:519.876

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДМ02	Зайцева Ольга Юрьевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мойзес Ольга Ефимовна	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Ивашкина Елена Николаевна	д.т.н.		

Томск – 2022 г

Запланированные результаты обучения по образовательной программе
«Химическая технология топлива и газа»
(направление подготовки 18.04.01 «Химическая технология»)

Код компетенции СУОС	Наименование компетенции СУОС (самостоятельно устанавливаемого образовательного стандарта)
Универсальные (общекультурные) компетенции	
УК(У)-1	Способность осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, выработать стратегию действия
УК(У)-2	Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способность организовывать и руководить работой команды, выработывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Готовность к коммуникации в устной и письменной формах на русском и иностранном языках для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-2	Готовность руководить коллективом в сфере своей профессиональной деятельности, толерантно воспринимая социальные, этнические, конфессиональные и культурные различия
ОПК(У)-3	Способность к профессиональной эксплуатации современного оборудования и приборов в соответствии с направлением и профилем подготовки
ОПК(У)-4	Готовность к использованию методов математического моделирования материалов и технологических процессов, к теоретическому анализу и экспериментальной проверке теоретических гипотез
ОПК(У)-5	Готовность к защите объектов интеллектуальной собственности и коммерциализации прав на объекты интеллектуальной собственности
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способность организовывать самостоятельную и коллективную научно-исследовательскую работу, разрабатывать планы и

	программы проведения научных исследований и технических разработок, разрабатывать задания для исполнителей
ПК(У)-2	Готовность к поиску, обработке, анализу и систематизации научно-технической информации по теме исследования, выбору методик и средств решения задачи
ПК(У)-3	Способность использовать современные приборы и методики, организовывать проведение экспериментов и испытаний, проводить их обработку и анализировать их результаты
Дополнительные профессиональные компетенции (профессиональные компетенции, установленные университетом)	
ДПК(У)-1	Готовность к решению профессиональных производственных задач – контролю технологического процесса, разработке параметров проведения технологического процесса, разработке технологических расходных коэффициентов сырья и материалов, энергоресурсов, к выбору основного и вспомогательного оборудования
ДПК(У)-2	Способность использовать математические модели и пакеты прикладных программ для описания и прогнозирования различных явлений
ДПК(У)-3	Способность проводить технологические и технические расчеты по проектам, технико-экономический анализ проекта
ДПК(У)-4	Способность разрабатывать учебно-методической документации для реализации образовательных программ

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 18.04.01 Химическая технология
Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ Е.Н. Ивашкина
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ДМ02	Зайцева Ольга Юрьевна

Тема работы:

Математическое моделирование процессов промышленной подготовки нефти	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 28-93/с от 28.01.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2022 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>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.).</p>	<p>Технологическая схема и оборудование УПН «Урманское»; Физико-химические свойства нефтяной эмульсии; Математическая модель процессов промышленной подготовки нефти</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой</p>	<p>1. Литературный обзор; Теоретические основы процессов промышленной подготовки нефти. Нефтяные эмульсии, методы разрушения эмульсий. Механизм действия деэмульгаторов при разрушении водонефтяных эмульсий.</p>

<p>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>2. Объекты и методы исследования; Нефтяная эмульсия месторождения Урманское, технологическая схема и оборудование установки промышленной подготовки нефти; Математическое моделирование.</p> <p>3. Расчеты и аналитика; Адаптация моделирующей системы к технологической схеме УПН; Проведение исследований влияния технологических параметров на процесс подготовки нефти месторождения Урманское применением моделирующей системы.</p> <p>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение;</p> <p>5. Социальная ответственность;</p> <p>6. Заключение.</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>Технологическая схема, исходные данные – 1 л; Математическая модель – 1 л; Результаты исследований – 4 л.</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>Рыжакина Татьяна Гавриловна</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Сечин Андрей Александрович</p>
<p>Иностранный язык</p>	<p>Надеина Луиза Васильевна</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>1.02. 2022 г.</p>
--	----------------------

Задание выдал руководитель:

<p>Должность</p>	<p>ФИО</p>	<p>Ученая степень, звание</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>Доцент</p>	<p>Мойзес Ольга Ефимовна</p>	<p>к.т.н.</p>		<p>01.02.2022 г.</p>

Задание принял к исполнению студент:

<p>Группа</p>	<p>ФИО</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>2ДМ02</p>	<p>Зайцева Ольга Юрьевна</p>		<p>01.02.2022 г.</p>

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии
 Направление подготовки 18.04.01 Химическая технология
 Профиль «Химическая технология топлива и газа»
 Уровень образования магистратура
 Период выполнения весенний семестр 2021/2022 учебного года

Форма представления работы:

<i>Магистерская диссертация</i>

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
18.02.2022 г.	Введение.	10
28.03.2022 г.	Сбор информации с месторождения для дальнейших исследований. Литературный обзор: Теоретические основы процессов промышленной подготовки нефти; Нефтяные эмульсии, методы разрушения эмульсий; Механизм действия деэмульгаторов при разрушении водонефтяных эмульсий.	10
15.04.2022 г.	Цель и задачи исследования. Объекты и методы исследования: Нефтяная эмульсия Урманского месторождения, технологическая схема и оборудование установки промышленной подготовки нефти; Математическое моделирование.	20
10.05.2022 г.	Обсуждение результатов. Расчеты и аналитика. Адаптация моделирующей системы к технологической схеме УПН. Проведение исследований влияния технологических параметров на процесс подготовки нефти Урманского месторождения с применением моделирующей системы.	50
22.05.2022 г.	Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение». Раздел «Социальная ответственность». Заключение.	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мойзес Ольга Ефимовна	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДМ02	Зайцева Ольга Юрьевна		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООН	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Ивашкина Елена Николаевна	Д.Т.Н.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ДМ02	Зайцева Ольга Юрьевна

Школа	ИШПР	Отделение	Отделение химической инженерии
Уровень образования	Магистратура	Направление	18.04.01 Химическая технология

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования: материальных, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Работа с научной литературой, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив разработки проекта с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета разработки</i>	<i>Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение бюджета научного исследования</i>
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности разработки</i>	<i>Проведение оценки экономической эффективности, ресурсоэффективности и сравнительной эффективности различных вариантов исполнения</i>
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
<ol style="list-style-type: none"> <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i> <i>Матрица SWOT</i> <i>График проведения и бюджет проекта</i> <i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности разработки</i> 	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.01.2022
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		31.01.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДМ02	Зайцева Ольга Юрьевна		31.01.2022

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2ДМ02		Зайцева Ольга Юрьевна	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОХИ
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	18.04.01 Химическая технология

Тема ВКР:

Математическое моделирование процессов промышленной подготовки нефти	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования:</i> водонефтяная эмульсия <i>Область применения:</i> нефтехимическая промышленность <i>Рабочая зона:</i> 16 корпус 224 аудитория НИ ТПУ, которая оборудована системами отопления, кондиционирования воздуха, а также естественным и искусственным освещением. <i>Размеры помещения:</i> 32 м² <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> ПК, рассчитанные на 13 рабочих мест <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> поиск и анализ литературы, обработка и анализ экспериментальных данных, расчет основных процессов промышленной подготовки нефти с применением моделирующей системы, проведение исследований при варьировании технологическими параметрами.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</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. 	<ul style="list-style-type: none"> - Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022).; - СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95; - ГОСТ 12.1.003-83 «Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности» - ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты; - СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений; - ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования безопасности.
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных 	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Недостаточная освещенность; - Повышенный уровень шума; - Отклонение показателей микроклимата;

<p>факторов</p> <ul style="list-style-type: none"> - Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<ul style="list-style-type: none"> - Повышенный уровень электромагнитных излучений; - Монотонность трудового процесса; - Нервно-эмоциональные перегрузки. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Поражение электрическим током; - Сероводород; - МЭА; - Аммиак; - Пары нефтепродуктов и тд. <p>Средства защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хлопчатобумажные костюмы; - защитные очки; - ботинки кожаные; - перчатки фильтрующие; - противогазы; - каска; - перчатки. <p>Расчет: расчет системы искусственного освещения</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: загрязнение атмосферного воздуха продуктами сгорания побочных веществ.</p> <p>Воздействие на литосферу: загрязнение почвы производственным мусором и отходами.</p> <p>Воздействие на гидросферу: загрязнение сточных вод при авариях на объектах нефтехимической промышленности.</p> <p>Воздействие на атмосферу: загрязнение атмосферного воздуха в результате утечки или горения нефтепродукта.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Техногенного характера (аварийные ситуации: пожар, взрыв, разлив продуктов/компонентов производства); 2. Социального характера (террористический акт); 3. Природные катастрофы (наводнения, ураган и тд) <p>Наиболее типичная ЧС: техногенного характера.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДМ02	Зайцева Ольга Юрьевна		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 121 страниц, 28 рисунков, 43 таблицы, 39 источников, 2 приложения.

Ключевые слова: водонефтяная эмульсия, математическая модель, сепарация, отстаивание, деэмульгатор.

Объектом исследования является участок предварительной подготовки нефти (УПН) Урманского месторождения служит для приема и подготовки нефти с Урманского месторождения, а также при необходимости Арчинского месторождения и месторождения 105 ЛУ с последующей откачкой товарной нефти через узел учета нефти в магистральный нефтепровод «Игольское – Таловое - Парабель» АО «Транснефть-Центральная Сибирь».

Цель данной работы – исследование процессов каплеобразования промысловой подготовки нефти с применением математической системы.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

- анализ технологии промысловой подготовки нефти Урманского месторождения;
- обработка экспериментальных данных;
- разработка расчетной схемы и адаптация моделирующей системы у технологии Урманского месторождения;
- проведение исследований влияния технологических параметров на процессы обезвоживания и обессоливания при промысловой подготовке нефти с применением моделирующей системы.

В процессе работы выполнен анализ технологии Урманского месторождения, обработаны экспериментальные данные, выполнены исследования влияния технологических параметров: температуры и расхода нефти на процессы обезвоживания и обессоливания при промысловой подготовке нефти с применением моделирующей системы.

Область применения: на основании анализа проведенных исследований могут быть даны рекомендации по эффективному проведению процессов разделения водонефтяных эмульсий.

Экономическая значимость работы: анализ перспективности проведения научных исследований показал, что работа считается значимой с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В магистерской диссертации приведены следующие термины с соответствующими определениями:

эмульсия: Взвесь внутри взвеси, например, когда в относительно крупных глобулах воды в свою очередь диспергированы более мелкие глобулы нефти (или наоборот);

устойчивость эмульсии: Способность водонефтяной эмульсии сохранять своё диспергированное состояние;

деэмульгатор: Реагент, используемый для разрушения эмульсий.

В выпускной квалификационной работе используются сокращения и обозначения:

W/O – эмульсия типа вода в нефти;

O/W – эмульсия типа нефть в воде;

ПАВ – поверхностно-активное вещество;

УПН – установка подготовки нефти;

ФВД – факел высокого давления;

ФНД – факел низкого давления;

БКНС – блочная кустовая насосная станция;

БРХ – блок реагентного хозяйства;

НГС – нефтегазовый сепаратор;

НГСВ – нефтегазовый сепаратор со сбросом воды;

КСУ – концевая сепарационная установка;

ГС – газовый сепаратор;

РВС – резервуар вертикальный стальной;

НИПИ – Научно-исследовательский проектный институт;

НТИ – научно-техническое исследование;

НИР – научно-исследовательская работа;

ТК РФ – трудовой кодекс Российской Федерации;

ПК – персональный компьютер;

ПЭВМ – персональная электронно-вычислительная машина;

ЭМП – электромагнитное поле;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

СанПиН – санитарные правила и нормы;

В данной выпускной квалификационной работе используются ссылки на настоящие стандарты:

ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.;

ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.;

СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.; введ. 08.05.2017.;

СНиП 23–05–95. Нормы проектирования. Естественное и искусственное освещение. – М.: Минстрой России, введ. 01.01.1996.

ГОСТ 12.1.003-83 «Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности».;

ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.; введ. 01.01.2011.;

СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.; введ. 1.10.1996.;

ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования безопасности;

ГОСТ 17.1.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод;

ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения.;

ГОСТ 22.0.04-97. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Биолого-социальные чрезвычайные ситуации.

ОГЛАВЛЕНИЕ

РЕФЕРАТ	11
ВВЕДЕНИЕ	18
1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР	19
1.1 Образование водонефтяных эмульсий.....	19
1.2 Типы водонефтяных эмульсий.....	21
1.3 Физико-химические свойства нефтяных эмульсий.....	22
1.3.1 Дисперсность	22
1.3.2 Вязкость.....	22
1.3.3 Электропроводность	25
1.4 Устойчивость водонефтяной эмульсии	25
1.5 Способы разрушения водонефтяной эмульсии	31
1.6 Поверхностно активные вещества – деэмульгаторы водонефтяных эмульсий	33
2 ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ	37
3 РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА	38
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение....	39
4.1 Предпроектный анализ	39
4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	39
4.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	40
4.1.3 SWOT – анализ.....	40
4.1.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации	44
4.1.5 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования	45
4.2 Инициация проекта	46
4.3 Планирование управления научно-техническим проектом.....	47
4.3.1 Иерархическая структура работ проекта	48
4.3.2 План проект.....	48
4.4 Бюджет научного исследования.....	49

4.4.1	Организационная структура проекта	54
4.4.2	План управления коммуникациями проекта	54
4.4.3	Реестр рисков проекта	55
4.5	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной социальной и экономической эффективности.....	55
4.5.1	Оценка абсолютной эффективности исследования	55
4.5.2	Оценка сравнительной эффективности исследования.....	60
4.6	Выводы по разделу	61
5	Социальная ответственность	63
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	63
5.1.1	Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства	63
5.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	64
5.2	Производственная безопасность	64
5.2.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	65
5.2.1.1	Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте	65
5.2.1.1.1	Расчет искусственного освещения	66
5.2.1.2	Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума	69
5.2.1.3	Поражение электрическим током	70
5.2.1.4	Отклонение показателей микроклимата.....	71
5.2.1.5	Повышенный уровень электромагнитных излучений	72
5.3	Экологическая безопасность	72
5.3.1	Воздействие на атмосферу	72
5.3.2	Воздействие на гидросферу.....	73
5.3.3	Воздействие на литосферу	73
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	74
5.4.1	Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований.....	74

5.4.1.1 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть при производстве объекта исследования на производстве.....	74
5.4.1.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.....	74
5.5 Выводы по разделу	75
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	76
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	77
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	81
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	99

Введение

С увеличением длительности эксплуатации месторождения увеличивается и обводненность нефти и рано или поздно нефтяная скважина начинает производить всё больший процент воды. Необходимо удалить эту воду путем дегидратации или обессоливания.

Уже давно стандартной практикой является соответствие нефти требованиям, чтобы содержание примесей и воды было снижено до значения, не превышающего установленный небольшой процент до того, как нефть поступит в систему трубопроводного транспорта для последующей поставки на экспорт. Такое снижение содержания необходимо как для минимизации повреждений трубопровода и оборудования, например, в результате коррозии и абразивного износа, так и для минимизации экономических потерь, возникающих при транспортировке и обработке не нефтяных компонентов. Хотя требования варьируются в зависимости от местности и нефтеперерабатывающих заводов, в общих технических условиях прописаны показатели массовой доли воды и механических примесей [1].

С течением времени более остро становится проблема подготовки нефти. Наиболее действенным способом является воздействие на нефть электрического поля. В свою очередь математическая модель позволяет прогнозировать эффективность разделения водонефтяной эмульсии.

Научная новизна работы: модернизация математической модели и адаптация её к технологии конкретного месторождения, а также корректировка программы расчета процессов обезвоживания и обессоливания при промышленной подготовке нефти, прогнозирование эффективных режимов для проведения процессов отделения воды.

1 Литературный обзор

Образование эмульсии в нефти происходит в процессе её добычи, и обусловлена разрушением пластов при бурении и проникании пластовой воды в призабойную зону скважины. При этом, в процессе подъёма, в стволе скважины под влиянием газа происходит смешивание компонентов (под влиянием изменения температуры и давления). Эмульгированию воды в нефти способствует и множество других факторов, от разницы диаметров труб нефтедобывающего оборудования до фильтрации жидкостей через пластовые породы (мелкозернистый песок, глинистые фракции и пр.) [2,3]. Нефтяные эмульсии представляют собой эмульгированную взвесь жидкости (обычно воды) в нефти. Взвесь представляет собой множество капель очень маленького (микроскопического) размера, которые называются глобулы. Образование глобул становится возможным, так как вода нерастворима в нефти.

Проблема водонефтяных эмульсий обусловлена тем, что основным продуктом переработки нефти является топливо. Все виды топлива, получаемые из нефти должны обладать хорошими горючими свойствами с одной стороны, и не загрязнять двигатель с другой. Опасность водной эмульсии заключается и в том, что в воде часто растворены различные соли, которые могут вызывать как физической, так и химическое изнашивание деталей (забивание фильтра, коррозионные процессы и пр.) нефтяного оборудования, поэтому очень важно деэмульгировать нефть (обезвожить и обессолить) перед подготовкой её к последующей технологической обработке.

1.1 Образование водонефтяных эмульсий

С глубиной обводнённости нефтяного слоя снижается, в частности на глубине свыше двух тысяч метров в нефти, практически не содержится водяных капель. Однако с приближением к поверхности земли – обводнённость нефти повышается. Одной из физических причин данного явления является сопутствующий газ. Нефть на глубине находится под давлением и с подъемом

на поверхность давление падает и газ начинает выделяться, при этом энергии выделяющегося газа вполне достаточно, для того, чтобы диспергировать воду в проходящих слоях. Водонефтяная эмульсия является обратимой, но стойкость и насыщенность водонефтяной смеси зависит от ряда причин. Рассмотрим наиболее характерные.

1. Наибольшая доля водяной взвеси в нефти встречается при фонтанной эксплуатации скважины. В скважине этого типа образование дисперсии происходит в процессе прохождения смеси жидких и газообразных углеводородов в подъёмных трубах и через штуцеры. Для снижения обводнённости нефти при добыче этим способом – используется принцип, основанный на снижении перепада давления в системе. Это можно сделать установкой штуцера не на выходе из скважины, а на забое, и посредством поддержания повышенного давления в сепараторах, устанавливаемых после штуцера. Основное преимущество этого способа заключается в том, что штуцер при этом располагается на поверхности и его можно относительно легко обслуживать.

2. На образование водонефтяной эмульсии влияет интенсивность перемешивания водной и нефтяной фракций, в процессе, являющимся частью технологического цикла нефтедобычи. Наиболее интенсивно происходит образование водонефтяной эмульсии при прохождении углеводородного сырья через центробежный насос. В данном случае эмульгированность нефти можно снизить, заменив центробежный насос на винтовой, или штанговый, в которых продукт приобретает меньшую механическую энергию.

3. Устойчивая водная эмульсия образуется в нефти при механизированной добычи, посредством компрессорного привода, сама суть которого обуславливает "газирование" нефти, и тем самым повышение её обводнённости. Усугубляют ситуацию и многочисленные перепады давления, и турбулентные завихрения потока углеводородов, возникающие при прохождении штуцеров, задвижек, поворотов системы, фитингов труб, изменении диаметра трубопровода. Кроме того, в связи с высокой

газификацией нефти при добыче компрессорным способом требует её регазирования, для которого используются специальные насадки-диспергаторы, которые повышают наличие водонефтяной эмульсии.

1.2 Типы водонефтяных эмульсий

Несмотря на то, что в целом водонефтяные эмульсии состоят из воды и нефти, тем не менее, они могут различаться по своим свойствам, которые во многом зависят от типа эмульсии. Эмульсии бывают двух основных типов.

Первый тип представляет собой диспергированную в воде нефть. Этот тип эмульсии называется Н/В, что обозначает "нефть в воде". Дисперсионная среда в данном случае является полярной (вода), а капельки нефти (дисперсная фаза) неполярными. Такая эмульсия может легко смешиваться с водой, и вследствие полярности дисперсионной среды - обладает электропроводностью.

Второй тип водонефтяной эмульсии представлен капельками воды, взвешенными в нефти. Этот тип обозначается как В/Н (вода в нефти). Главным отличием от предыдущей эмульсии здесь является полярность дисперсии и неполярность дисперсионной среды. В противовес предыдущему типу – эмульсия В/Н смешивается только с нефтью. Ввиду отсутствия полярности дисперсионной среды – электропроводность отсутствует или минимальна.

В технологическом процессе обработки нефти возможно образование смешенной (множественной) эмульсии. Множественная эмульсия представляет собой взвесь внутри взвеси, например, когда в относительно крупных глобулах воды (диспергированных в дисперсионной среде - нефти) в свою очередь диспергированы более мелкие глобулы нефти (или наоборот). Кроме того, подобные эмульсии как правило содержат механические примеси. Существенный недостаток таких эмульсий является их плохая разрушаемость.

В процессе добычи нефти важно уметь различать обводнённость нефти. Нефть с разной степенью обводнённости различается по цвету. В частности, нефть не меняет своей окраски, если она содержит до 10% воды. Если нефть имеет оттенки от коричневого до жёлтого, значит это эмульсия, в которой

содержание воды колеблется примерно в пределах от 15 до 20% (чем выше %, тем желтее). Если для воды в эмульсии составляет 25% и выше, то она имеет выраженный жёлтый оттенок [4,5].

1.3 Физико-химические свойства нефтяных эмульсий

1.3.1 Дисперсность

Основным признаком любой эмульсии является дисперсность, которая характеризует раздробленность и размеры дисперсной фазы в дисперсной среде. Дисперсность определяется соотношением общей площади (поверхность S) всех капелек дисперсной фазы к их общему объёму (V). Диаметр капли $=d$:

$$S_{\text{уд}} = \frac{S}{V} = \frac{\pi d^2}{\pi d^2 / 6} = \frac{6}{d}, \quad (1.1)$$

При промысловой нефтедобыче образуемые водонефтяные эмульсии характеризуются полидисперсностью, т.е. дисперсная фаза содержит глобулы разного диаметра. В среднем можно выделить мелко, средне и крупно - дисперсные водонефтяные эмульсии, так первые содержат глобулы диаметром от 0,2 до 20 микрометров. Среднедисперсные эмульсии состоят из капель, диаметром 20-50 мкм. Крупнодисперсные содержат капли диаметром свыше 50 мкм (могут достигать 300 мкм). Однако это идеальные дисперсии. При промышленной нефтедобыче водоземлюсионная смесь является полидисперсной, т.е. содержит капли всех трёх типов. Дисперсность не является постоянной величиной и постоянно изменяется в технологическом процессе нефтедобычи на разных его стадиях. Дисперсность влияет на прочие свойства эмульсии [6].

1.3.2 Вязкость

Вязкость определяет энергию, затрачиваемую на перемещение и фракционирование углеводородов. Факторы, влияющие на вязкость водонефтяной эмульсии: механические примеси, температура при которой была образована эмульсия, содержание воды в нефти. При изучении вязкости

водонефтяных эмульсий было выявлено (Рисунок 1), что увеличение содержания воды в эмульсии до некоторого порога способствует увеличению вязкости, в дальнейшем вязкость резко снижается.

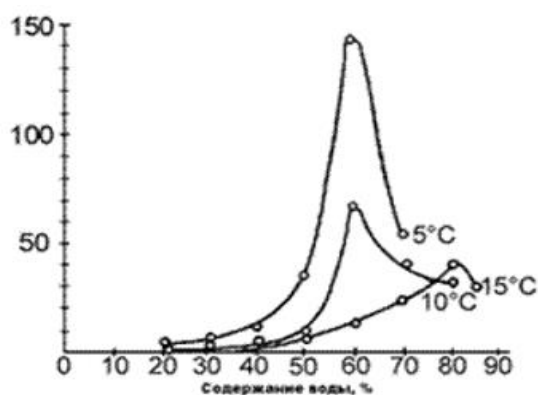


Рисунок 1.1 – Зависимость кажущейся вязкости эмульсии от содержания воды в нефти и температуры смешения

При определении вязкости водонефтяной эмульсии важное значение имеет критическая концентрация воды, обозначаемая как $W_{кр}$. При достижении критической концентрации эмульсия переходит точку инверсии, т.е. превращается в другой тип, например, из Н/В => В/Н. Это свойство нефтяных эмульсий используется на практике при транспортировке нефти по трубопроводам. Так как эмульсия, в которой дисперсионной средой является вода – является менее вязкой, то на её транспортировку приходится меньшие энергозатраты, но в этом случае надо учитывать коррозию. Вода агрессивно воздействует на металлические части трубопровода.

Критическая концентрация воды различается для эмульсий с разных месторождений, т.к. разные нефти имеют различные физико-химические свойства и компоненты, также разность объясняется наличием или отсутствием эмульгаторов, которые способствуют образованию и стабилизации эмульсии.

Связь между дисперсностью и вязкостью водонефтяной эмульсии выражается в том, что вязкость пропорциональна степени диспергированности (раздробленности) дисперсной фазы.

Согласно кинетическому принципу, дисперсное влияние в эмульсии проявляется лишь в том случае, если расстояние между частицами будет такого же порядка как размеры самих частиц. То есть, дисперсия должна быть очень мелкой и очень концентрированной.

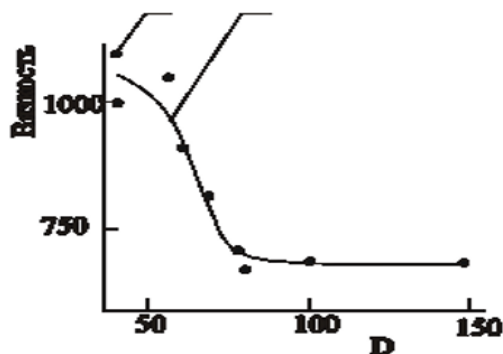


Рисунок 1.2 – Зависимость вязкости эмульсии (Мпа·с) от максимального диаметра капель (мкм)

На рисунке 1.2 видно, что уменьшение диаметра глобул в эмульсии до определённого порогового значения не оказывает влияние на изменение вязкости, однако после прохождения порогового значения вязкость увеличивается пропорционально диаметру глобул.

Вязкость эмульсии описывается рядом физических уравнений:

1. Формула Эйнштейна.

$$\mu_{\varepsilon} = \mu_n (1 + 2,5WV), \quad (1.2)$$

где μ_{ε} – вязкость эмульсии;

μ_n – вязкость дисперсионной среды;

WV – коэффициент обводненности.

Формула Эйнштейна описывает вязкость эмульсии, с малым содержанием воды.

2. Формула Тэйлора.

$$\mu_{\varepsilon} = \mu_{\text{внутр.ф.}} \cdot \left(1 + 2,5\varphi \cdot \frac{\mu_{\text{внутр.ф.}} + \frac{2}{5}\mu_{\text{внешн.ф.}}}{\mu_{\text{внутр.ф.}} + \mu_{\text{внешн.ф.}}} \right), \quad (1.3)$$

где $\mu_{\text{внутр.ф.}}$ – вязкость внутренней фазы;

$\mu_{\text{внешн.ф.}}$ – вязкость внешней фазы;

φ – истинное газосодержание.

Другой важный показатель – плотность эмульсии, рассчитывается, исходя значений плотности и долей, образующих эмульсию воды и нефти.

$$\rho_э = \frac{1}{\frac{0,01g}{\rho_в} + \frac{1-0,01g}{\rho_н}}, \quad (1.4)$$

где $\rho_э$ – плотность эмульсии;

$\rho_в$ – плотность воды;

$\rho_н$ – плотность нефти;

g – массовая доля воды в эмульсии, которая определяется по формуле:

$$g = \frac{g_0}{1-0,01X}, \quad (1.5)$$

где g_0 – массовая доля чистой воды в эмульсии;

X – содержание растворённых солей в воде, % масс.;

1.3.3 Электропроводность

Нефть и вода являются диэлектриками. Тем не менее водонефтяная эмульсия проводит электричество. Электропроводность водонефтяной эмульсии обусловлена растворёнными в воде солями и кислотами, которые способствуют многократному увеличению электропроводности. В связи с этим водяные глобулы в эмульсии В/Н при пропускании через неё электрического тока – вытягиваются вдоль силовых линий. Это свойство положено в основу технологии разрушения эмульсий, в которых вода образует глобулы в нефти.

1.4 Устойчивость водонефтяной эмульсии

Устойчивость определяет способность водонефтяной эмульсии сохранять своё диспергированное состояние. Любая дисперсия со временем расслаивается на фракции. Фактически, дисперсия является дисперсией лишь до тех пор, пока её компоненты находятся во взвешенном состоянии в глобулах. С течением времени эти глобулы неизменно теряют энергию, объединяются и дисперсия распадается на фракции. В водонефтяной эмульсии

взвесь фракции (воды либо нефти) происходит за счёт поступления энергии извне (в процессе технологического цикла добычи нефти). Таким образом, водонефтяная эмульсия является лиофобной коллоидной системой (она не диспергируется самопроизвольно).

Водонефтяные эмульсии характеризуются двумя типами процессов, которые способствуют расслоению эмульсии. Первый процесс основан на кинетических принципах системы, а второй на агрегативных.

1. Кинетическое расслоение дисперсии происходит под воздействием силы тяжести, т.е. глобулы со временем всплывают (или оседают), что приводит к расслаиванию дисперсии.

Для водонефтяной эмульсии устойчивость к распаду под влиянием кинетической энергии описывается уравнением, как величина обратная скорости оседания/всплывания глобул:

$$K_{\gamma} = \frac{1}{W_R} = \frac{9 \cdot \nu_N}{2(\rho_v - \rho_n)r_B^2 g}, \quad (1.6)$$

где W_R – скорость оседания частиц дисперсной фазы, м/с;

r_B – радиус частиц, м;

$\rho_v - \rho_n$ – разность плотностей дисперсной фазы и дисперсионной среды, кг/м³;

ν – кинематическая вязкость, Па·с;

g – ускорение свободного падения, м/с².

Из уравнения следует, что скорость кинетического расслоения водонефтяной эмульсии зависит от вязкости дисперсионной среды, соотношения плотностей компонентов, составляющих эмульсию и радиуса капелек взвеси.

Можно сделать вывод: чем меньше диаметр глобул, тем более устойчивой будет водонефтяная эмульсия, а с увеличением диаметра глобул – кинетическое разрушение будет более интенсивным.

2. Агрегатное расслоение происходит вследствие слияния диспергированных частиц между собой. Такое "слияние" глобул происходит, как правило, под влиянием молекулярного притяжения (ван-дер-ваальсовой силы) и называется коагуляцией. Подобное слияние мелких частиц в более крупные инициирует дальнейший распад эмульсии по принципу кинетического расслоения.

Окончательная нефтяная продукция должна быть максимально свободна от эмульсии, поэтому следует предпринять меры для того, чтобы максимально снизить устойчивость эмульсий к разрушению (снизить устойчивость к агрегатному и к кинетическому расслоению). Проблема заключается в том, что водонефтяные эмульсии могут существовать очень длительное время. Причиной подобного поведения водонефтяных эмульсий является существование сил, препятствующих притяжению и коагуляции глобул. Например для эмульгированной в нефти воде характерно образование на поверхности капелек диспергированного вещества (воды) адсорбционных оболочек, обладающих повышенной структурной вязкостью, благодаря таким веществам как: некоторые смолы, асфальтены, соли нафтеновых кислот, микрокристаллы парафина и пр. Такие вещества являются природными эмульгаторами, и именно благодаря им возможно образование и устойчивое поддержание водонефтяной эмульсии, т.к., лишь при их наличии возможно образование эмульсии из воды и нефти (одной механической энергии для этого недостаточно) [7]. Так, как все эти вещества (природные эмульгаторы) в той или иной степени содержатся в нефтях, или в пластовой воде, то все нефти могут образовывать эмульсии, однако, стойкость водонефтяных эмульсий будет разная, и она будет определяться в первую очередь наличием и концентрацией тех или иных эмульгаторов, кроме того, увеличение концентрации в нефти полярных включений способствует увеличению стойкости эмульсии. Минерализация пластовой воды так же влияет на процесс. С увеличением минерализации стойкость эмульсии возрастает.

В целом, природными эмульгаторами являются вещества, которые обладают эффектом снижения поверхностно-активного натяжения (поверхностно-активные вещества). Обволакивая глобулы взвеси в эмульсии - поверхностно-активные вещества создают плёнку, которая не даёт глобулам коагулировать, образуя своеобразный структурно-механический барьер, который, также имеет разную устойчивость, в частности, наиболее устойчивые оболочки получают за счёт порфирины и асфальтенов, тогда как смолы образуют менее прочные оболочки.

Исследования показывают, что помимо химических веществ, в состав оболочки могут входить даже твёрдые мелкодисперсные включения песка и глины [8,9]. Однако, основную роль в образовании защитного барьера вокруг глобул играют поверхностно-активные вещества.

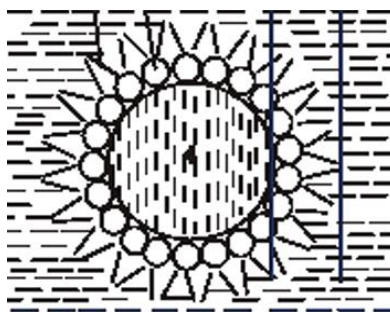


Рисунок 1.3 – Строение оболочки, состоящей из молекул поверхностно-активных веществ

Молекула ПАВ по структуре напоминает молекулу, образующей билипидный слой биологической мембраны, а именно: эта молекула имеет полярную часть и неполярную часть, что обуславливает определённую ориентацию молекулы в пространстве, так, например, если глобулы образованы водяными капельками, то молекулы облепляя их притягиваются полярными концами к глобуле, а неполярные, соответственно торчат наружу (Рисунок 3), образуя механический барьер, которые препятствует притяжению и коагуляции отдельных глобул. Кроме того, поверхностно-активные вещества также снижают поверхностное натяжение, придавая тем самым водонефтяной эмульсии дополнительную устойчивость.

Тип эмульсии В/Н или Н/В будет определяться ориентацией молекулы ПАВ-а относительно глобулы и среды. В первоначальный момент существования водонефтяная эмульсия представляет собой совокупность пузырьков воды и нефти, где в течении непродолжительного времени менее устойчивые пузырьки сливаются между собой, образуя дисперсионную среду, в то время как более устойчивые становятся дисперсной фазой. После установления равновесия фаз в эмульсии в ряде случаев, возможно их обращение, если сменить тип эмульгатора.

Защитный механизм, препятствующий коалесценции глобул, заключается в наличии электрического заряда на её поверхности. В этом случае роль полярных и неполярных концов играет электрический заряд, а т.к. глобулы одного вещества имеют одинаковый заряд, то, происходит их электростатическое отталкивание. Схематично этот процесс приведён на рисунке 4.

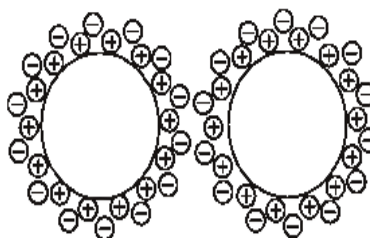


Рисунок 1.4 – Двойной электрический слой на глобулах нефти в водной среде

Температурный фактор влияет на устойчивость эмульсий, в частности, снижение устойчивости водонефтяной эмульсии можно добиться посредством повышения температуры. При повышении температуры неизменно снижается вязкость, что приводит к возрастанию подвижности глобул, что приводит к увеличению частоты столкновений. Также увеличение температуры способствует снижению прочности защитных оболочек глобул. Оба этих процесса приводят к более интенсивной коалесценции и расслоению эмульсии на фракции.

В некоторых случаях на устойчивость водонефтяной эмульсии оказывает влияние минерализация и кислотно-щелочной баланс. Подобное влияние возможно за счёт наличия в нефти полярных компонентов, с которыми могут образовываться химические соединения, изменяющие коалесцирующие свойства эмульсии.

Исследования устойчивости водонефтяных эмульсий показывают, что при рН воды менее 7 (кислая) адсорбционные слои на её глобулах становятся жесткими, и эмульсия получается устойчивая. При $\text{pH} > 7$ наоборот защитные плёнки более мягкие и подвержены разрушению, соответственно такая эмульсия будет неустойчивой.

Помимо вышеперечисленных причин, влияющих на устойчивость эмульсий можно выделить ещё такие как:

1. Вязкость дисперсионной среды. С повышением вязкости – устойчивость эмульсий возрастает, поэтому, например, чем более обводнена нефть, тем менее устойчивую эмульсию она образует.

2. Газовая фаза. Она добавляет энергию системе, и способствует перемешиванию, в результате чего могут образовываться эмульсии, однако, присутствие газа в нефти увеличивает эмульгирование лишь до определённого значения (см. рис.14), и при последующем увеличении объёма газа в объёме нефти происходит снижение эмульсионной составляющей.

3. Турбулентность потока влияет на образование и разрушение эмульсий, т.к. способствует перемешиванию.

4. Фактор времени. Так как адсорбция эмульгатора происходит не одномоментно, то со временем эмульсия напитывается эмульгатором всё больше и больше, соответственно глобулы покрываются защитной плёнкой, и их разрушение становится более затруднительным. Таким образом можно сделать вывод, что со временем водонефтяная эмульсия становится более устойчивой.

1.5 Способы разрушения водонефтяной эмульсии

Разделение водонефтяной эмульсии на фазы в своей основе состоит из двух основных процессов [10,11]:

1. Агрегация. На этой стадии происходит ослабление межфазной плёнки на глобулах, в результате чего глобулы не отталкиваются, и могут сближаться между собой, вплоть до контакта. Однако их идентичность при этом не теряется.

2. Следующим этапом является коалесценция, при которой глобулы сливаются между собой, укрупняясь в размерах, в результате чего происходит разделение эмульсии на фракции.

Сегодня существуют разные методы деэмульсификации нефти, которые в целом можно разделить на 4 группы:

1. Механические методы – являются наименее распространёнными ввиду своей низкой производительности и сложности. К механическим методам деэмульсификации нефти относятся такие как:

Отстаивание. Этот метод основан на разности фракционных плотностей эмульсии. На скорость отстаивания влияют такие факторы как: Диаметр глобул (скорость деэмульсификации снижается с уменьшением диаметра). Вязкость среды (чем выше вязкость, тем медленнее происходит расслаивание). Разность плотностей (чем она ниже, тем расслаивание медленнее). Скорость отстаивания можно увеличить, посредством нагрева эмульсии, или использованием деэмульгатора.

Центрифугирование. Является эффективным методом, однако в силу своей невысокой пропускной способности и сложности эксплуатационного обслуживания данный метод не нашёл широкого распространения.

Фильтрация. Является эффективным методом, применимым для расслоения нестойких эмульсий, или для нефтей с высокой степенью обводнённости. В принципе действия этого метода лежит селективное

смачивание. В связи с невысокой производительностью и сложностью обслуживания этот метод не используется в промышленном масштабе.

2. Термические методы. В основе этих методов лежит нагревание водонефтяной эмульсии. Нагревание вещества инициирует ускорение движения молекул эмульсионных фаз, в результате чего вязкость эмульсии снижается (в частности и межфазная), и глобулы взвеси начинают двигаться быстрее, в результате чего коалесценция глобул усиливается и инициируется процесс расслоения эмульсии на фракции. Этот метод, однако, имеет ряд недостатков, во-первых – это высокие энергетические затраты, а во-вторых – потеря лёгких, более летучих фракций, что снижает качество нефти и её товарную стоимость.

3. Химические методы разрушения водонефтяной эмульсии являются наиболее эффективными из существующих на сегодняшний день методов. В основе всех химических методов лежит разрушение защитной оболочки глобулы, образованной полярными молекулами. Разрушение оболочки осуществляется посредством введения в эмульсию специальных веществ - деэмульгаторов, которые по сути представляют собой поверхностно-активные вещества, которые ещё более активны, чем те, которые образуют защитный слой на глобулах. Деэмульгаторы ослабляют влияние эмульгаторов посредством разрушения или ослабления защитной плёнки, тем самым, обеспечивая коалесценцию капель и расслоение эмульсии на фракции. Химическую деэмульсификацию нефти можно улучшить посредством [12,13]:

- 1) Выбора правильного деэмульгатора.
- 2) Выбор правильного количества деэмульгатора.
- 3) Тщательное перемешивание эмульсии и деэмульгатора.
- 4) Временной фактор (раствор должен отстояться).
- 5) Подогрев.

4. Электрические методы. Электрические методы основаны на упорядоченном движении глобул воды под действием электрического тока. Под действием тока глобулы будут менять форму и перемещаться в разных

направлениях, что в совокупности ослабляет прочность глобул и делает возможной их коалесценцию и дальнейшее фракционирование.

1.6 Поверхностно активные вещества – деэмульгаторы водонефтяных эмульсий

Особая стойкость водонефтяных эмульсий обеспечивается в условии стабилизации за счет наличия на границе раздела фаз вода-нефть адсорбционно-сольватного слоя.

Вещества, способные стабилизировать эмульсии, называются эмульгаторами. Они содержатся в нефти и представляют собой смолы, асфальтены, нафтеновые кислоты, кристаллы парафина, а также твердые минеральные частицы: песок, глина, сульфид железа и другие. В пластовой воде также присутствуют эмульгаторы в виде солей и кислот.

Способность образовывать эмульсии присуща всем нефтям, но способность их к эмульгированию далеко не одинакова, повышенное содержание полярных компонентов приводит увеличению стойкости эмульсии. Таким образом, стойкость парафиновых нефтей меньше, чем нафтеновых. Повышенная минерализация также повышает стойкость образующихся эмульсий.

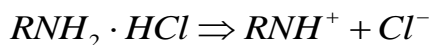
Разделение нефтяных эмульсий заключается в разрушении структурно-механического барьера на поверхности капель. Разрушить эту оболочку можно введением в систему веществ, обладающих более выраженными поверхностно-активными свойствами, чем природные эмульгаторы. Такие вещества называются реагентами-деэмульгаторами. Механизм действия ПАВ заключается в концентрации их на поверхности раздела фаз, вызывая снижение поверхностного натяжения. Поверхностная активность реагента-деэмульгатора должна быть много выше поверхностной активности природных эмульгаторов.

Классификация ПАВ определяется зарядом его ионизированной гидрофобной части. Если органический ион заряжен отрицательно, то это анионное вещество, если положительно – то это катионное вещество [14,15].

1. Анионоактивные ПАВ диссоциируют в воде с образованием отрицательно заряженных поверхностно-активных ионов.



2. Катионоактивные вещества при диссоциации в воде образуют положительно заряженные поверхностно-активные ионы.



3. Неионогенные ПАВ практически не образуют в водном растворе ионов.

4. Амфолитные ПАВ образуют в водном растворе в зависимости от условий (рН, растворитель и т.д.) или анионоактивные и катионоактивные вещества.

5. Высокомолекулярные (полимерные) ПАВ выделяются в отдельную группу и состоят из большого числа повторяющихся звеньев, каждое из которых имеет полярные и неполярные группы.

Деэмульгаторы, применяемые для разрушения нефтяных эмульсий должны удовлетворять следующим основным требованиям [16,17]:

1. Быстрая миграция через объём нефтяной фазы к поверхности раздела фаз, где он должен произвести действие по разрушению бронирующих оболочек на каплях эмульгированной воды.

2. Способность к флокуляции. Деэмульгатор должен обладать способностью обеспечивать притяжение друг к другу и сближение капель воды. В итоге образуются большие скопления капель воды, выглядящие под микроскопом, как сгустки, ассоциаты.

3. Максимальное снижение прочности структурно – механических адсорбционных слоёв на границе раздела фаз, облегчение коалесценции. После флокуляции плёнка эмульгатора всё ещё остаётся сплошной. Силы флокуляции может быть недостаточно, чтобы вызвать коалесценцию капель. Однако в большинстве случаев деэмульгатор вызывает разрыв плёнки на поверхности

капель, что даёт начало процессу коалесценции. Разрывы плёнки в составе флокул приводят к увеличению размера капель

4. Смачивание твёрдых частиц. Дезэмульгаторы, предназначенные для разрушения эмульсий, стабилизированных большим количеством механических примесей, должны изменять смачиваемость поверхности твёрдых компонентов и обеспечивать их переход с поверхности раздела фаз внутрь капель воды.

5. Высокая эффективность. Эффективность дезэмульгаторов характеризуется их расходом, качеством подготавливаемой нефти, или содержанием в ней воды и механических примесей, остаточных хлористых солей, минимальными температурой нагрева и продолжительностью отстаивания нефти.

6. Более высокая поверхностная активность, чем у стабилизирующих эмульсию компонентов. Максимальное снижение поверхностного натяжения на границе раздела фаз должно обеспечиваться при относительно небольших расходах дезэмульгатора.

7. Отсутствие взаимодействия с компонентами пластовых вод с образованием осадков.

Наряду с этим дезэмульгаторы должны быть дешевыми, термостойкими, транспортабельными и обладать определенной универсальностью, т.е. разрушать эмульсии различных месторождений

Теоретически дезэмульгатор может быть эффективным только для одной определенной эмульсии, имеющей строгое соотношение жидких фаз, заданную степень дисперсности, определенное количество эмульгатора неизменного состава. Следовательно, тип дезэмульгатора в процессе разработки нефтяного месторождения должен корректироваться по мере изменения состава эмульсий и их физических свойств.

Единственным достоверным способом подбора оптимального дезэмульгатора является экспериментальная проверка дезэмульгирующей способности на модельной эмульсии. Кроме того, современные предприятия

отдают предпочтения неионогенным деэмульгаторам, так как они имеют следующие преимущества, по сравнению с ионогенными (табл.1.1).

Таблица 1.1 – Сравнительная характеристика ионогенных и неионогенных деэмульгаторов

Ионогенный деэмульгатор	Неионогенный деэмульгатор
1. При взаимодействии с пластовой водой образуют малорастворимые осадки ($CaSO_4 \cdot 2H_2O$, $Fe(OH)_3$ и др.);	1. Не взаимодействует с растворенными в пластовой воде солями и не образуют твердых осадков;
2. Являются эмульгаторами эмульсий типа Н/В, что ведет к повышенному содержанию нефти в отделенной воде;	2. Применяют исключительно для разрушения эмульсий типа В/Н, и они не образуют при этом эмульсии Н/В;
3. Большой удельный расход.	3. Малый удельный расход;
	4. Обладают хорошими моющими свойствами

В настоящее время наибольшее применение нашли следующие реагенты-деэмульгаторы:

Таблица 1.2 – Отечественные и импортные реагенты-деэмульгаторы

Отечественные	Импортные
1. Рекод, Интекс – «Химтехно» (Казань);	1. Прогалиты – Buna (Германия);
2. Девон – «Икар2 (Уфа);	2. Кродакс – Комисго (Хорватия);
3. НефтенолД – «Химеко-ГАНГ» (Москва);	3. Кемеликс – ICI (Великобритания);
4. СНПХ – НИИнефтепромхим (Казань);	4. Дауфак – Dow Chemical (Япония);
5. ИКАП – Химпром (Уфа);	5. Диссолваны – Clariant AG (Германия);
6. ДИНЫ – «Протон» (Казань);	6. Сепаролы – Baker (США);

2 Объекты и методы исследования

3 Расчеты и аналитика

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью данного раздела является разработка стратегии управления финансовыми отношениями и финансовыми ресурсами для обеспечения конкурентоспособности предприятия на современном рынке [24].

4.1 Предпроектный анализ

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для оценки потенциальных пользователей результатов исследования нужно произвести оценку целевого рынка и его сегментирование по наиболее существенным признакам.

По результатам проведенного сегментирования рынка были определены основные сегменты, а также выбраны наиболее благоприятные.

Таблица 4.1 – Карта сегментирования рынка услуг

Профиль	Вид услуги		
	Проектирование	Мониторинг	Оптимизация
Химический	□		□
Нефтехимический	□		□
Промышленный	□		

где:

	Нефтедобывающие компании		НИ ТПУ	□	НИПИ
--	--------------------------	--	--------	---	------

Проанализировав таблицу 4.1, можно сказать, что наиболее перспективным сегментом в отраслях нефтегазодобычи и нефтегазопереработки для формирования спроса является сегмент крупных и средних нефтедобывающих компаний.

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

В таблице 4.2 приведен результат анализа конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Таблица 4.2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,14	5	4	3	0,7	0,56	0,42
2. Удобство эксплуатации	0,06	3	3	3	0,18	0,18	0,18
3. Энергоэкономичность	0,07	4	5	4	0,28	0,35	0,28
4. Надежность	0,08	5	3	3	0,4	0,24	0,24
5. Безопасность	0,1	4	4	4	0,4	0,4	0,4
6. Простота в эксплуатации	0,06	4	3	3	0,24	0,18	0,18
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,1	4	3	3	0,4	0,3	0,3
2. Уровень проникновения на рынок	0,06	2	3	3	0,12	0,18	0,18
3. Цена	0,09	4	4	3	0,36	0,36	0,27
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	4	4	4	0,24	0,24	0,24
5. Финансирование научной разработки	0,08	3	4	5	0,28	0,32	0,4
6. Срок выхода на рынок	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,2
7. Наличие сертификации разработки	0,05	1	3	3	0,05	0,15	0,15
Итого	1	47	47	45	3,85	3,66	3,44

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_j, \quad (4.1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_j – балл i -го показателя

4.1.3 SWOT – анализ

SWOT – это комплексный анализ научно-исследовательского проекта. Данный анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Существует несколько этапов анализа.

На первом этапе составляют матрицу, где указывают сильные и слабые стороны проекта. Выявляют возможности и угрозы для проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Таблица 4.3 – Матрица SWOT-анализа по моделированию процесса каплеобразования при промысловой подготовки нефти

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Простота применения С2. Адекватность разработки С3. Более свежая информация, которая была использована для разработки проекта. С4. Относительно невысокая денежная и временная затратность проекта.	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки Сл2. Отсутствие сертификации Сл3. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца Сл.4 Отсутствие бюджетного финансирования.
Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ В2. Использование инфраструктуры ОЭЗ ТВТ Томск В3. Появление потенциального спроса на новые разработки В4. Уменьшение значимости или достоинства конкурентных разработок	Простота применения и адекватность разработки может вызвать спрос на нее, а это в свою очередь увеличит количество спонсоров. Кроме того, унифицированность и адекватность разработки может уменьшить конкурентоспособность других разработок. Невысокая затратность проекта может привлечь больше сотрудников и исполнителей.	Инновационные инфраструктуры ТПУ и ОЭЗ ТВТ Томск могут оказать помощь в финансировании проекта. При снижении конкурентоспособности подобных разработок и при появлении спроса на новые может появиться возможность использования данной НИР в компаниях использующих традиционные методы переработки нефти.
Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии У2. Значимая конкуренция У3. Введения дополнительных государственных требований к сертификации У4. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства	В силу того, что в данной разработке используется более новая информация наряду со старой, то это может повысить спрос и конкуренцию разработки. В силу малой затратности проекта представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги.	Отсутствие прототипа научной разработки говорит об отсутствии спроса на новые технологии и отсутствии конкуренции проекта. Несвоевременное финансирование научного исследования приведет к невозможности получения сертификации.

Далее переходят к реализации второго этапа, который состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды.

В рамках данного этапа строится интерактивная матрица, которая помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT (табл. 4.4).

Таблица 4.4 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	-	-	-	+
	B2	-	-	-	+
	B3	+	+	+	-
	B4	+	+	+	-
Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	У1	0	+	0	-
	У2	+	+	+	+
	У3	-	-	-	0
	У4	-	-	-	-
Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	-	-	-	+
	B2	+	+	+	+
	B3	-	-	-	0
	B4	-	-	-	-
Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	-	-	-	+
	У2	-	-	0	+
	У3	+	+	+	0
	У4	+	+	-	-

В случае, когда две возможности сильно коррелируют с одними и теми же сильными сторонами, с большой вероятностью можно говорить об их единой природе. В этом случае, возможности описываются следующим образом: B2B3C2C3.

В рамках третьего этапа должна быть составлена итоговая матрица SWOT-анализа, (табл. 4.5)

Таблица 4.5 – SWOT-анализ

	<p>Слабые стороны проекта: С1. Простота применения С2. Адекватность разработки С3. Более свежая информация, которая была использована для разработки проекта. С4. Относительно невысокая денежная и временная затратность проекта.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки Сл2. Отсутствие сертификации Сл3. Отсутствие необходимого Сильные стороны научно-исследовательского оборудования для проведения испытания опытного образца Сл4. Отсутствие бюджетного финансирования.</p>
<p>Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ В2. Использование инфраструктуры ОЭЗ ТВТ Томск В3. Появление потенциального спроса на новые разработки В4. Уменьшение значимости или достоинства конкурентных разработок</p>	<p>Простота применения, адекватность разработки, использование более свежей информации в проекте увеличит спрос и конкурентоспособность НИР (В3В4С1С2С3). При подключении в работу инновационных структур уменьшается время разработки и появляются дополнительные денежные средства(В1В2С4).</p>	<p>Помощь в финансировании проекта и его сертификации могут оказать инновационные инфраструктуры(В1В2Сл2Сл4). Необходимо снизить конкурентоспособность и расширить использование данной НИР во многих компаниях (В3В4Сл1Сл3).</p>
<p>Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии У2. Значимая конкуренция технологий производства У3. Введения дополнительных государственных требований к сертификации У4. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства</p>	<p>Использование более новой информации, простота и адекватность математической модели позволяют повысить спрос и конкуренцию разработки, что уменьшает влияние финансирования (С1С2С3У1У2У4). В силу малой затратности проекта представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация (С4У3).</p>	<p>Отсутствие прототипа, сертификации научной разработки, невозможность использования в компаниях с традиционными методами обработки нефтей приведет к отсутствию спроса и отсутствию конкуренции проекта (У1У2Сл1Сл2Сл3), а отсутствие финансирования приведет к невозможности получения сертификации (У3Сл4).</p>

4.1.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации

Для оценки степени готовности научной разработки необходимо оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний на ее проведение. Для этого необходимо заполнить специальную форму, представленную в таблице 4.6, содержащую показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта.

Таблица 4.6 – Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1.	Определен имеющийся научно-технический задел	5	5
2.	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	5	5
3.	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	4	4
4.	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	4	4
5.	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	5	5
6.	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	5	4
7.	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	4	4
8.	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	2	2
9.	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	4	4
10.	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	5	4
11.	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	2	2
12.	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	4	4
13.	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	4	4
14.	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	2	4
15.	Проработан механизм реализации научного проекта	5	5
	ИТОГО БАЛЛОВ	60	60

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \Sigma B_i, \quad (4.2)$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению;

B_i – балл по i -му показателю.

Полученные значения позволяют оценить степень готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Результаты, полученные в таблице 4.6, позволяют сделать вывод, что данная разработка считается перспективной, а знания разработчика достаточными для успешной ее коммерциализации.

В перспективе необходимо увеличить количество баллов. Для реализации необходимо разработать бизнес-план коммерциализации научной разработки, продолжить поиски требуемых специалистов в команду.

4.1.5 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования

При коммерциализации научно-технических разработок продавец преследует вполне определенную цель, которая во многом зависит от того, куда в последующем он намерен направить полученный коммерческий эффект. При этом время продвижения товара на рынок во многом зависит от правильности выбора метода коммерциализации. Задача данного раздела – это выбор метода коммерциализации объекта исследования и обоснование его целесообразности.

Для продвижения научной разработки можно использовать два метода коммерциализации: торговля патентными лицензиями и передача ноу-хау, поскольку разработка представляет собой не товар, а техническое, научнообоснованное решение или новая технология в области подготовки нефти. Использование этих методов позволит получить средства для продолжения своих научных исследований и разработок, необходимое оборудование, материалы и другие научно-технические разработки охраняются режимом коммерческой тайны и использоваться для достижения

конкурентного преимущества над другими субъектами предпринимательской деятельности.

4.2 Инициация проекта

В данном разделе определяются изначальные цели и содержание и фиксируются изначальные финансовые ресурсы. Определяются внутренние и внешние заинтересованные стороны проекта, которые будут взаимодействовать и влиять на общий результат научного проекта. Данная информация закрепляется в Уставе проекта.

Устав проекта документирует бизнес-потребности, текущее понимание потребностей заказчика проекта, а также новый продукт, услугу или результат, который планируется создать.

Таблица 4.7 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
НИ ТПУ	Освоение новой области исследования и моделирования для промышленной подготовки нефти. Выпуск высококвалифицированных специалистов
Нефтедобывающие заводы	Получение методик позволяющих вести и регулировать процесс каплеобразования на УПН

В Таблице 4.8 представлены цели и результаты научной разработки.

Таблица 4.8 – Цели и результаты проекта

Цели проекта:	Разработка математической модели и программного продукта с целью регулирования технологических параметров процесса обезвоживания и обессоливания нефти при ее промышленной подготовке.
Ожидаемые результаты проекта:	Готовый модуль расчета процесса.
Критерии приемки результата проекта:	Создать математическую модель, которая будет соответствовать процессам подготовки нефти.
Требования к результату проекта:	Требование:
	Стандартизация готового продукта. Регистрация программного продукта.

В таблице 4.9 представлена организационная структура проекта (роль каждого участника, их функции, трудозатраты).

Таблица 4.9 – Рабочая группа проекта

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудовые затраты, час.
1	Мойзес О.Е., НИ ТПУ, доцент ОХИ	Руководитель проекта	Консультирование, координация деятельности, определение задач, контроль выполнения	500
2	Зайцева О.Ю., магистрант НИ ТПУ	Исполнитель по проекту	Анализ литературных источников, работа с математической моделью, анализ лабораторных данных, написание работы	1800
ИТОГО:				2300

В третьем разделе представлены ограничения и допущения научной разработки. Ограничения проекта – это все факторы, которые могут послужить ограничением степени свободы участников команды проекта, а также «границы проекта» – параметры проекта или его продукта, которые не будут реализованными в рамках данного проекта (таблица 4.10).

Таблица 4.10 – Ограничения и допущения проекта

Фактор	Ограничения/ допущения
3.1. Бюджет проекта	1318161
3.1.1. Источник финансирования	НИ ТПУ
3.2. Сроки проекта:	09.09.2020-31.05.2022
3.2.1. Дата утверждения плана управления проектом	07.09.2020
3.2.2. Дата завершения проекта	31.05.2022

4.3 Планирование управления научно-техническим проектом

Группа процессов планирования состоит из процессов, осуществляемых для определения общего содержания работ, уточнения и разработки последовательности действий, требуемых для достижения данных целей.

План управления научным проектом включает в себя иерархическую структуру работ проекта, контрольные события проекта, план проекта и его бюджет.

4.3.1 Иерархическая структура работ проекта

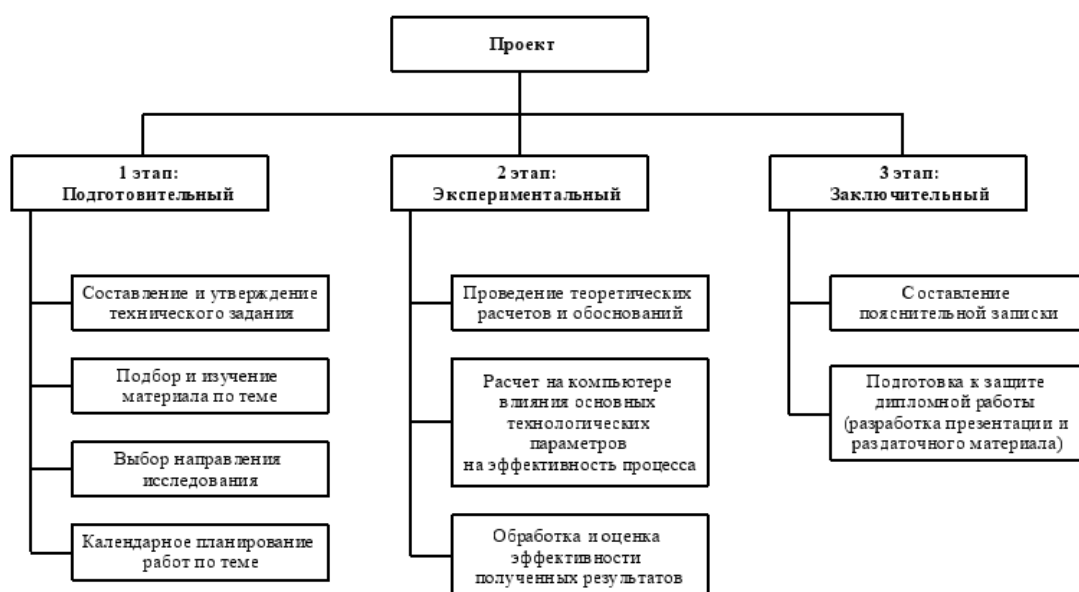


Рисунок 4.2 – Иерархическая структура работ

4.3.2 План проект

Календарный план проекта представлен в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Календарный план проекта

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
1. Составление и утверждение технического задания	2	09.09.20	10.09.20	Мойзес О.Е
2. Подбор и изучение материала по теме	100	11.09.20	20.12.20	Мойзес О.Е Зайцева О.Ю.
3. Выбор направления исследования	5	21.12.20	25.12.20	Мойзес О.Е. Зайцева О.Ю.
4. Календарное планирование работ по теме	6	26.12.20	31.12.20	Мойзес О.Е. Зайцева О.Ю.
5. Проведение теоретических расчетов и обоснований	20	01.01.21	20.01.21	Зайцева О.Ю.
6. Расчет на компьютере влияния основных технологических параметров на эффективность процесса	130	21.01.21	31.05.21	Мойзес О.Е. Зайцева О.Ю.
7. Обработка и оценка эффективности полученных результатов	122	1.09.21	31.12.21	Мойзес О.Е. Зайцева О.Ю.
8. Составление пояснительной записки	93	01.03.22	22.05.22	Зайцева О.Ю.

Продолжение таблицы 4.11

9. Подготовка к защите дипломной работы (разработка презентации и раздаточного материала)	9	23.05.22	31.05.22	Зайцева О.Ю.
ИТОГО:	487			

На основе таблицы 4.11 строится календарный план-график, который представлен в таблице 4.12 (Приложение В).

4.4 Бюджет научного исследования

Бюджет научной разработки содержит в себе следующие статьи:

1. Сырье, материалы, покупные изделия и полуфабрикаты;
2. Специальное оборудование для научных работ;
3. Заработная плата;
4. Отчисления на социальные нужды;
5. Научные и производственные командировки;
6. Оплата работ, выполняемых сторонними организациями и предприятиями;
7. Накладные расходы.

Сырье, материалы, покупные изделия и полуфабрикаты (за вычетом отходов). В эту статью включаются затраты на приобретение всех видов материалов, комплектующих изделий и полуфабрикатов, необходимых для выполнения работ по данной теме (таблица 4.12).

Таблица 4.12 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы (З _м), руб
Тетрадь	рубль	2	70	140
Ручка	рубль	5	30	150
Бумага	рубль	150	1,5	225
Флеш-карта	рубль	1	537	537
Картридж для принтера (ч/б)	рубль	1	2500	2500
Итого				3552

Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ. В данную статью включены все затраты по приобретению спецоборудования и оборудования, имеющегося в организации, но используемого для каждого исполнения конкретной темы, представлено в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Расчет затрат на специальное оборудование

Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования тыс. руб.	Общая стоимость оборудования тыс. руб.
Антивирус Kaspersky	1	3510	3510
Microsoft office	1	3999	3999
ПО Pascal ABC	1	3331	3331
ПО Delphi	1	44500	44500
Персональный компьютер	1	80000	80000
Принтер	1	4500	4500
Итого			139840

Расчет основной заработной платы. В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. Расчет основной заработной платы сводится в таблице 4.14.

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп} \quad (4.3)$$

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

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

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

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб} \quad (4.4)$$

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:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_о} \quad (4.5)$$

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;

$F_о$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Расчет заработной платы научно – производственного и прочего персонала проекта проводили с учетом работы 2-х человек – научного руководителя и исполнителя. Баланс рабочего времени исполнителей представлен в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Магистрант
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	48	24
- праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени		
- отпуск	56	28
- невыходы по болезни	0	0
Действительный фонд за 83 дня рабочего времени	247	299

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{мс} \cdot k_p \quad (4.6)$$

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

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

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 4.15.

Таблица 4.15 – Итоговая таблица расчета основной заработной платы руководителя и инженера

Исполнители	З _{осн.} , руб.	к _{пр}	к _д	к _р	З _{мес.} , руб.	З _{дн.} , руб.	Т _{р.} , раб. дн.	З _{осн.} , руб.
Руководитель	33664	1	0,02	1,3	43763,2	1842,7	247	455146,9
Магистрант	6200	-	-	1,3	8060	280,3	299	83809,7
ИТОГО:								538957

Дополнительная заработная плата научно-производственного персонала. В данную статью включается сумма выплат, предусмотренных законодательством о труде, например, оплата очередных и дополнительных отпусков; оплата времени, связанного с выполнением государственных и общественных обязанностей; выплата вознаграждения за выслугу лет и т.п. (в среднем – 12 % от суммы основной заработной платы).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} \quad (4.7)$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы, принятый за 0,13 (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Дополнительная заработная плата:

- для руководителя: 59169,1 руб.;
- для магистранта: 10895,3 руб.

Значит заработная плата будет рассчитана по формуле:

$$C_{зн} = Z_{осн} + Z_{доп} \quad (4.8)$$

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

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

- для руководителя: 514316,0 руб.;
- для магистранта: 94705,0 руб.

Результаты сведены в таблицу 4.16.

В таблице 4.16 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы

Таблица 4.16 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Магистрант
Основная зарплата	455146,9	83809,7
Дополнительная зарплата	59169,1	10895,3
Итого по статье С _{зп}	514316,0	94705,0

Отчисления на социальные нужды. Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$C_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}) \quad (4.9)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчисления во внебюджетные фонды.

На 2014 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. Стипендиальная выплата студентам, магистрам и аспирантам не облагаются налогом.

Отчисления на социальные нужды составляют:

$$C_{внеб} = 0,3 \cdot (455146,9 + 59169,1) = 154294,8 \text{ руб.}$$

Накладные расходы. Расчет накладных расходов провели по следующей формуле:

$$C_{накл} = 0,8 \cdot (455146,9 + 59169,1) = 411452,8 \text{ руб.}$$

Таким образом, затраты проекта составляет 1318161 руб., которые приведены в таблице 4.17.

Таблица 4.17 – Затраты научно-исследовательской работы

Затраты по статьям	Затраты на вид исследования, руб	
	Данное исследование	Аналог
1 Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	3552	4124
2 Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	139840	147200
3 Основная заработная плата	538957	555678
4 Дополнительная заработная плата	70064	72238
5 Отчисления на социальные нужды	154295	188375
6 Накладные расходы	411452,8	502333
Итого плановая себестоимость	1318161	1469948

4.4.1 Организационная структура проекта

Данный проект представлен в виде проектной организационной структуры. Проектная организационная структура проекта представлена на рисунке 4.3.

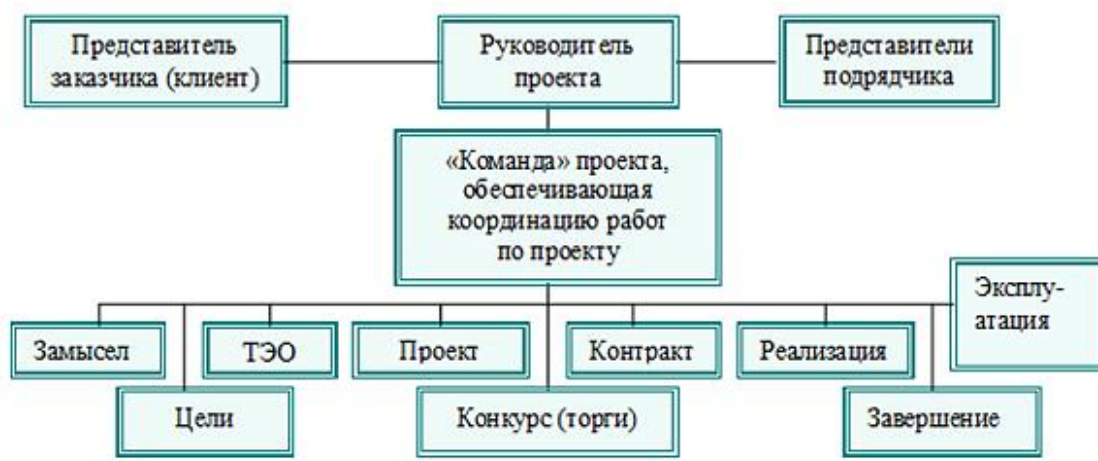


Рисунок 4.3 – Проектная структура проекта

4.4.2 План управления коммуникациями проекта

План управления коммуникациями отражает требования к коммуникациям со стороны участников проекта (таблица 4.18).

Таблица 4.18 – План управления коммуникациями

№ п/п	Какая информация передается	Кто передает информацию	Кому передается информация	Когда передает информацию
1.	Статус проекта	Исполнитель проекта	Руководителю проекта	Еженедельно (понедельник)
2.	Обмен информацией о текущем состоянии проекта	Исполнитель проекта	Руководителю проекта	Еженедельно (пятница)
3.	Документы и информация по проекту	Исполнитель проекта	Руководителю проекта	Не позже сроков графиков и к. точек
4.	О выполнении контрольной точки	Исполнитель проекта	Руководителю проекта	Не позже дня контрольного события по плану управления

4.4.3 Реестр рисков проекта

Идентифицированные риски проекта включают в себя возможные неопределенные события, которые могут возникнуть в проекте и вызвать последствия, которые повлекут за собой нежелательные эффекты. Информацию по данному разделу необходимо свести в таблицу 4.19.

Таблица 4.19 – Реестр рисков

№	Риск	Вероятность наступления (1-5)	Влияние риска (1-5)	Уровень риска*	Способы смягчения риска	Условия наступления
1	Ограничения на экспорт технологии	2	5	Низкий	Привлечение иностранных инвесторов	Отсутствие научной новизны
2	Несвоевременное финансовое обеспечение	3	5	Средний	Запрос финансового обеспечения со стороны университетов	Отсутствие инвесторов
3	Отсутствие спроса на новые технологии производства	2	5	Низкий	Заключение контракта с НПЗ на предоставление оборудования по сниженной цене	Отсутствие результатов исследования

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

4.5.1 Оценка абсолютной эффективности исследования

В основе проектного подхода к инвестиционной деятельности предприятия лежит принцип денежных потоков. Особенностью является его прогнозный и долгосрочный характер, поэтому в применяемом подходе к анализу учитываются фактор времени и фактор риска. Для оценки общей экономической эффективности используются следующие основные показатели:

- чистая текущая стоимость (NPV);
- индекс доходности (PI);
- внутренняя ставка доходности (IRR);

- срок окупаемости (DPP).

Чистая текущая стоимость (NPV) – это показатель экономической эффективности инвестиционного проекта, который рассчитывается путём дисконтирования (приведения к текущей стоимости, т.е. на момент инвестирования) ожидаемых денежных потоков (как доходов, так и расходов).

Расчёт NPV осуществляется по следующей формуле:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{ЧДП_{ont}}{(1+i)^t} - I_0 \quad (4.10)$$

где $ЧДП_{ont}$ – коэффициент отчисления во внебюджетные фонды;

I_0 – разовые инвестиции, осуществляемые в нулевом году;

t – номер шага расчета ($t= 0, 1, 2 \dots n$);

n – горизонт расчета;

i – ставка дисконтирования (желаемый уровень доходности инвестируемых средств).

Расчёт NPV позволяет судить о целесообразности инвестирования денежных средств. Если $NPV > 0$, то проект оказывается эффективным.

Расчет чистой текущей стоимости представлен в табл. 4.20. При расчете рентабельность проекта составляла 20-25 %, норма амортизации – 10 %.

Таблица 4.20 – Расчет чистой текущей стоимости по проекту в целом

№	Наименование показателей	Шаг расчета				
		0	1	2	3	4
1	Выручка от реализации, руб.	0	1647701	1647701	1647701	1647701
2	Итого приток, руб.	0	1647701	1647701	1647701	1647701
3	Инвестиционные издержки, руб.	-1318161	0	0	0	0
4	Операционные затраты, руб. (35% от бюджета)	0	461356	461356	461356	461356
5	Налогооблагаемая прибыль(1-4)	0	1186345	1186345	1186345	1186345
6	Налоги 20 %, руб.(5*20%)	0	237269	237269	237269	237269
8	Чистая прибыль, руб.(5-6)	0	949076	949076	949076	949076
9	Чистый денежный поток (ЧДП), руб.(чистая прибыль + амортизация)	-1318161	1080892	1080892	1080892	1080892

Продолжение таблицы 4.20

10	Коэффициент дисконтирования при $i=20\%$ (КД)	1	0,833	0,694	0,579	0,482
11	Чистый дисконтированный денежный поток (ЧДД), руб.(9*10)	-1318161	900383	750139	624756	520990
12	$\sum ЧДД$, руб.	2796268				
13	Итого NPV, руб.	1478107				

$$NPV = 2796268 - 1318161 = 1478107 \text{ руб.} > 0$$

Коэффициент дисконтирования рассчитан по формуле:

$$КД = \frac{1}{(1+i)^t} \quad (4.11)$$

где i – ставка дисконтирования, 20 % (10%);

t – шаг расчета.

Таким образом, чистая текущая стоимость по проекту в целом составляет 1478107 рублей, что позволяет судить об его эффективности.

Индекс доходности (PI) – показатель эффективности инвестиции, представляющий собой отношение дисконтированных доходов к размеру инвестиционного капитала. Данный показатель позволяет определить инвестиционную эффективность вложений в данный проект. Индекс доходности рассчитывается по формуле:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{ЧДД_t}{(1+i)^t}}{I_0} > 1 \quad (4.12)$$

где $ЧДД$ – чистый денежный поток, руб.;

I_0 – начальный инвестиционный капитал, руб.;

Таким образом, PI для данного проекта составляет:

$$PI = \frac{2796268}{1318161} = 2,12$$

Так как $PI > 1$, то проект является эффективным.

Внутренняя ставка доходности (IRR). Значение ставки, при которой обращается в нуль, носит название «внутренней ставки доходности» или IRR. Формальное определение «внутренней ставки доходности» заключается в том, что это та ставка дисконтирования, при которой суммы дисконтированных притоков денежных средств равны сумме дисконтированных оттоков или =0. По разности между IRR и ставкой дисконтирования i можно судить о запасе экономической прочности инвестиционного проекта. Чем ближе IRR к ставке дисконтирования i , тем больше риск от инвестирования в данный проект.

Между чистой текущей стоимостью (NPV) и ставкой дисконтирования (i) существует обратная зависимость. Эта зависимость представлена в таблице 4.21 и на рисунке 4.3.

Таблица 4.21 – Зависимость NPV от ставки дисконтирования

№	Наименование показателя	0	1	2	3	4	NPV, руб.
1	Чистые денежные потоки, руб.	-1318161	1080892	1080892	1080892	1080892	
2	Коэффициент дисконтирования						
	0,1	1	0,909	0,826	0,751	0,683	
	0,2	1	0,833	0,694	0,578	0,482	
	0,3	1	0,769	0,592	0,455	0,35	
	0,4	1	0,714	0,51	0,364	0,26	
	0,5	1	0,667	0,444	0,295	0,198	
	0,6	1	0,625	0,39	0,244	0,153	
	0,7	1	0,588	0,335	0,203	0,112	
	0,8	1	0,556	0,309	0,171	0,095	
	0,9	1	0,526	0,277	0,146	0,077	
	1	1	0,500	0,250	0,125	0,062	
3	Дисконтированный денежный поток, руб.						
	0,1	-1318161	982531	892817	811750	738249	2107186
	0,2	-1318161	900383	750139	624756	520990	1478107
	0,3	-1318161	831206	639888	491806	378312	1023051
	0,4	-1318161	771757	551255	393445	281032	679327
	0,5	-1318161	720955	479916	318863	214017	415590
	0,6	-1318161	675558	421548	263738	165376	208059
	0,7	-1318161	635565	362099	219421	121060	19983
	0,8	-1318161	600976	333996	184833	102685	-95672
	0,9	-1318161	568549	299407	157810	83229	-209166
	1,0	-1318161	540446	270223	135112	67015	-305365

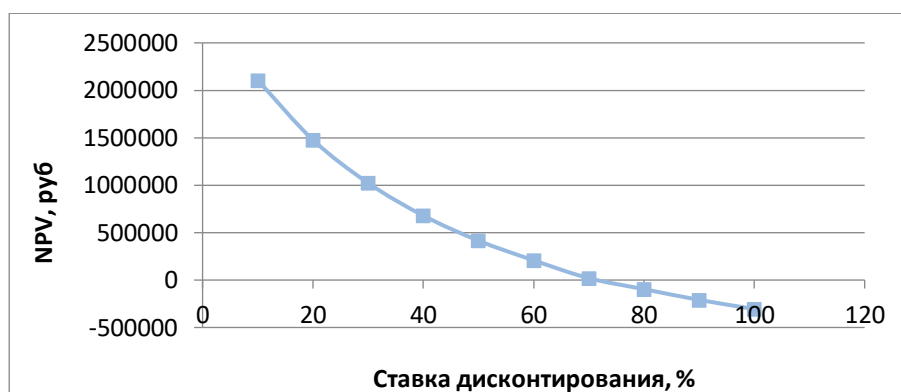


Рисунок 4.4 – Зависимость NPV от ставки дисконтирования

Из таблицы и графика следует, что по мере роста ставки дисконтирования чистая текущая стоимость уменьшается, становясь отрицательной. Значение ставки, при которой NPV обращается в нуль, носит название «внутренней ставки доходности» или «внутренней нормы прибыли». Из графика получаем, что IRR составляет 0,71.

Запас экономической прочности проекта: $71\% - 20\% = 51\%$.

Дисконтированный срок окупаемости. Как отмечалось ранее, одним из недостатков показателя простого срока окупаемости является игнорирование в процессе его расчета разной ценности денег во времени.

Этот недостаток устраняется путем определения дисконтированного срока окупаемости. То есть это время, за которое денежные средства должны совершить оборот.

Наиболее приемлемым методом установления дисконтированного срока окупаемости является расчет кумулятивного (нарастающим итогом) денежного потока (таблица 4.22).

Таблица 4.22 – Дисконтированный срок окупаемости

№	Наименование показателя	Шаг расчета				
		0	1	2	3	4
1	Дисконтированный чистый денежный поток ($i=0,20$), руб.	-1318161	900383	750139	624756	520990
2	То же нарастающим итогом, руб.	-1318161	-417778	332361	957117	1478107
3	Дисконтированный срок окупаемости	$DPP_{диск} = 1 + \left(\frac{417778}{750139} \right) = 1,56 \text{ года}$				

Социальная эффективность научного проекта учитывает социально-экономические последствия осуществления научного проекта для общества в целом или отдельных категорий населения или групп лиц, в том числе как непосредственные результаты проекта, так и «внешние» результаты в смежных секторах экономики: социальные, экологические и иные внеэкономические эффекты (таблица 4.23).

Таблица 4.23 – Критерии социальной эффективности

ДО	ПОСЛЕ
Большое содержание солей в нефти, несоответствие товарному виду	Товарная нефть, удовлетворяющая требованиям ГОСТ
Постоянное проведение дорогостоящих экспериментов для выявления наиболее подходящих параметров процесса	Исследование процесса на математической модели

4.5.2 Оценка сравнительной эффективности исследования

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{финр}^{испi} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}}, \quad (4.13)$$

где $I_{финр}^{испi}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

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

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

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (4.14)$$

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;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя проводился на основании данных, представленных в таблице 24.

$$I_{mn} = 0,3 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 = 5$$

$$I_{mn} = 0,3 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 = 4,45$$

Таблица 4.24 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проектов

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1
1. Адекватность разработки	0,3	5	5
2. Унифицированность	0,2	5	4
3. Универсальность	0,2	5	4
4. Простота применения	0,15	5	4
5. Надежность	0,15	5	5
Итого	1	25	21

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

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп.1}}{I_{финр.1}}, \quad I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп.2}}{I_{финр.2}}, \quad (4.15)$$

Сравнительная эффективность проекта (\mathcal{E}_{cp}):

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}}, \quad (4.16)$$

Таблица 25 – Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Разработка	Аналог 1
1. Интегральный финансовый показатель разработки	0,90	1
2. Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	5,0	4,45
3. Интегральный показатель эффективности	5,55	4,45
4. Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,25	0,80

4.6 Выводы по разделу

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет понять, что разработанный вариант проведения проекта является

наиболее эффективным при решении поставленной в магистерской диссертации технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

В ходе выполнения раздела финансового менеджмента определена чистая текущая стоимость, (NPV), равная 1478107 руб.; индекс доходности $PI = 2,12$, внутренняя ставка доходности $IRR = 71\%$, срок окупаемости $DPP_{\text{дск}} = 1,56 \text{ года}$.

5 Социальная ответственность

Экспериментальная часть НИ работы осуществлялась на персональном компьютере (ПК) при работе с различными программными обеспечениями в отделении химической инженерии Томского политехнического университета. Рабочая зона представляет собой аудиторию, оборудованную персональными компьютерами в количестве 13 шт, системами отопления, кондиционирования воздуха, естественным (2 окна) и искусственным освещением. Также в аудитории находится аптечка первой медицинской помощи, углекислотный огнетушитель для тушения пожара. Рабочее место – стационарное, оборудованное компьютером.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства

Согласно ТК РФ, N 197-ФЗ каждый работник имеет право на [25]:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда,
- исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;
- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты за счет средств работодателя;
- обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя;

– внеочередной медицинский осмотр с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка.

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Одним из факторов комфортности рабочей среды является организация рабочего места.

Рабочее место должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.032-78 [26]:

1. Конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля.

2. Конструкцией производственного оборудования и рабочего места должно быть обеспечено оптимальное положение работающего, которое достигается регулированием: высоты рабочей поверхности, сиденья и пространства для ног; высоты сиденья и подставки для ног (при нерегулируемой высоте рабочей поверхности).

3. Конструкция регулируемого кресла оператора должна соответствовать требованиям ГОСТ 21889—76.

4. Форму рабочей поверхности различного оборудования следует устанавливать с учетом характера выполняемой работы. Она может быть прямоугольной, иметь вырез для корпуса, работающего или углубление для настольных машин и т. д.

5. Подставка для ног должна быть регулируемой по высоте.

6. В помещении должен быть организован воздухообмен. Это осуществляется с помощью вентиляции.

5.2 Производственная безопасность

Исследование моделирования процессов каплеобразования при промышленной подготовке нефти может создать вредные и опасные факторы для работников исследования. В представленной ниже таблице показаны вредные и

опасные факторы, которые могут повлиять на работников при проведении исследования [27].

Таблица 5.1 – Возможные опасные и вредные факторы по ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ [28]

Факторы	Этапы работ		Нормативные документы
	Разработка	Эксплуатация	
1. Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте [29,30].	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.
2. Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума [31].	+		ГОСТ 12.1.003-83 «Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности»
3. Поражение электрическим током [32].	+		ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
4. Отклонение показателей микроклимата [33].	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений".
5. Повышенный уровень электромагнитных излучений [34].			ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ. «Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования безопасности.

5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

5.2.1.1 Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте

Источником возникновения недостатка естественного света может служить недостаточное количество окон и светопроемов. Источником возникновения недостатка искусственного света может служить отдаленность освещения от рабочего места, невозможность управления световым потоком,

перепады напряжения сети, питающей осветительные приборы. Воздействие фактора недостатка света на организм человека может проявляться в ухудшении зрительного функционирования, воздействии на психику и эмоциональное состояние человека, вызывании усталости центральной нервной системы. Допустимые нормы освещенности рабочего помещения согласно ГОСТу Р 55710-2013: значение освещенности в зоне непосредственного окружения составляет не менее 500 лк; равномерность освещенности составляет не менее 0,60; объединенный показатель дискомфорта составляет не более 19; коэффициент освещенности не должен превышать 10 %. Для минимизации вредного воздействия освещенности необходимо приобретать дополнительные светильники, использовать лампы, работающие от переменного тока частотой 400 Гц и выше [28].

5.2.1.1.1 Расчет искусственного освещения

Источники света, применяемые для искусственного освещения, делят на две группы - газоразрядные лампы и лампы накаливания. Для общего освещения, как правило, применяются газоразрядные лампы как энергетически более экономичные и обладающие большим сроком службы. Наиболее распространёнными являются люминесцентные лампы. В учебных аудиториях, зрительные работы часто относятся к первой группе работ по освещенности. И это говорит об особой важности качественного освещения в ее стенах, поэтому в качестве искусственного освещения чаще всего, используются лампы дневного света (ЛХБ).

Таблица 5.2 – Основные характеристики люминесцентных ламп

Мощность, Вт	Напряжение сети, В	Световой поток, лм
15	127	700
20	127	880
30	220	1650
40	220	2300
65	220	3750
80	220	4250
125	220	-

Интегральным критерием оптимальности расположения светильников является величина $\lambda = \frac{L}{h}$, характеризующая наилучшее относительное расстояние между светильниками. В таблице 5.3 приведены значения λ для разных светильников.

Таблица 5.3 – Наивыгоднейшее расположение светильников

Наименование светильников	λ
Люминесцентные с защитной решеткой ОДР, ОДОР, ШЛД, ШОД	1,1 – 1,3
Люминесцентные без защитной решетки типов ЛД, ОДО	1,4
ПВЛ	1,5
ГС, ЛЦ	1,6
У, ПУ с отражением	1,8
ШМ, ПУ без отражения, плафоны	2,3
С-4-ДРЛ	1,0

Помещение, с размерами: длина $A = 8$ м; ширина $B = 4$ м; $H = 4$ м. Высота рабочей поверхности $h_{pn} = 0,8$ м. Уровень освещенности в кабинетах информатики и вычислительной техники должен составлять не менее 200 лк. Коэффициент отражения стен $R_c = 50\%$, потолка $R_n = 70\%$ (чистый, бетонный). Коэффициент запаса $k = 1,5$, коэффициент неравномерности $Z = 1,1$.

Рассчитываем систему общего люминесцентного освещения.

Выбираем светильники типа ОД, $\lambda = 1,4$.

Приняв $h_c = 0,7$ м, определяем расчетную высоту:

$$h = H - h_c - h_{pn} = 4 - 0,7 - 0,8 = 2,5 \text{ м}$$

Расстояние между светильниками L определяется:

$$L = \lambda \cdot h = 1,4 \cdot 2,5 = 3,5 \text{ м}$$

Расстояние от крайнего ряда светильников до стены:

$$\frac{L}{3} = \frac{3,5}{3} = 1,2 \text{ м}$$

Количество рядов светильников с люминесцентными лампами определяется по формуле:

$$n_{\text{ряд}} = \frac{(B - \frac{2}{3} \cdot L)}{L} + 1 = \frac{\left(4 - \frac{2}{3} \cdot 3,5\right)}{3,5} + 1 \approx 1 \quad (5.1)$$

где $n_{\text{ряд}}$ – количество рядов;

B – ширина помещения, м;

L – расстояние между рядами светильников, м.

Количество светильников с люминесцентными лампами определяется по формуле:

$$n_{\text{св}} = \frac{(A - \frac{2}{3} \cdot L)}{l_{\text{св}} + 0,5} = \frac{\left(8 - \frac{2}{3} \cdot 3,5\right)}{1,23 + 0,5} \approx 3 \quad (5.2)$$

где $n_{\text{св}}$ – количество светильников в ряду;

A – ширина помещения, м;

$L_{\text{св}}$ – длина светильников, м.

Общее количество светильников с люминесцентными лампами в помещении определяется по формуле:

$$N = n_{\text{ряд}} \cdot n_{\text{св}} = 1 \cdot 3 = 3 \text{ шт.}$$

Поскольку длина помещения составляет 8 м, а сумма расстояний между светильниками и расстояний от крайнего ряда светильников до стены превышают данный параметр помещения, было принято решение скорректировать полученные значения расстояний для оптимального размещения светильников в рассматриваемом помещении:

- расстояние между светильниками принимается равным 8 м;
- расстояние от крайнего ряда светильников до стены принимается равным 1 м.

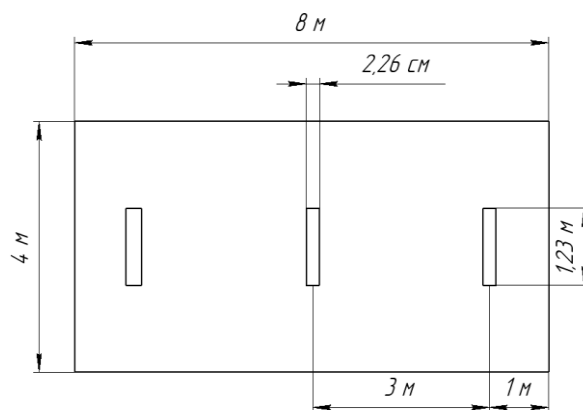


Рисунок 5.1 – Схема размещения светильников

Находим индекс помещения:

$$i = \frac{S}{(h \cdot (A + B))} = \frac{32}{(2,5 \cdot (8 + 4))} = 1$$

Коэффициент использования светового потока $\eta = 0,49$.

Определяем потребный световой поток лампы в каждом ряду:

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot K_z \cdot Z}{N_l \cdot \eta} = \frac{200 \cdot 32 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{6 \cdot 0,49} = 1916,5$$

Выбираем ближайшую стандартную лампу – ЛХБ 30 Вт с сетевым потоком 1940 лм. Делаем проверку выполнения условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{л.станд.} - \Phi_{л.расч.}}{\Phi_{л.станд.}} \cdot 100\% \leq +20\%$$

$$-10\% \leq 1,2\% \leq +20\%$$

Определяем электрическую мощность осветительной установки:

$$P = 30 \cdot 40 = 1200 \text{ Вт}$$

5.2.1.2 Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума

При работе с ПК возможно появление нервного напряжения и снижение работоспособности. Источники шума - процессор компьютера, электролампы, системы вентиляции и отопления.

Шум неблагоприятно действуют на организм человека, вызывают головную боль, под его влиянием развивается раздражительность, снижается внимание. Также возможно появление гипертонической или гипотонической болезни, развитию профессиональных заболеваний – тугоухости и глухоте.

На работодателе лежит основная ответственность за обеспечение безопасности при воздействии шума на работников. Мероприятиями по защите от шума в аудиториях являются:

- проектирование рабочих мест с учетом допустимого уровня риска; - использование малошумных машин;
- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению шума и вибрации, которая может быть переизлучена в виде шума;
- контроль правильности использования средств индивидуальной защиты от шума;
- составление комплексных программ сохранения слуха работников.

В соответствии с [31], уровень шума на рабочем месте пользователей ПК не должны превышать значений 50 дБА. В помещениях всех типов образовательных учреждений, в которых эксплуатируются ПЭВМ, уровень вибрации не должен превышать допустимых значений в соответствии с ГОСТ 31319-2006 [32]. «Вибрация. Измерение общей вибрации и оценка ее воздействия на человека».

На рабочем месте сотрудника источниками шума, как правило, являются технические средства, как, – компьютер, принтер, вентиляционное оборудование, а также внешний шум. Они издают довольно незначительный шум, поэтому в помещении достаточно использовать звукопоглощение.

5.2.1.3 Поражение электрическим током

Согласно классификации помещений по электробезопасности дипломный проект разрабатывался в помещении без повышенной опасности (класс 01 по ГОСТ 12.1.019) [33].

При нормальном режиме работы оборудования опасность электропоражения невелика, однако, возможны режимы, называемые аварийными, когда происходит случайное электрическое соединение частей оборудования, находящихся под напряжением с заземленными конструкциями. Основными техническими способами и средствами защиты от поражения электрическим током являются [33]: защитное экранирование, защитное заземление, электрическое разделение сети, изоляция токоведущих частей, оградительные устройства и др.

В каждом рабочем помещении должны быть в наличии огнетушители и песок.

5.2.1.4 Отклонение показателей микроклимата

Отклонений показателей микроклимата могут вызывать климатические условия снаружи помещения в зависимости от времени года, отключение отопления, неэффективная работа вентиляции.

Воздействие отклонений на человека проявляется в ускоренном переутомлении, при повышении температуры, обморожении и простудных заболеваниях при низких температурах. Также высокая температура способствует пересыханию слизистых оболочек дыхательных путей.

Допустимые нормы температуры и влажности воздуха в рабочей зоне производственного помещения согласно ГОСТу 12.1.005-88 [34]: в холодный период оптимальная температура составляет 22-24 °С при влажности воздуха 40-60 %. Допустимая температура составляет 18-26 °С, при влажности воздуха 75 %; в теплый период оптимальная температура составляет 23-25 °С при влажности воздуха 40-60 %. Допустимая температура составляет 20-30°С при допустимой влажности 55 % (при 28 °С).

Для минимизации воздействия данного фактора предлагаются следующие средства защиты: толщина стен не менее 0,8 метров, вентиляторы, система отопления, спецодежда.

5.2.1.5 Повышенный уровень электромагнитных излучений

ЭМП при превышении допустимых уровней оказывает вредное на нервную, иммунную, эндокринную системы человека. Основным источником ЭМ излучений от мониторов ПЭВМ является трансформатор высокой частоты строчной развертки, который размещается в задней или боковой части. Кроме того, нарушается работа нервной системы, ослабевает память, повышается утомляемость, нарушается режим сна. Согласно ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ. «Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования безопасности» при напряженности электрического поля в диапазоне частот 5 Гц-2 кГц и в диапазоне частот 2 кГц-400 кГц временные допустимые уровни электромагнитного поля составляют 25 В/м и 2,5 В/м соответственно [35]. Мощность экспозиционной дозы мягкого рентгеновского излучения в любой точке на расстоянии 0,05 м от экрана и корпуса видео дисплейного терминала не должна превышать 1 мкЗв/ч (100 мкР/ч).

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Воздействие на атмосферу

При нормальной работе технологического оборудования возможны постоянные небольшие утечки загрязняющих веществ в атмосферу.

Основными источниками вредных газовойделений являются емкости, сепараторы. Основными загрязнителями атмосферы при транспортировке нефти являются углеводороды, оксиды азота, оксид углерода, химреагенты и т.д.

Для контроля качества атмосферного воздуха необходимо соблюдать гигиенические требования:

- получать санитарно-эпидемиологическое заключение органов и учреждений государственной санитарно-эпидемиологической службы на все изменения технологического процесса или оборудования;

- обеспечить работы по проектированию, организации и благоустройству санитарно-защитных зон на объектах;
- проводить лабораторные исследования загрязнений атмосферного воздуха в зоне влияния выбросов данного объекта.

5.3.2 Воздействие на гидросферу

Химическая промышленность является мощным источником воздействия на поверхностные воды. Для данной отрасли характерно значительное изъятие вод, которые используются в производственных процессах, для целей охлаждения, промывки и т.д.

Факторами загрязнения гидросферы являются:

- загрязнение воды химикатами и побочными продуктами;
- дождевой сток с территорий, где размещены промышленные сооружения, резервуарные парки, хранилища и т.д.;
- сброс продувочных вод, аварийные разливы и выбросы производимых материалов и т.д.

Типичными загрязнителями поверхностных вод являются: фенолы, спирты, смолы, хлориды, сульфаты, кальций, аммиак, органические кислоты.

Для обеспечения безопасного пользования гидросферой применяются такие мероприятия, как оборудование отдельных систем хозяйственно-бытовой и ливневой канализации.

Мероприятия по охране подземных вод от загрязнения приведены в ГОСТ 17.1.3.06-82 [37]. Мероприятия по охране поверхностных вод от загрязнения приведены в ГОСТ 17.1.3.13-86 [36].

5.3.3 Воздействие на литосферу

На нефтехимических предприятиях осуществляется ежегодный плановый ремонт оборудования и чистка трубопроводов, реакторных устройств и контактных поверхностей от шлама, который необходимо утилизировать. Утилизация данных отходов оказывает негативное влияние на литосферу.

Для утилизации необходимо проводить захоронение на специальных полигонах для промышленных отходов.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований

Ниже представлены возможные чрезвычайные ситуации, которые может инициировать объект исследования:

- Техногенного характера (аварийные ситуации);
- Социального характера (террористический акт).

Наиболее типичной и опасной является ЧС техногенного характера. Самый вероятный тип ЧС, который может произойти в помещении – возгорание ПК.

5.4.1.1 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть при производстве объекта исследования на производстве

Ниже представлены возможные чрезвычайные ситуации, которые может возникнуть при внедрении данного исследования в производство:

- Техногенного характера (аварийные ситуации);
- Социального характера (террористический акт);
- Стихийного характера (лесные пожары, наводнения, ураганные ветры).

Также наиболее типичной ЧС будет являться ситуация техногенного характера, теоретически вызванная выходом из строя электрической сети [38].

5.4.1.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

Мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций регулируются согласно ГОСТ 22.0.04-97 [39].

В данном разделе были подробно разобраны правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности сотрудников касательно проектирования оптимально комфортной рабочей зоны. Произведен анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть в результате работы над исследованием процесса каплеобразования при промышленной подготовке нефти с использованием метода математического моделирования.

Практическая значимость полученных нами данных о социальной ответственности состоит в понимании вредных и опасных факторов с которыми могут столкнуться работники, а также умение выйти из различных чрезвычайных ситуаций, которые могут возникнуть при проведении данного исследования или при его применении на производстве.

5.5 Выводы по разделу

В данном разделе рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности; выявлены вредные и опасные факторы, которые оказывают отрицательное влияние, а также значительно уменьшают производительность труда; обоснованы мероприятия по снижению данного воздействия; рассмотрена экологическая безопасность, а также безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Соблюдение мер по социальной ответственности позволит значительно модернизировать производство по промышленной подготовке нефти путем улучшения условий труда. При разработке данных мер, крайне важно учитывать не только отечественные разработки и результаты, но и международный опыт, что позволит осуществить совершенствование нормативной правовой базы Российской Федерации в соответствии с международными нормами.

Заключение

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Experimental investigation of crude oil desalting and dehydration / M.Al-Otaibi, A.Elkamel, T.Al-Sahhaf & A.S.Ahmed - 2010 – P.65-82
2. Казымов, Ш.П. Технология разрушения эмульсий в призабойной зоне скважин / Ш.П. Казымов // Нефтепромысловое дело. – 2011. – No4. – С. 44-46.
3. Огибалов, П.М. Нестационарные движения вязкопластичных сред / П.М. Огибалов, А.Х. Мирзаджанзаде. – М.: Изд-во Московского ун-та, 2010. – 415 с.
4. Abubakar AbubakarUmar, Ismail Bin MohdSaaid, Aliyu Adebayo Sulaimon, Rashidah Bint Mohd Pilus. A review of petroleum emulsions and recent progress on water-in-crude oil emulsions stabilized by natural surfactants and solids // Journal of Petroleum Science and Engineering, Netherlands. – 2018. – Vol. 165. P.673 – 690.
5. Ayman M.Atta, Hamad A.Allohedan, Gamal A.El-Mahdy. Dewatering of petroleum crude oil emulsions using modified Schiff base polymeric surfactants // Journal of Petroleum Science and Engineering, Netherlands. – 2014. – Vol. 122. P.719 – 728.
6. Reza Zolfaghari, Ahmadun Fakhrul – Razi, Luqman C. Abdullah, Said S.E.H. Elnashaie, Alireza Pendashteh. Demulsification techniques of water-in-oil and oil-in-water emulsions in petroleum industry // Separation and Purification Technology, UK. – 2016. – Vol. 170. P.377 – 407.
7. Воюцкий, С.С. Курс коллоидной химии/ С.С. Воюцкий. – М.: Химия, 2009. –511 с.
8. Корецкий, А.Ф. О типе и устойчивости эмульсий, образованных твёрдыми эмульгаторами/ А.Ф. Корецкий, Ю.М. Самойлов, Г.М. Глаголева// Изв. Сиб. отд. АН СССР. Сер. хим. наук. – 2008. – т.3. – No7. – С.153-155.

9. Таубман, А.Б. О роли структурно-механического фактора в устойчивости эмульсий/ А.Б. Таубман, А.Ф. Корецкий// Коллоидный журнал. – 1958. – т.20. – №5. – С.676-677.
10. Левченко, Д.Н. Технология обессоливания нефтей на нефтеперерабатывающих предприятиях/ Д.Н. Левченко, Н.В. Бергштейн, Н.М. Николаева. – М.: Химия, 2010. –168 с.
11. Эшметов Р.Ж. Интенсификация процесса разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий с использованием полифункциональных ПАВ. // Химия и биология: электронный научный журнал. 2018. №2 (44). – Режим доступа: <http://7universum.com>.
12. А.А.Гуреев, А.Ю. Абызгильдин. Разделение водонефтяных эмульсий/, – Нефть и газ, 2012.
13. Соруш А. Прогнозирование технологических параметров процесса обезвоживания и обессоливания тяжелых высоковязких нефтей с применением математического моделирования / диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук М., 2018. – Режим доступа: <https://www.gubkin.ru>.
14. М.Ю. Тарасов, Е.В.Портягина. Исследование температуры застывания водонефтяных эмульсий// Нефтянное хозяйство, – февраль 2014, 33-35 с.
15. Тронов В.П. Системы нефтегазосбора и гидродинамика основных технологических процессов / В. П. Тронов. – Казань : Фэн, 2002. – 512 с.
16. Г.К.Борисов, В.Х. Сингизова, И.В. Крестелева, Л.Е. Каштанова. Подбор эффективных деэмульгаторов для условий кустового сброса воды на Ново-Киевском нефтяном месторождении// Нефтепромысловое дело, 2012 №4, 48-51с.
17. Семихина Л.П., Паничева Л.П. Семихин Д.В. Способ повышения эффективности деэмульгаторов водонефтяных эмульсий// Патент РФ № 2316578, 2008.

18. Mohayeji M., Farsi M., Rahimpour M.R. Optimization of crude oil dehydration in an industrial spiral-type gravitational coalescer // Separation Science and Technology. – 2016. – Vol.51. – №.13. – P.2297-2306.
19. Shvetsov Vladimir Nisonovich, Yunusov Anas Anvarovich, Nabiullin Marat Idrisovich. New technical solutions on perfection of electric dehydrators providing dehydration and desalinization of oil // Journal of Petroleum Science and Engineering. Russia. – 2012. – №5 – С.48-54.
20. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия (с Изменениями N 1, 2).
21. Issaka S.A., Nour A.H., Yunus R.M. Review on the fundamental aspects of petroleum oil emulsions and techniques of demulsification // Journal of Petroleum & Environmental Biotechnology. – 2015. – Vol.6. – №.2. – P.1.
22. Gholam RezaChecka, Dariush Mowla Theoretical and experimental investigation of desalting and dehydration of crude oil by assistance of ultrasonic irradiation // Ultrasonics Sonochemistry. – 2013. –Vol.20. – P.378-385.
23. Francis S.Manning, Richard E.Thompson Oilfield Processing, Vol.2: Crude Oil. – P.435.
24. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина, З.В. Криницына; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 46 с.
25. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022);
26. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования;
27. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда: учебное пособие для вузов / П.П. Кукин и др. – 5-е изд., стер. – М.: Высшая школа, 2009. – 335 с.;

28. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.;
29. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.; введ. 08.05.2017.
30. СНиП 23–05–95. Нормы проектирования. Естественное и искусственное освещение. – М.: Минстрой России, введ. 01.01.1996.
31. ГОСТ 12.1.003-83 «Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности»
32. ГОСТ 31319-2006. «Вибрация. Измерение общей вибрации и оценка ее воздействия на человека».
33. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.; введ. 01.01.2011.
34. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.; введ. 1.10.1996.
35. ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования безопасности.
36. ГОСТ 17.1.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
37. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения.
38. Техника безопасности в электроэнергетических установках: справочное пособие / под ред. П. А. Долина. – Москва: Энергоатомиздат, 2016. – 400 с.
39. ГОСТ 22.0.04-97. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Биолого-социальные чрезвычайные ситуации.

Приложение А

(справочное)

Mathematical modeling of oil field preparation processes

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДМ02	Зайцева Ольга Юрьевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Мойзес О.Е.	к.т.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Надеина Л.В.	к.филол.н.		

The extracted crude oil contains gas, water, salts, mechanical impurities, etc.

Salts, which are often present in crude oil, are the chlorides of calcium, sodium and magnesium.

These salts can cause serious problems, such as corrosion of pipelines and equipment, their contamination and poisoning of catalysts during subsequent oil refining.

Therefore, crude oil extracted from wells is subjected to preliminary preparation: desalination and dehydration.

These processes are industrial processes for the removal of water-soluble salts from the oil stream.

The main goal of the primary preparation processes is to achieve sufficient purity of the product, which is regulated in accordance with GOST 51858-2002.

Typically, the desalination plant is a sequentially installed separator and settling tanks, where oil and water are separated by gravitational sedimentation.

Also, the emulsion is further washed with a stream of fresh hot water so that the salts react with water and then separate from the oil stream.

An electric current is used to separate stable emulsions or for large water cuts. Under its action, water molecules are polarized, coalesced, and gravitationally settle and separate from oil [6].

Physico-chemical properties of oil emulsions

An emulsion is a mixture of two liquid-immiscible liquids, one of which is dispersed as very small droplets in the other and stabilized with an emulsifying agent [4].

Water-oil emulsions are of three groups (types). Emulsion of the first group (O / W) is a direct emulsion, where oil droplets (non-polar liquid) act as a dispersed phase, and water (polar liquid) as a dispersion medium. Such an emulsion is also called hydrophilic.

An emulsion of the second group (W / O) is an inverse type emulsion, where water droplets are a dispersed phase, oil is a dispersion medium. Such an emulsion is also called hydrophobic.

The third group is a multiple emulsion. In practice, emulsions of B / H type are found in 95% percent of cases. The rarest emulsion of the third type - the multiple emulsion. Such an emulsion usually has a high concentration of various mechanical impurities [5].

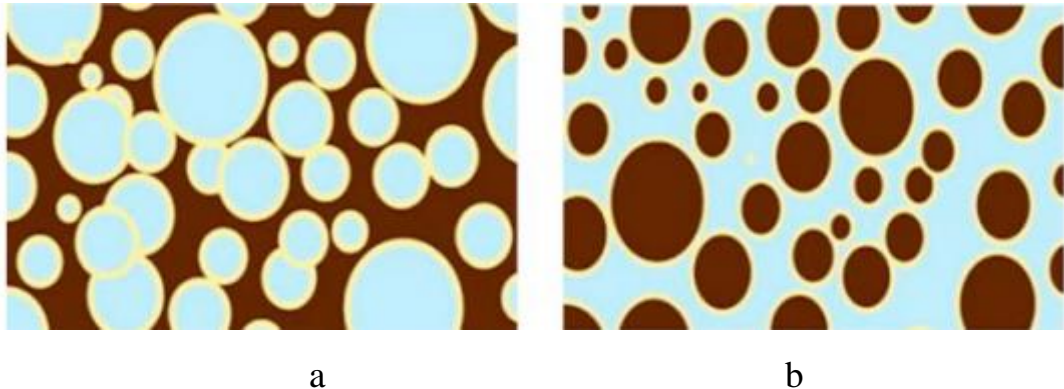


Fig. 6.1 (a) Water-in-oil emulsion (b) Oil-in-water emulsion

One of the most important characteristics of the emulsion is the dispersion of water particles.

Particle size emulsions:

- $d_k = 0,1-20 \mu\text{m}$ – finely dispersed;
- $d_k = 20-50$ microns – medium dispersed;
- $d_k = 50-100$ microns – coarse;
- $d_k = <0,1 \mu\text{m}$ – colloidal.

Droplets of dispersed water have a diameter of 0,1-1000 microns. A shell, which is a concentrate of high-molecular substances of oil, surrounds each drop of water: resins, asphaltenes, and mechanical impurities. The presence of the solvation layer creates a protective shell, and it prevents the merging of water droplets even in a collision.

An important property of emulsions is their resistance to delamination, which is understood as the time required for complete separation of the emulsion by settling. This property is characterized by kinetic and aggregative stability.

Kinetic (sedimentation) stability is the ability of a system to resist sinking (floating) under the action of Archimedean forces.

Aggregative stability is the ability of the globules of the dispersed phase to maintain their original size when colliding with each other.

Coalescence is the process of merging globules when colliding with each other.

Flocculation is the sticking of globules with formation of the unit.

The essence of the modern approach to the process of preliminary preparation of the emulsion and separation is the maximum reduction of its aggregative and kinetic stability before the processes of settling.

The main factors determining the stability of the emulsion include:

1. The average particle diameter of water. The smaller the diameter, the slower it will settle in the mass of oil, the more stable the emulsion, therefore, to reduce the stability of emulsions, it is necessary to create conditions for effective coalescence.

2. Emulsion lifetime. The more time passes since the formation of the emulsion, the thicker the solvation shell is around the water droplets, which prevents the coalescence of the droplets.

A large role is played by the hydrodynamic effect on the oil flow. The more oil is exposed to such effects, the more stable the emulsion (for example, the number of pumps, valves, pipeline length and profile, etc.).

3. Physico-chemical properties of oil and the composition of emulsified water (density, viscosity and composition of emulsifiers). It should be noted that the difference between the density of water and oil increases with increasing temperature, since the density of oil changes much more than the density of water.

The deposition rate increases with decreasing viscosity. To do this, the temperature has to be increased.

4. Emulsion temperature. As the temperature rises, the composition and thickness of the solvation layer around water droplets changes and, as a result, the stability of the emulsions decreases.

Methods of destruction of water-oil emulsion

Demulsification is an intricate process as oilfield emulsions are, in principal, complex, stable liquid-liquid colloidal suspensions comprising of dispersed/internal phase, continuous/external phase, and emulsifying agents basically present at the oilwater interface. An effectual demulsifying route must thus be capable of annulling/minimizing the stability of targeted emulsion, leading to separation of immiscible phases. Demulsification techniques are generally classified into three categories, i.e., chemical, biological, and physical treatments. Physical demulsification includes gravitational settling, centrifugation, pH adjustment, thermal treatment, filtration (adsorption and coalescing filters), electrical demulsification (electrocoalescence), membrane separation, ultrasonic, inertial. However, physical treatments of emulsions have often been employed in conjunction with other (physical, chemical, or biological) separation methods to establish hybrid systems in order to improve the destabilization of emulsions up to satisfactory levels.

In this paper, it is attempted to overview the most commonly employed demulsification methods by discussing the effective factors involved in contribution to improving their efficiency for separation of emulsions. The rest of demulsification techniques mentioned above are not included here.

Chemical demulsification. Stable emulsions are formed only when emulsifying materials are present. Immiscible liquids can be separated by omission, variation, or neutralization of the emulsifying agents. In this respect, appropriate chemicals with demulsifying characteristics particular to the crude oil to be treated are added to deliver rapid, costeffective, and adaptable separation of emulsions. This concept is correspondingly applicable for the treatment of O/W emulsions. Thousands of patents and articles have focused on the feasibility of numerous chemical substances for destabilization of various emulsions in petroleum industry.

Attainment of efficient chemical demulsification approaches for the separation of W/O emulsions relies on the implementation of the following steps:

1. Sufficient amount of an aptly chosen chemical must be added to the emulsion.
2. Complete mixing of the chemical with the emulsion must be done.
3. Enough heating may be necessary to accelerate the separation of or completely break the emulsion.
4. Adequate residence time in containers must be allocated to enable settling of demulsified water droplets.

Membrane demulsification. Exploitation of membrane separation process for oily wastewater treatment has been triggered since 1973. The uniformity of the permeate (treated water) quality irrespective of influent variations, absence of extraneous chemicals, high separation efficiency, useful for separation of micron and submicron droplets, compact setting, and lower energy cost than thermal treatments are perceived as the main benefits of membrane treatment. Nonetheless, high capital costs for very large effluent volumes, fairly low permeate flux, fouling and degradation of polymeric membranes during function, and their sensitivity to polar and chlorinated solutions are the constraints to the wide-ranging membrane applications. In membrane demulsification, the core emphasis has been given to optimization of permeate flux and separation efficiency as well as minimization of membrane fouling.

Membrane filtration processes involve rejection of some components in a solution by the membrane. Prior to reaching the steady state, the convective flow of these components oriented toward the membrane surface is larger than that caused by diffusion backflow directed to the bulk solution. As a result, build-up of the rejected components occurs at the membrane surface. This recognized phenomenon is regarded as concentration polarization bringing about several negative impacts on membrane operations, such as increase in osmotic pressure, decline in transmembrane flux, and variations in rejection properties. Low transmembrane

pressure (TMP) and slow flow rates of the emulsion passing across the membrane are the grounds for the formation of concentration polarization.

As such, it is necessary to increase the backward transport of solute to the bulk solution by some ways so as to reduce this build-up at the membrane surface. The most common means of tackling this difficulty is to configure the membrane module in a way that the flow of feed solution is tangential to the surface of membrane; the flow can be either turbulent or high-shear-stress laminar.

Ultrafiltration (UF) and reverse osmosis (RO) have been found effective for treatment of soluble oil emulsions. In addition to high oil rejection capacity, these types of membranes have good performance in rejection of total organic carbon (TOC) and reduction of chemical oxygen demand (COD) and total surface charge (TSC) from the O/W emulsions. Outwardly, microfiltration (MF) membranes have more frequently been used for resolving O/W emulsions than W/O emulsions, while porous glass membranes have more often been exploited to treat W/O emulsions than wastewater. Demulsification by the use of ion-exchange resin membrane was also proposed several decades ago.

Electrical demulsification. Electrical demulsification is generally considered advantageous from the perspective of energy consumption as compared with other demulsification approaches, such as heating or centrifugation, in addition to ecological validity. However, the drawback of this process is formation of fine secondary droplets during the coalescence, making it more burdensome to separate the produced smaller water drops. This effect is turned out either due to imposing too high electric field on the W/O emulsion, or when the dispersed aqueous drops have been enlarged too much. There are two competing processes to determine whether these secondary droplets are formed; one is necking as a result of droplet deformation due to electric field, and the other is pumping of the content of the water drops into the oil phase, which is driven by the IFT of the droplet liquid; the ratio of electrical stress energy required for the former process to the energy needed for the latter one, introduced by the product of Weber and Ohnesorge dimensionless numbers, has been reported to be a useful tool for optimization of the design of electro-coalescers with

regard to liquids characteristics, exerted electric potential, and electrode structure and geometry.

The technologies and mechanisms associated with electrostatic enhancement of coalescence of W/O emulsions have already been reviewed by researchers. The destabilization efficiency of W/O emulsions subjected to alternating current (AC) electric field is dependent upon various factors including temperature, shear rate, water fraction, oil characteristics, emulsion residence time, and the features of electric field applied (such as field strength, duration, waveform, and frequency). It has been observed that elevating temperature, strength (voltage), duration, or frequency of the imposed electric field leads to noticeably enhanced dehydration performance of W/O emulsions. However, demulsification productivity of such emulsion substantially changed with different waveforms in declining order of square, sinusoidal, and triangular.

The optimum frequency is typically influenced by the dielectrics, the rheological and electrical characteristics of dispersed phase, and the droplet size of emulsion. Primary size of droplets in an emulsion significantly affects the optimum frequency of an electric field exerted for emulsion separation. In this respect, nonhomogenized emulsions containing bigger droplet size require much lower optimal frequency to be demulsified in comparison with homogenized emulsions having small, narrowly distributed dispersed droplets. The frequency magnitude may prominently depend on the electric field strength; the choice of optimum frequency is particularly essential at low voltages. However, with regard to the increase of droplet diameter during the dehydration process of crude oil emulsions and variation of optimum frequency of an electric field with droplet size. Zhang et al. discovered that in the case of varying frequency, an appropriate selection and combination of frequencies resulted in improved dehydration performance of the pulsed direct current (DC) electric field in comparison with the most effective (optimal) frequency when it was kept constant.

In contrast to large voltages, large frequencies do not usually influence on increment in droplets distortion and emulsion resolution. The droplets may not even

have adequate time to respond to rapid variations in alternating current at too high frequencies, giving rise to formation of shorter chains of drops. Crude oil emulsions are far more rapidly (and perhaps irreversibly) flocculated when subjected to certain electric field voltage due to greater number of droplets and hence lower distance between them, leading to reduction in emulsion viscosity. That is why low concentrated emulsions typically undergo laminar or turbulent flow by internal mixing to initially aid in approaching of droplets and forming chains. The crude oil viscosity, principally owing to its paraffinic content and asphaltene, is a dominant, representative factor in evaluation of crude oil electrostatic dehydration and desalting efficiencies as it reflects both chemical (paraffinic content, asphaltene, and metal, such as Fe and Ni, fractions) and electrical (crude oil conductivity) effects of the crude oil samples in all bench, pilot-plant, and industrial scales. The oil viscosity of W/O emulsions under electric field affects the coalescence rest time of water droplets. The higher the oil viscosity, the longer the coalescence rest time; this is because the impact velocity of the falling water drops in high-viscosity oil is lower than that in low-viscosity oil.

Contrary to W/O emulsions, electrical demulsification has seldom been exploited to destabilize O/W emulsions. Utilization of high electric field to O/W emulsions undeniably initiates the electrolysis of both the aqueous phase and the electrodes, resulting in the contamination of chemicals existing in the emulsion. Voltages higher than optimum voltage for breaking O/W emulsions may also trigger their re-emulsification. Conversely, high electric field has commonly been applied to demulsify W/O emulsions because low electric field proves ineffective for their separation.

Efficiency and effect of electrostatic coalescence of O/W emulsions are dependent on type and concentration of their chemical constituents (such as oil, electrolyte, and surfactant used as emulsifier) and water content. Ichikawa et al. employed a low external electric field ($1\text{--}10\text{ V cm}^{-1}$) to demulsify some model O/W emulsions and discovered that:

- Increasing the electrolyte concentration or decreasing the ionic surfactant concentration enhanced the electrical demulsification.
- O/W emulsions stabilized by a nonionic polymer surfactant were not electrically demulsified since they are stabilized by steric effects caused by the adsorption of polymer molecules on the surfaces of droplets but not by the electrostatic interactions developed from the surface charges of emulsion droplets.
- Dense O/W emulsions (low water content) were quickly demulsified, whereas dilute (high water content) emulsions were demulsified solely near an electrode after being compacted by electrophoresis of the oil droplets, indicating that the reciprocal contact of the drops across the thin intervening water phase is crucial for an instant demulsification.

Varied mechanisms have been described for the electrostatic separation of W/O emulsions. An external electric field can promote the coalescence not only between the dispersed droplets, but also between droplets and interface. In general, a three-step coalescence mechanism is introduced: approaching of dispersed droplets, interfacial film thinning, and ultimately film rupture leading to coalescence of droplets. The overall governing step is often the film thinning process which is appreciably improved applying an effectual electric field. Other mechanisms proposed are chain formation of droplets, formation of intermolecular bonds, dipole-dipole coalescence, electrophoresis, dielectrophoresis, random collisions, and electrorefining. Besides optical microscopy and coalescence measurement techniques, electrical conductivity is considered as a useful tool to distinguish the water droplets coalescence from their chain formation when subjected to high voltage gradients, as related to the crude oil-water interfacial rheological features; incompressible oil-water interface hampers the droplet-droplet coalescence and establishes chains of water droplets (high conductivity), yet compressible interface contributes to an efficient coalescence followed by marginal conduction. Rayat and Feyzi have recently proposed a modified thermodynamic model introducing dipole-induced dipole attraction force in electrical demulsification of W/O emulsions, taking into account both water droplet size and the adsorbed layer thickness of

asphaltenic film around the water globules, and found it to be a more realistic model which could predict the electrical field strength, required for emulsion breakup, remarkably lower than that of the unmodified model which considered the dipole-dipole interactions irrespective of mutual induction, as evaluated in an earlier report. Both AC and pulsed DC modes of electric field entail induced dipoles on the water drops, resulting in attraction and coalescence between contiguous droplets [6].

The most underlying force for stabilization of charged oil droplets in water is the double layer force produced by the overlap of diffuse electric double layers of the proximate droplets. The strength of this force is measured by the concentration of ions present in water plus the surface charge densities of adjoining droplets. The mechanism of electrical demulsification of O/W emulsions stabilized by anionic surfactant(s): migration of surface ions takes place under an external electric field in order to minimize the electrostatic potential gradient brought about by the electric field. As a result, the surface charge density at the right side of the biggest droplet, which is vertical to the applied field direction, becomes the lowest. As the decrease in surface charge density lessens the height of potential energy barrier, a small droplet close to the surface with the least surface charge density is firstly fused with the largest droplet. Fusion of the small drops further enlarges the volume of the biggest droplet. The charge density on the right hand of the biggest droplet is thus more reduced. Decrement of the surface charge density diminishes the potential barrier and speeds up the coalescence process. The imposed external field consequently demulsifies the emulsion.

Thermal demulsification. Thermal demulsification involves heating the emulsion, settling and washing the oil with hot water.

Typically, the temperature increase provides a reduction in the viscosity of the oil phase, improves the discrepancy between the oil and water phases, increases the number of droplet collisions, and usually weakens the stabilizing film surrounding the droplets.

However, the rate of diffusion of asphaltenes to the boundary increases with increasing temperature as a result of a decrease in the viscosity of the crude oil.

Emulsifiers and demulsifiers of oil emulsions

All crude oils, whatever their origin contains certain characteristics which would likely make them emulsifiable. For emulsions to form, three conditions must be satisfied. These conditions are (a) the two liquids forming the emulsion must be immiscible, (b) there must be sufficient agitation to disperse one liquid as droplets in the other, and (c) the presence of an emulsifying agent.

For an emulsion to form, the system must have the presence of water (brine), crude oil and sufficient agitation documented that the formation of emulsions requires; differences in solubility between the continuous phase and the dispersed phase, the existence of intermediate agents having partial solubility in both phases and the presence of an energy source or sources, sufficient enough to mix the phases.

Also, of paramount importance are the types of emulsifying agents or simply called emulsifiers. Emulsifiers are associated with the produced crude oil. Since the nature and compositions of crude oils vary so widely, there exists also a great variety of crude oil emulsifiers. To formulate concentrated stable emulsions, either oil-in-water or water-in-oil type, the third substance is required apart from the two liquids. This substance is called an emulsifying agent, or simply an emulsifier. The nature of the emulsifying agent determines what type of emulsion forms. Thus, the lastingness (known as stability) of the emulsion is dependent upon the rigorousness of the agitation and upon the emulsifying agents.

However, in a sizable number of cases, it is believed to be colloidal asphalt, which includes all asphalts and similar substances which occur in colloidal dispersion in crude oil. Since the nature and compositions of crude oils vary so widely, there exists also a great variety of crude oil emulsifying agents. These emulsifiers include asphaltic materials, “resinous substances, soluble organic acids, particles in the ocean, particles found in crude oils including waxes and asphaltenes, particles found in sea water including suspended sediments, dissolved surfactants which accumulate at the water/oil interface including metallic salts, organic acids, organic bases and organometallics. And other tiny particles of solids, including products of corrosion of

the equipment involved or particles of the producing formation, in case of wells completed in unconsolidated sands and sandy shales, are also the emulsifying agents contributing toward stability of the emulsions.

Evidently, an emulsion with higher emulsifier concentration requires larger concentration of chemical demulsifier for treatment. Appropriately, the emulsions formed during chemical EOR as a tertiary oil recovery process need a higher amount of demulsifier (normally hundreds of ppm, or even more in extreme circumstances) than those gained from primary and secondary oil recoveries as clarified in Section 1. As a result, too little demulsifier may not break the emulsion produced from chemical EOR, while overdosing demulsifier would result in the emulsion re-stabilization. However, the hydrophilicity or lipophilicity and molecular weight of a demulsifier are the determining factors in identification of its optimum dosage for breaking an emulsion. Equally, if an alkaline additive, for instance, increases the hydrophilicity of asphaltenes in a W/O emulsion through ionization effect, lesser amount of an efficient hydrophilic demulsifier for achievement of an optimum formulation in which separation rapidly occurs is required. Likewise, demulsifying surfactants with too low molecular weight ($MW < 4000$) are unable to resolve the W/O emulsion with low dosages (300–400 ppm) regardless of their hydrophilic/lipophilic affinities. Additionally, separation vessel dimensions may influence the optimal demulsifier dosage, owing to their impact on the contact time between emulsion and separator and/or on fluid dynamics. For example, it was evidenced that larger bed height of a coalescing separator improved the oil removal efficiency of an O/W emulsion due to the provision of longer contact/retention time. In terms of fluid dynamics effects, regions of high shearing, for example, can cause drops to come closer together and enhance their collision probability, resulting in decrease of the demulsifier concentration required to achieve the minimum emulsion stability [18].

Most commercial demulsifiers employed to rupture the W/O emulsions are soluble in oil. The interfacial activity of the oil-soluble demulsifiers is dominated by the diffusion rate from the bulk phase to the interface plus the adsorption obstacle at the oil-water interface. In specific cases, some oil-soluble demulsifier components

can be dissolved (partitioned) into the dispersed phase (water droplets in the case of W/O emulsions); this process is referred to as “partitioning,” which is distinguished as a key factor in demulsification mechanism. The partitioning/distribution coefficient, defined as the ratio of demulsifier concentration in the aqueous phase to that in the oil phase, is markedly affected by temperature, hydrocarbon phase polarity, and electrolyte content in water. The partitioned demulsifier components in the droplet phase can vigorously influence the oil-water dynamic interfacial characteristics, such as the IFT gradient or the Marangoni-Gibbs stabilizing effect. In order to accomplish a quality performance for destabilizing a generic emulsion, a demulsifier primarily dissolved in the continuous phase should hold the following properties:

1. The demulsifier has to be able to partition into the dispersed phase.
2. The demulsifier concentration in the droplet must be adequate to guarantee sufficient diffusion flux to the interface.
3. The interfacial activity of the demulsifier must be sufficiently large to suppress the IFT gradient as well as the Marangoni-Gibbs stabilizing effect, thereby expediting the film drainage and thinning rate and enhancing coalescence.

A partitioned demulsifier increases the static/dynamic interfacial activity and submits a high adsorption rate to the interface while efficiently reducing the film dilatational modulus together with dynamic film/interfacial tension, yielding a supreme demulsification performance. Hence, without demulsifier partitioning, the demulsifier is unable to effectively diminish the film dilatational modulus, owing to its lack of adsorption on the film interface.

The mechanism of the process of dehydration and desalting in an electric field

Since the first apparatus for electrically separating reverse-type emulsions was proposed in 1911, electric dehydrators have taken a firm place in the oil-

producing and oil-refining industries, proving that electric fields are the most powerful and effective means of deep dehydration and desalting of oil. The main advantages of electrodehydrators over conventional thermochemical clarifiers, in which the separation of oil-water emulsion phases occurs uncontrollably in a natural way under the action of gravitational force and require a long time, are forced coalescence and coarsening of water emulsified in oil, as a result of which both water separation rate and depth increase dehydration and desalting oil [19].

The duration of sedimentation of droplets under the action of gravity varies considerably. First of all, it depends on the size of the water droplets.

If the speed depends linearly on the difference between the densities of water and oil and the viscosity of oil, then it depends quadratically on the radius of the droplets, so the task of acting on the emulsion with an electric field is to maximize the emulsified water droplets.

Entering into the external electric field, water droplets in oil are polarized and deformed into ellipsoids of rotation, oriented by large axes in the direction of the field lines. As a result, the forces of dipole-dipole attraction appear between adjacent drops.

Dipole-dipole forces of mutual attraction are the main factor ensuring the convergence of water droplets and their coalescence.

When the dipoles collide, the shells weakened by the deformation are broken, the particles merge, become larger and settle under the action of gravity (Figure 6.2).

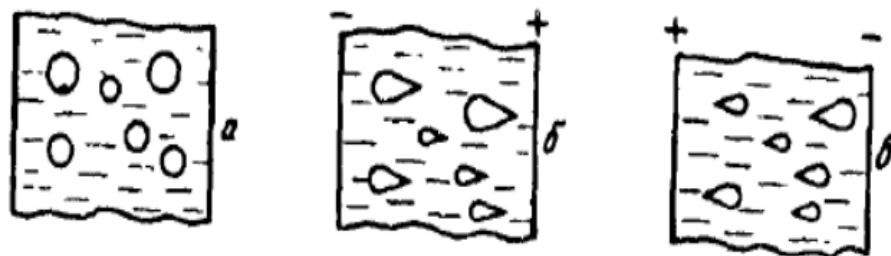


Fig. 6.2 Diagram of the effect of the electric field on the emulsion:

a - without applying the field; b and c - emulsion in an electric field when changing the polarity of the electrodes

The process of electrocoalescence includes three stages [19]:

- Polarization of droplets and their deformation into ellipsoids of rotation;
- Transport stage - approach of droplets under the action of dipole attractive forces to distances not exceeding the range of the molecular attractive forces of Van der Waals-London (~ 500 nm);

- Actually an act of coalescence drops;

Moreover, if stages 1 and 3 are fleeting, then the stage of approaching drops in a viscous medium is inertial and it requires much more time.

The process of electrocoalescence is probabilistic, statistical in nature, and its effectiveness depends on the fulfillment of a number of conditions. However, in any case, the condition of preliminary elimination of the structural-mechanical barrier, that is, destabilization of the reservation shells on water droplets by the action of a properly selected demulsifier, is an axiom.

Equipment for electric dehydration

Historically, two directions of development have been formed in the electro-emulsion technique of oil: compact devices, called electrocoalescers, whose function is only the enlargement of the dispersed phase of oil emulsions with subsequent gravitational phase separation in settling equipment, and bulk electrohydrators, in which both these processes are combined. For one reason or another, the electrode dehydrators have become widespread. Currently, the Russian fleet of electric dehydrators in the overwhelming majority is represented by horizontal electric dehydrators of domestic production of 63 ... 200 m³, and at a number of refineries - also morally and physically obsolete spherical electrohydrators with a capacity of 600 m³ developed in the first half of the last century.

Thus, there are three types of design solutions for devices that have different technological parameters, which are schematically presented in Figure 6.3:

- Spherical dehydrator $V = 600 \text{ m}^3$; $P = 6-7 \text{ atm.}$;
- Vertical cylindrical electrode dehydrator $V = 30 \text{ m}^3$; $P = 16 \text{ atm.}$;
- Horizontal cylindrical electrode dehydrator $V = 160 \text{ m}^3$; $P = 16 \text{ atm.}$

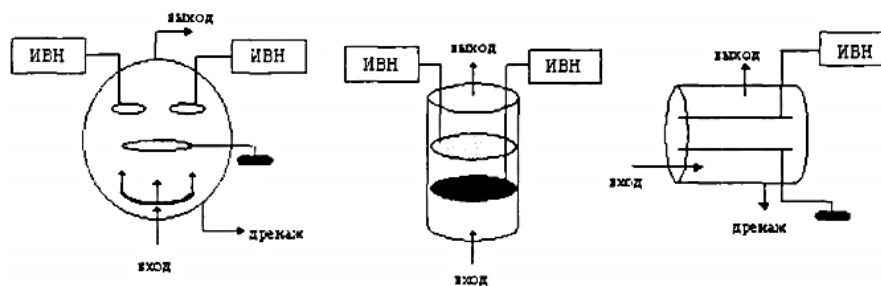


Fig. 6.3 Constructions of electric dehydrators

The characteristics of horizontal dehydrators should only be considered. As a rule, these are apparatuses with lower distributed input of raw materials under the layer of produced water and upper withdrawal of commercial oil through a collection collector. The electrode system is a potential and grounded horizontal lattice steel electrodes, which are suspended horizontally above each other and have the shape of rectangular frames occupying the entire cross section. The distance between the electrodes is 25-40 cm, they are powered by two transformers with a power of 50 kW.

The emulsion passes through three treatment zones. In the first zone, the emulsion passes a layer of distilled water, the level of which is maintained automatically 20-30 cm above the dispensing manifold. In this zone, the emulsion is subjected to water washing, because of which it loses the bulk of the produced water. Dehydrated emulsion, moving in a vertical direction at low speed, is sequentially processed first in the zone of weak electric field strength (second zone), between the level of settled water and the lower electrode, and then in the zone of strong tension, between both electrodes.

The analysis shows that a number of design and technological flaws that seriously limit their effectiveness, efficiency and safety characterize these devices. The first thing that cannot be noted is the interelectrode breakdowns, that are inevitable when using metal electrodes. The mechanism of this phenomenon is well known and is due to the action of dielectrophoretic forces, which draw in polarized water droplets in the region of local inhomogeneities of the electric field with an increased intensity and build up conducting chains from water droplets. The process

proceeds spontaneously and uncontrollably up to a short circuit of the electrodes. That is why these electrode factors are extremely critical to the concentration of water in the emulsion entering the interelectrode space [19].

A serious disadvantage of the existing dehydrators is the imperfection of the collectors of the input of raw materials, leading to the occurrence of circulation flows and turbulence in the apparatus, significantly worsening the process of sludge in them.

Extremely important factor affecting the efficiency, reliability and safety of operation of electric dehydrators are the characteristics of the used high-voltage power sources. Depending on the size of the electric dehydrators, the physicochemical and electrophysical properties of the raw materials of high-voltage power supplies, they must have the power and output voltage of alternating or direct current sufficient to stably maintain the required electric field strength in the apparatus, the ability to easily switch the output voltage, to be uncritical to sudden changes in current loads, sealed and explosion-proof.

The only reliable method of selecting the optimal demulsifier is an experimental test of the demulsifying ability on a model emulsion. In addition, modern enterprises prefer non-ionic demulsifiers.


Приложение Б

Таблица 4.12 – Календарный план график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Продолжительность выполнения работ																
	Т, дней	2020				2021								2022			
		сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	январь	февраль	март	апрель	май	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	март	апрель	май
Составление и утверждение технического задания	2																
Подбор и изучение материала по теме	100																
Выбор направления исследования	5																
Календарное планирование работ по теме	6																
Проведение теоретических расчетов и обоснований	20																
Расчет на компьютере влияния основных технологических параметров на эффективность процесса	130																
Обработка и оценка эффективности полученных результатов	122																
Составление пояснительной записки	93																
Подготовка к защите дипломной работы (разработка презентации и раздаточного материала)	9																

 – Мойзес О.Е.;

 – Зайцева О.Ю.;

 – Мойзес О.Е., Зайцева О.Ю.