

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической
технологии, нефтехимии и биотехнологии

Кафедра Химической технологии топлива и химической кибернетики

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Моделирование процесса разрушения водонефтяных эмульсий

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2К31	Щетинина Мария Евгеньевна		

УДК 665.614.066.3-047.58

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ХТТ и ХК	Мойзес Ольга Ефимовна	Кандидат технических наук		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	Кандидат экономических наук		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ХТТ и ХК	Юрьев Егор Михайлович	Кандидат технических наук		

Томск – 2017 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВПО, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Профессиональные компетенции</i>		
Р1	Применять базовые математические, естественнонаучные, социально-экономические и специальные знания в профессиональной деятельности	Требования ФГОС (ПК-1,2,3,14,16,17,18), Критерий 5 АИОР (п.1.1)
Р2	Применять знания в области энерго- и ресурсосберегающих процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии для решения производственных задач	Требования ФГОС (ПК-4,5,9,15 ОК-7), Критерий 5 АИОР (пп.1.1,1.2)
Р3	Ставить и решать задачи производственного анализа, связанные с созданием и переработкой материалов с использованием моделирования объектов и процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии	Требования ФГОС (ПК-4,5,8,11 ОК-2,4), Критерий 5 АИОР (пп.1.2)
Р4	Проектировать и использовать энерго- и ресурсосберегающее оборудование химической технологии, нефтехимии и биотехнологии	Требования ФГОС (ПК-8,11,23,24), Критерий 5 АИОР (п.1.3)
Р5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области энерго- и ресурсосберегающих процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии	Требования ФГОС (ПК-1,4,5,19-22, ОК-7,10), Критерий 5 АИОР (п.1.4)
Р6	Осваивать и эксплуатировать современное высокотехнологичное оборудование, обеспечивать его высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на производстве, выполнять требования по защите окружающей среды	Требования ФГОС (ПК-6,7,10,12,13,14,17 ОК-3,4,8), Критерий 5 АИОР (п.1.5)
Р7	Демонстрировать знания социальных, этических и культурных аспектов профессиональной деятельности	Требования ФГОС (ОК-1,2,6-10), Критерий 5 АИОР (пп.2.4,2.5)
Р8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-6,7,8), Критерий 5 АИОР (2.6)
Р9	Владеть иностранным языком на уровне, позволяющем разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности	Требования ФГОС (ОК-11), Критерий 5 АИОР (п.2.2)
Р10	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации	Требования ФГОС (ОК-3,4,5,12), Критерий 5 АИОР (пп. 1.6, 2.3)

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки Энерго- и ресурсосберегающие процессы химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Кафедра Химической технологии топлива и химической кибернетики

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

_____ Юрьев Е.М.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
2К31	Щетининой Марии Евгеньевне

Тема работы:

Моделирование процесса разрушения водонефтяных эмульсий

Утверждена приказом директора (дата, номер)	420/с от 31.01.2017 г.
--	------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	3.06.2017 г.
---	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам экономический анализ и т. д.).

Физико-химические характеристики нефти; производительность установки промышленной подготовки нефти, диаметры подводных трубопроводов.

Перечень

подлежащих

1. Литературный обзор; Механизм влияния

<p>исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p><i>деэмульгаторов на разрушение водонефтяных эмульсий. Технология процессов обезвоживания нефти. Зависимость межфазного натяжения от расхода химического реагента.</i></p> <p>2. Объекты и методы исследования; <i>Водонефтяная эмульсия, математическое моделирование.</i></p> <p>3. Расчеты и аналитика; 3.1. Описание математической модели; 3.2. Методики расчета межфазного натяжения от расхода деэмульгатора; 3.3. Корректировка модели и программы расчета 3.4. Исследование влияния технологических параметров на процесс каплеобразования и анализ результатов;</p> <p>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение;</p> <p>5. Социальная ответственность; Заключение.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p><i>Методики расчета межфазного натяжения – 1 л; Результаты проведенного исследования – 2 л.</i></p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Рыжакина Татьяна Гавриловна</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Немцова Ольга Александровна</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>6.02. 2017 г.</p>
--	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мойзес Ольга Ефимовна	К.Т.Н., доцент		6.02.2017 Г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2К31	Щетинина Мария Евгеньевна		6.02.2017 Г

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2К31	Щетининой Марии Евгеньевне

Институт	Электронного обучения	Кафедра	ХТТ и ХК
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Энерго- и ресурсосберегающие процессы химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Бюджет затрат научно-исследовательского проекта составил 2274638902,38 руб.</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Учтены отчисления во внебюджетные фонды</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Проведение предпроектного анализа. Выполнение SWOT-анализа.</i>
<i>2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований</i>	<i>Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.</i>
<i>3. Планирование процесса управления НИИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>Разработан календарный план проекта. Определён бюджет НИИ</i>
<i>4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Спроектирована конкурентоспособная разработка, отвечающая требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
<i>1. Оценка конкурентоспособности технических решений</i> <i>2. Матрица SWOT</i> <i>3. График проведения НИИ</i>	

<i>4. Определение бюджета НТИ</i>	
<i>5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ</i>	
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	6.02.2017

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	Кандидат экономических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2К31	Щетинина Мария Евгеньевна		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2К31	Щетининой Марии Евгеньевне

Институт	ИПР	Кафедра	ХТТ и ХК
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, биотехнологии и нефтехимии

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Объект исследования – технология обезвоживания и обессоливания нефти. Область применения – нефтеперерабатывающая промышленность;</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое 	<p>1.1 <i>Нефть относится к 3 классу опасности;</i> <i>Вредные факторы:</i> – <i>Повышенный уровень шума СанПиН 2.2.4.3359-16;</i> – <i>Недостаточность освещения рабочей зоны ГОСТ Р 55710-2013;</i> – <i>Загазованность рабочей зоны ГОСТ 31378-2009.</i></p> <p>1.2 <i>Опасные факторы:</i> – <i>Электрическое напряжение ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ;</i> – <i>Процесс ведется под избыточным давлением ПБ 10-115-96;</i> – <i>Опасность термических ожогов РД 153-34.0-03.702-99;</i> – <i>Опасность взрыва и пожара ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ;</i> – <i>Расположение рабочего места на высоте ПОТ РМ 012-2000.</i> <i>СИЗ: противогазы, защитные рукавицы,</i></p>

<p>электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</p> <ul style="list-style-type: none"> – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p><i>мази и пасты, очки, защитные противошумные наушники ГОСТ 12.4.068.</i></p> <p><i>Средства коллективной защиты: приточно-вытяжная вентиляция с механическим побуждением.</i></p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p><i>Промышленный объект четвертого класса – 100 м.</i></p> <p><i>Основными загрязнителями атмосферы на производстве являются:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Диоксид азота;</i> • <i>Углерод черный (сажа);</i> • <i>Оксид углерода;</i> • <i>Метан;</i> • <i>Бензапирен.</i> <p><i>Для защиты гидросферы предусмотрено:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Обвалование площадок;</i> • <i>Дренажные емкости для сбора разливов нефтепродуктов;</i> • <i>Сточные воды проходят механическую очистку.</i> <p><i>Защита литосферы осуществляется утилизацией отходов производства, установленным регламентом производства.</i></p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p><i>Перечень возможных ЧС:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>Взрывы, пожары, разгерметизация трубопровода</i> – <i>Протечки в запорно-регулирующей арматуре или в аппаратах;</i> – <i>Сбой системы электроснабжения;</i> – <i>Увеличение содержания нефтепродуктов в подтоварной воде;</i> – <i>Унос нефти на УОГ;</i> – <i>Повышенная вибрация насоса;</i> – <i>Давление на приеме насоса ниже нормы.</i> <p><i>При возникновении ЧС в первую очередь необходимо сообщить в пожарную охрану и скорую помощь.</i></p> <p><i>Прекращение подачи сырья;</i></p> <p><i>Отсечь аварийный участок;</i></p> <p><i>Переключен на резервную линию;</i></p> <p><i>Отцепить территорию лентой и выставить необходимые знаки.</i></p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой 	<ul style="list-style-type: none"> – <i>сокращенная продолжительность рабочего времени – не более 36 часов;</i> – <i>ежегодный дополнительный</i>

<p>рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p><i>оплачиваемый отпуск – не менее 7 календарных дней;</i></p> <p><i>– повышение оплаты труда – не менее 4% тарифной ставки (оклада).</i></p>
---	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	6.02.2017 г.
---	--------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2К31	Щетинина Мария Евгеньевна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 83 с., 10 рис., 5 табл., 48 источников, 2 приложения.

Ключевые слова: водонефтяные эмульсии, деэмульгаторы, поверхностное натяжение, диаметр капель, обводненность

Объектом исследования является водонефтяная эмульсия, а также реагенты-деэмульгаторы. Метод исследования – математическое моделирование.

Цель работы – исследование процесса каплеобразования с учетом влияния деэмульгатора при разрушении водонефтяных эмульсий.

В процессе исследования проводились поиск и обработка экспериментальных данных и исследование с применением математического моделирования.

В результате исследования получены теоретические зависимости влияния концентрации химического реагента на межфазное натяжение, рассчитаны показатели процесса каплеобразования: диаметр капли, поверхностное натяжение и длина трубопровода.

Область применения: результаты исследований могут быть применены на практике работ установок промышленной подготовки нефти, а также в учебном процессе, например, при проведении лабораторных работ.

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

В будущем планируется исследование процессов и поиск эффективных режимов в промышленной подготовке нефти.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	13
1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ.....	14
1.1 Образование и свойства водонефтяных эмульсий	14
1.2 Классификация и механизм влияния деэмульгаторов на разрушение водонефтяной эмульсии	19
1.3 Методы разрушения водонефтяной эмульсии	22
2 ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ	34
3 РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА.....	Ошибка! Закладка не определена.
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	36
3.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	36
3.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	36
3.1.2 Анализ конкурентных технических решений	37
3.1.3 SWOT-анализ.....	38
3.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	42
3.2.1 Структура работ в рамках научного исследования	42
3.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ	42
3.2.3 Разработка графика проведения научного исследования.....	43
3.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	46
3.3.1 Расчет материальных затрат НТИ	46
3.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	47
3.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы.....	47
3.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	49
3.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды	49
3.3.6 Накладные расходы.....	50
3.3.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	50

3.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	51
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	54
4.1 Производственная безопасность	56
4.1.1 Анализ вредных факторов	57
4.1.1.1 Загазованность рабочей зоны	57
4.1.1.2 Недостаточное производственное освещение	58
4.1.1.3 Повышенный уровень шума на производстве	59
4.1.2 Анализ опасных факторов	59
4.1.2.1 Электробезопасность	59
4.1.2.2 Пожарная безопасность	61
4.1.2.3 Пожарно-профилактические мероприятия	62
4.1.2.4 Термическая опасность. Повышенная температура поверхностей	62
4.1.2.5 Расположение рабочего места на высоте	63
4.1.2.6 Сосуды, работающие под давлением	63
4.2 Экологическая безопасность	64
4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	67
4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	70
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	72
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	73
ПРИЛОЖЕНИЕ А	77
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	80

ВВЕДЕНИЕ

Продукция скважин на нефтяных промыслах представляет собой многофазную многокомпонентную смесь. Нефть, поступающая из скважин, содержит большое количество различных примесей, которые препятствуют ее дальнейшей транспортировке и переработке.

Важной проблемой на любых месторождениях в процессе подготовки нефти является ее обезвоживание и обессоливание по причине того, что со временем в процессе эксплуатации повышается доля воды в сырой нефти и изменяются ее физико-химические свойства [1].

Большие осложнения вызывают обводнение продуктивных пластов нефтяных месторождений, следствием чего является образование водонефтяных эмульсий. Данные эмульсии весьма стойкие и снижают показатели безотказности работы насосных установок, затрудняются сепарация газа и предварительный сброс воды и т.д.

Одним из эффективных методов разрушения водонефтяных эмульсий является химический метод с использованием реагентов-деэмульгаторов. Поэтому актуальность данной работы заключается в учёте влияния деэмульгаторов при разрушении водонефтяных эмульсий, а также поиск эффективных режимов и прогнозирование влияния технологических параметров на процесс каплеобразования при разрушении водонефтяных эмульсий.

Целью работы является исследование процесса каплеобразования с учетом влияния деэмульгатора при разрушении водонефтяных эмульсий.

Основные задачи:

- Разработка теоретических зависимостей и блока программы для учета влияния концентрации химического реагента на межфазное натяжение;
- Выполнение исследований влияния технологических параметров на процесс каплеобразования.

1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

1.1 Образование и свойства водонефтяных эмульсий

Нефть представляет собой сложную смесь углеводородов различного строения, а также многочисленных гетероорганических соединений.

При добыче и переработке нефть интенсивно перемешивается с водой, в результате образуются эмульсии различной дисперсностью и стабильностью. Эмульсия представляет собой дисперсные системы нерастворимых (нефти и воды) или малорастворимых жидкостей друг в друге, одна из которых диспергирована в другой, в виде капель различных размеров.

Эмульсии могут быть как термодинамически устойчивыми: характеризуются высокой степенью дисперсности, не требующими введения эмульгатора-стабилизатора, так и термодинамически неустойчивыми.

Российские и зарубежные исследователи классифицируют эмульсии по-разному. Российский автор Медведев В.Ф. [2], по характеру дисперсной фазы и дисперсионной среды дифференцируют эмульсии на три типа: эмульсии прямого типа: неполярная жидкость в полярной – нефть в воде (Н/В), эмульсии обратного типа: полярная жидкость в неполярной – вода в нефти (В/Н), а также «множественная» эмульсия, в которой более крупные капли дисперсной фазы содержат мелкие капли дисперсионной среды. В большинстве случаев «множественная» эмульсия содержит повышенное содержание механических примесей.

Зарубежные авторы [3, 4] классифицируют эмульсии на прямую эмульсию – вода в нефти (В/Н) и обратную – нефть в воде (Н/В).

Также различают моно- и полидисперсные эмульсии. В первых глобулы воды имеют один и тот же размер, в то время как вторые представляют глобулы воды различного размера.

При эксплуатации скважин насосными установками чаще всего встречаются полидисперсные эмульсии обратного типа [5, 6] т.к. происходит наиболее интенсивное перемешивание. Обычно такие структуры образуются

при обводненности продукции скважин 30-80 %, поэтому имеют повышенные значения вязкости и устойчивости.

Процесс эмульгирования протекает в две стадии: диспергирование (разделение) и коалесценция (слияние). Процесс диспергирования внутренней фазы при получении эмульсий заключается в объемной деформации больших сферических капель в цилиндры при высоких скоростях турбулентного режима течения. При больших критических размерах цилиндра он самопроизвольно распадается на большую и малую капли, что термодинамически выгодно, так как свободная энергия его больше, чем сумма свободных энергий большой и малой капель [7, 8]. Результатом данного процесса является увеличение межфазной поверхности.

По завершению процесса диспергирования из-за избыточной свободной энергии, связанной с большой межфазной поверхностью, полученная эмульсия стремится к коалесценции, то есть сокращению этой поверхности. В следствие этого все эмульсии как прямого, так и обратного типа – системы термодинамически неустойчивые, стремящиеся к разделению на отдельные фазы.

В работах [8, 9, 10] авторами было установлено, что структурно-механический барьер, образующийся на границе раздела фаз при помощи природных стабилизаторов (асфальтосмолистые вещества, комплексы парафинов, церезины), влияет на устойчивость эмульсий обратного типа. Помимо этого, в образовании стабилизирующего слоя участвуют твердые частицы песка, продуктов коррозии, солей, гидроксидов, которые содержатся в высокодисперсном состоянии в нефти или пластовой воде. Перечисленные вещества, адсорбируясь на границе раздела фаз, образуют структурированные молекулярные слои, тем самым препятствуя контакту и коалесценции диспергированных глобул воды.

В зависимости от массового соотношения (Смолы + Асфальтены)/Парафины, стабилизаторы нефтяных эмульсий подразделяются на три типа [11, 12]:

1. Асфальтовый ((С+А) / П больше 1).
2. Парафиновый ((С+А) / П меньше 1).
3. Смешанный ((С+А) / П в диапазоне от 0,8 до 1,2).

По определению П.А. Ребиндера к образованию малоустойчивых эмульсий приводят низкомолекулярные природные эмульгаторы, т.к. они обладают достаточно большой поверхностной активностью на границе нефть-вода, растворимы в нефти, а также их адсорбционные слои имеют слабо выраженные структурно-механические свойства. У высокомолекулярных эмульгаторов (асфальтены и смолы), устойчивость образующихся эмульсий на порядок выше, т.к. они обладают слабой поверхностной активностью, но образуют слои с высокой структурной вязкостью и прочностью на сдвиг [13, 14].

С течением времени адсорбция диспергированных эмульгаторов на водонефтяной поверхности увеличивается и приводит к существенному утолщению межфазного слоя, поэтому эмульсия обратного типа становится более устойчивой, чем только что образовавшаяся – это происходит процесс «старения» эмульсии, сопровождающийся помимо всего прочего увеличением вязкости смеси.

Авторами [15, 16] отмечено, что развитие процесса «старения» зависит от начального состава стабилизатора в образовавшейся эмульсии. Так, если в составе стабилизатора преобладают асфальто-смолистые вещества, то старение таких эмульсий происходит медленно, а адсорбция стабилизаторов и устойчивость эмульсий остаются на одном уровне. В случае преобладания содержания парафинового компонента, в процессе «старения» эмульсии, увеличивается общая адсорбция стабилизатора.

В работах А.А. Петрова и Г.Н. Позднышева [12, 17, 18] отмечено, что основными стабилизаторами водонефтяных эмульсий являются асфальтены. Однако деасфальтизация не лишает способности нефти к образованию эмульсий, а лишь снижает их агрегативную устойчивость.

Согласно исследованиям В.Г. Аванесяна [19], любая эмульсия обладает характерными особенностями в зависимости от ее физико-химического состава, свойств отдельных компонентов, содержания различных примесей, природы и условий образования и т.д. В эмульсиях различных типов степень влияния какого-либо компонента проявляется по-разному.

Наличие хотя бы одного какого-либо из компонентов в эмульсии приводит к уменьшению или, наоборот, увеличению степени влияния другого компонента на ее структурно-механические свойства. Следовательно, по содержанию в эмульсии какого-либо элемента нельзя судить о степени и направленности его влияния.

Эмульсия обладает определенными свойствами:

- дисперсностью.
- вязкостью и плотностью.
- электрическими свойствами.
- устойчивостью.

Дисперсность эмульсии – степень раздробленности капель дисперсной фазы в дисперсионной среде. Она определяется тремя параметрами:

1. Диаметр капель.

2. Обратная величина диаметра капель $D = \frac{1}{d}$.

3. Удельная межфазная поверхность – это отношение суммарной поверхности капель к их общему объему: $S_{уд} = \frac{S}{V}$.

Для частиц в форме шара: $S_{уд} = \frac{S}{r}$.

Удельная поверхность обратно пропорциональна размерам частицы. Чем меньше размеры частицы, тем больше удельная поверхность.

По дисперсии эмульсии различают:

- мелкодисперсные: размер капель воды от 0,2 до 20 мк.
- среднедисперсные: размер капель воды от 20 до 50 мк.
- грубодисперсные: размер капель воды от 50 до 100 мк.

После сепаратора и после насоса наблюдаются наименьшие размеры частиц.

Вязкость

Различают динамическую и кинематическую вязкости.

Динамическая вязкость, η – это отношение действующего касательного напряжения к градиенту скорости при заданной температуре.

Единица измерения динамической вязкости Паскаль-секунда (Па·с), на практике используют обычно мПа·с.

Так как при определении динамической вязкости требуется источник постоянного давления на жидкость, что приводит к дополнительным техническим трудностям, поэтому наибольшее распространение при различных расчетах, а также при контроле качества нефтепродуктов получила кинематическая вязкость.

Кинематическая вязкость ν – отношение динамической вязкости жидкости к плотности при той же температуре.

Единица измерения кинематической вязкости в м²/с или в стоксах.

$$\nu = \frac{\eta}{\rho}$$

При различных условиях вязкость эмульсий определяется экспериментальным путем, поэтому единой формулы для ее нахождения не существует.

Плотность эмульсий определяют, зная плотность нефти и воды в чистом виде – хорошие диэлектрики. Электропроводность воды увеличивается в десятки раз при содержании в ней растворенных солей или кислот. Каплям воды свойственно располагаться вдоль силовых линий электрического поля – это является основной причиной использования электрического метода для разрушения водонефтяных эмульсий.

Устойчивость – способность в течение определенного времени не разрушаться и не разделяться на нефть и воду.

1.2 Классификация и механизм влияния деэмульгаторов на разрушение водонефтяной эмульсии

Для процесса разрушения водонефтяных эмульсий используются деэмульгаторы.

Деэмульгаторы – это поверхностно-активные вещества (ПАВ), которые в отличие от природных эмульгаторов способствуют значительному снижению стойкости нефтяных эмульсий.

В настоящее время основными задачами для процесса разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий являются подбор эффективного деэмульгатора, оптимального технологического режима и оборудования для обезвоживания и обессоливания нефти [1].

Известно, что роль деэмульгатора заключается в снижении концентрации стабилизаторов на поверхности капель до состояния, при котором коалекценция капель становится возможной. Необходимое и ожидаемое воздействие на бронирующие оболочки капель эмульгированной воды может быть оказано деэмульгатором только в пределах определенных показателей свойств этих оболочек, являющихся характерными для водонефтяной эмульсии. Например, тонкодисперсные глины, сульфид железа и др. родственные по своей природе компоненты являются типичными стабилизаторами водонефтяных эмульсий.

Деэмульгаторы, использовавшиеся ранее и используемые в настоящее время, делятся на две группы: ионогенные и неионогенные [2].

Ионогенные деэмульгаторы делятся на две подгруппы:

1) Анионоактивные, подвергающиеся ионизации в водных растворах с образованием поверхностно-активных анионов, состоящих из углеводородной части молекулы и катионов, представляющие неорганические ионы, чаще всего натриевые. Анион из раствора адсорбируется на поверхности глобулы воды, вытесняя образовавшуюся защитную оболочку, создает на ней новую, более слабую оболочку с отрицательным зарядом.

2) Катионоактивные, подвергающиеся ионизации в водных растворах с образованием поверхностно-активных катионов, состоящих из углеводородных радикалов и обычно неорганических анионов. Катион, адсорбируясь на поверхности частицы воды, вытесняет защитную оболочку, создает на ней новую, механически менее прочную с положительным зарядом. Дезэмульгаторы этой подгруппы отличаются незначительной активностью.

К анионоактивным относят дезэмульгаторы типа НЧК (нейтрализованный черный контакт), НКГ (нейтрализованный кислый гудрон), ТК (товарный контакт), СУ (сульфированные масла), алкисульфатнатрия, нафтеновые кислоты и их соли – нафтенаты, сульфонафтенаты алюминия и кальция и др.

Наиболее эффективные и используемые в наибольших количествах в настоящее время дезэмульгаторы – неионогенные ПАВ.

Неионогенные дезэмульгаторы – высокоэффективные соединения, неспособные к ионизации в растворах и находящиеся в них в молекулярной форме.

Неионогенные дезэмульгаторы являются блок-сополимерами окисей этилена и пропилена, гидрофильная часть молекулы является сополимером окиси этилена (CH_2OCH_2), а гидрофобная сополимером окиси пропилена.

Для получения гидрофобного сополимера используют вещества с молекулярной массой менее 200 и подвижным атомом активного водорода.

Исходными веществами для синтеза блок-сополимеров с одной гидрофобной и одной гидрофильной группой служат чаще всего одноатомные спирты:

1) Блок-сополимеры с одной центральной гидрофобной и двумя концевыми гидрофильными группами получают из двухатомных спиртов или фенолов, двух основных кислот.

2) Маслорастворимые блок-сополимеры с одной центральной гидрофильной и двумя концевыми гидрофобными группами.

Процессы оксиэтилирования и оксипропилирования осуществляют в реакторах периодического действия в присутствии катализаторов при 120-135°C.

Деэмульгирующую способность неионогенных соединений можно регулировать, изменяя количество молекул присоединяемой окиси этилена.

При удалении окись-этиленовой цепи растворимость неионогенного вещества в воде увеличивается. Добавив к неионогенным веществам окись пропилена можно им придать также и гидрофобные свойства. Таким образом, изменив соотношение между гидрофобной и гидрофильной частями деэмульгатора (гидрофильно-липофильный баланс), возможно получение неионогенных веществ, обладающих различными свойствами, а также можно увеличить или уменьшить сродство деэмульгатора к воде или к нефти и изменить его поверхностную активность.

Механизм влияния деэмульгаторов при разрушении водонефтяной эмульсии заключается в следующем: при введении в водонефтяную эмульсию (ВНЭ) деэмульгаторы (ДЭ) адсорбируются на поверхностном слое частиц дисперсной фазы, при этом разрушая защитный слой природных стабилизаторов нефтяных эмульсий (асфальтены, парафины, смолы и др.). Образующиеся вокруг глобул новые слои из молекул деэмульгаторов практически не обладают механической прочностью. Благодаря этому, при столкновении глобул воды, облегчается их слияние и, следовательно, разрушение эмульсии.

Существуют различные деэмульгаторы, например, неионогенные вещества, полученные в результате синтеза окисей этилена и пропилена отечественного производства (дипроксамин 157-65, проксамин 385-65, проксанол 305-65, СНПХ-44 и др.) и импортного производства (диссолван-4411, диссолван-4410 и сепарол WF-41 (ФРГ), оксайд-А и доуфакс-70 (США), R-11 и X-2647 (Япония) и др.).

Расход реагентов в зависимости от устойчивости эмульсии и температуры деэмульсации колеблется от 15-20 до 100-150 г/т [20].

1.3 Методы разрушения водонефтяной эмульсии

Стабильность водонефтяных эмульсий можно рассматривать через следующий анализ. Относительная сложность разделения эмульсии в две фазы является мерой его стабильности. Очень стабильная эмульсия известна как «жесткая» эмульсия и степень её стабильности зависит от многих факторов:

1. Вязкость нефти: разделение легче для низковязкой нефтяной фазы.
2. Плотность между нефтяной и водной фазами: лучшее разделение наблюдается при большой разнице.
3. Поверхностное натяжение между двумя фазами (что связано с типом эмульгирующегося агента): разделению способствует, если эта сила понижается (то есть уменьшение межфазного натяжения).
4. Размер капель распыленной воды: чем больше размер капель воды, тем быстрее процесс её отделения.
5. Процент дисперсной воды: наличие небольшого процента содержания воды в нефти при условиях турбулентности приводит к образованию высокоэмульгированной смеси. Капли воды тонко разделены и имеют низкую вероятность присоединяться и образовывать более крупные частицы.
6. Соленость эмульгированной воды: высокое значение солености воды приведет к быстрому разделению фаз из-за более высокой разности плотностей между нефтяной и водной фазами [21].

Наличие в одной и той же нефти капелек эмульсии с различными свойствами защитных пленок и разной дисперсностью значительно осложняет способы их разрушения. Приходится применять комбинированные способы с использованием нагревания, набора деэмульгаторов и электрического поля.

Понижение прочности стабилизирующей пленки можно достигнуть механическим разрушением ее при фильтровании эмульсии и применении деэмульгаторов. Для сближения капель эмульсии можно использовать центрифугирование или воздействие на эмульсии электрического поля переменного тока высокого напряжения.

Все существующие методы разрушения водонефтяных эмульсий могут быть разделены на следующие основные группы:

1. Механические методы.
2. Термические методы.
3. Химические методы.
4. Электрические методы.

Рассмотрим каждый метод

Механический метод

К данной группе относятся способы деления эмульсий естественным путем, а также с применением мероприятий, способствующих механическому разрушению защитных пленок.

Как правило, если оказывать воздействие только силой тяжести, то расслоение водонефтяных эмульсий не произойдет. Причиной является то, что эмульсии – весьма стойкие системы. Чтобы их разрушить, необходимы определенные условия, которые могли бы поспособствовать столкновению и слиянию капель воды, и выделению последних из нефтяной среды [22].

К механическим [23] способам обезвоживания нефти относятся способы разделения эмульсии, в которых используется действие физических факторов: силы гравитации, центробежные силы и свойства жидкостей проходить через фильтры.

Наиболее простой механический способ разделения эмульсии – обезвоживание способом отстоя. Основан на гравитационном отстаивании, при котором нефть, имеющая плотность меньше воды, всплывает, а вода более тяжелая жидкость осаждается.

Процесс обезвоживания нефти гравитационным отстаиванием протекает под действием силы тяжести. Движущей силой процесса – разность плотностей воды и нефти, которая, особенно, когда имеем дело с тяжелой нефтью, незначительна, ориентировочно $1100 - 890 = 210 \text{ кг/м}^3$. При этом для повышения скорости процесса необходимо снизить вязкость дисперсионной среды, что достигается за счет повышения ее температуры. Однако повышение

температуры приводит к росту технологических потерь нефти и к усилению коррозионного износа оборудования, поэтому процесс обезвоживания нефти следует проводить при оптимальном тепловом режиме или снижением вязкости нефти и прочности бронирующих оболочек обработкой их деэмульгаторами. Процесс обезвоживания нефти гравитационным отстаиванием нефти состоит из следующих этапов:

1. Этап осаждения одиночной капли воды.

Капли воды осаждаются со скоростью $W_{в}$, а обезвоживаемая нефть поднимается вверх к ее зеркалу со скоростью $W_{н}$.

2. Этап стесненного осаждения.

По мере приближения к разделу фаз скорость осаждения частиц снижается, т.к. плотность водонефтяной эмульсии в нижних слоях повышается. Поэтому капли верхних слоев, имея большую скорость осаждения, настигают нижележащие. Промежутки между каплями воды становятся меньше, и поэтому скорость всплытия нефти возрастает до такой величины, что она своим потоком может уносить воду вверх. При этом скорость движения верхних капель притормаживается, а нижних – несколько укоряется. В результате начинается накопление капель воды и их слияние в сплошную массу. Вследствие этого этап стесненного осаждения можно называть и этапом начала «уплотнения» воды.

3. Этап консолидированного осаждения.

Постепенно скорости осаждения и мелких и крупных фракций выравниваются и наступает момент консолидированного осаждения. При этом капли воды (глобулы), окруженные бронирующей оболочкой нефти, накапливаются в виде сплошной фазы и, если прочность пленок бронирующей оболочки и силы взаимодействия между глобулами окажутся менее силы тяжести сплошной водной фазы, расположенной над глобулами, вода, освобождаясь из плена нефти, проваливается в сплошную водную фазу. Если прочность пленок бронирующей оболочки и силы взаимодействия между глобулами окажутся более силы тяжести осаждающейся водной фазы,

возникают условия накопления водной фазы над межфазным слоем с образованием «слоеного пирога». При этом межфазный слой оказывается концентрированным по содержанию механических примесей, так как они, в результате смачиваемости нефтью, приобретают плотность, большую плотности нефти и меньшую в сравнении с плотностью водной фазы.

Достоинства метода: простота и небольшие затраты.

Недостатки метода: низкая скорость отстаивания, низкая производительность и большая высота резервуаров-отстойников.

Эффективен этот способ только в случаях, когда вода в нефти находится в свободном состоянии или в состоянии крупнодисперсной нестабилизированной эмульсии [24].

Обезвоживание методом центрифугирования

Сущность данного метода заключается в использовании эффекта различия плотностей дисперсной фазы и дисперсионной среды, совмещенного с искусственно созданным центробежным полем в центрифуге. Благодаря большим скоростям вращения, центробежное ускорение принимает значение в разы больше, чем ускорение свободного падения. При условии, что плотность вещества дисперсной фазы (ДФ) больше плотности дисперсионной среды (ДСр) (что чаще всего имеет место в случае нефтяных эмульсий), частицы ДФ будут отбрасываться к периферии центрифуги. Где концентрируются, укрупняются и стекают вниз вдоль стенок центрифуги водяные капли эмульсии. Обезвоженная нефть и вода из центрифуги отводятся по самостоятельным трубам. Водяная капелька дисперсной фазы, двигаясь в дисперсионной среде, испытывает не только действие центробежных сил (F_1), но и сил трения вязкой углеводородной среды (F_2). Сила трения вязкой углеводородной среды (F_2) препятствует перемещению капельки, тормозя её движение. Следовательно, при установившемся режиме движения, согласно третьему закону Ньютона, должно соблюдаться равенство:

$$F_1 = F_2,$$

$$\frac{4}{3} \pi r^3 (\rho_v - \rho_n) \cdot a = 6 \pi \eta r U,$$

где, a – центробежное ускорение, м/сек².

Центробежное ускорение может быть выражено через линейную скорость движения:

$$a = V^2/R,$$

где R – расстояние от центра вращения, м.

Линейная скорость движения в свою очередь может быть выражена через число оборотов центрифуги в единицу времени:

$$V = \pi Dn,$$

где D – диаметр центрифуги, м;

n – число оборотов в единицу времени.

Подставляем последнее выражение в выражение нахождения центробежного ускорения, получаем:

$$a = (\pi Dn)^2/R = 4\pi^2 R n^2 = kn^2.$$

Здесь осуществлена замена $D = 2R$. Коэффициент $k = 4\pi^2 R$ является для данной центрифуги величиной постоянной.

Подставляя последнее уравнение в первое, и выражая из полученного уравнения скорость осаждения капельки U в радиальном направлении от центра вращения к стенке центрифуги, получим:

$$U = 2/9 r^2(\rho_1 - \rho_0) kn^2/\eta.$$

Центрифугирование как способ разрушения нефтяных эмульсий получил весьма ограниченное применение из-за большой стоимости, низкой производительности сложного аппарата центрифуги, требующего высококвалифицированного обслуживания [25].

Обезвоживание методом фильтрации

Во время эксплуатации нефтяных месторождений наблюдается расслаивание нефтяных эмульсий как при большой, так и при малой обводненности нефти, при условии неустойчивости эмульсии. При этом нередко укрупнившаяся вода находится во взвешенном состоянии, что характерно для эмульсии с незначительной разностью плотностей. Для деэмульсации таких нефтей пользуются способом фильтрации, основанный на

явление селективной смачиваемости веществ различными жидкостями. Фильтрующее вещество должно отвечать следующим основным требованиям (оно должно обладать):

1. Высокой селективной (выборочной) смачиваемостью;
2. Высокой проницаемостью (малое гидравлическое сопротивление), высокоразвитой поверхностью, механической прочностью;
3. Желательно иметь обратный по знаку электрический заряд в сравнении с глобулами ДФ.

Среди используемых фильтрующих веществ чаще всего применяют стекловат, т.к. он обладает хорошей смачиваемостью водой и несмачиваемостью нефтью, большой устойчивостью и долговечностью.

В настоящее время этот способ применяется очень редко вследствие больших размеров оборудования, невысокой производительности и необходимости частой замены фильтров. Но главная причина редкого использования является то, что данным способом возможно разрушить только нестойкие, а иногда средней стойкости, водонефтяные эмульсии.

Фильтрация, широко применяющаяся в лабораторных исследованиях, дает эффект при совместном использовании с процессами предварительного снижения прочности бронирующих оболочек.

Термические методы

Данный способ разрушения нефтяных эмульсий основан на использовании тепла. Путем нагревания эмульсионной нефти понижается ее вязкость, пленка эмульгатора расширяется и разрушается, а капельки жидкости сливаются друг с другом. Внизу отстаивается вода, наверху – нефть. Обычно нефть отстаивают и нагревают в резервуарах-отстойниках при температуре до 70°C, но бывают ситуации, когда эмульсии не разрушаются даже при 120°C. Тогда применяют другие методы разрушения эмульсии или проводят процесс при более высоких температурах и с большей герметизацией во избежание потерь легких фракций.

Недостатками [25] термических способов разрушения эмульсий являются: повышение температуры, за счет чего увеличивается давление насыщенных паров особенно легких фракций нефти. С учетом этого во избежание возможных потерь нефтепродуктов отстой ведут под давлением, что в свою очередь приводит к удорожанию конструкции в связи с большей металлоемкостью. Помимо этого, недостатками термических методов являются потери значительного количества тепла с дренируемой водой. Но самым существенным недостатком термических способов разрушения эмульсий является то, что не все эмульсии могут быть разрушены этими способами. В таких условиях коалесцируют только крупные капли, присутствующие в меньшем количестве. Прежде всего, это относится к эмульсиям нефтей восточных районов России, дисперсная водная фаза которых имеет на своей поверхности очень прочную адсорбционную оболочку эмульгаторов.

Химические методы

Наиболее широко используемым способом разрушения эмульсий является химический.

Для этого применяются деэмульгаторы – вещества, либо вытесняющие действующий эмульгатор, либо растворяющие его, благодаря чему эмульсия разрушается. На сегодняшний день широкое применение получили деэмульгаторы типа неионогенных ПАВ (на основе окисей этилена и пропилена), которые способствуют образованию эмульсий, противоположных по типу разрушения. При соприкосновении таких эмульсий их эмульгирующая способность парализуется, и эмульсия расслаивается.

Эффективность данного метода обезвоживания нефти в большей степени зависит от вида, применяемого деэмульгатора, который выбирается на основе специальных лабораторных исследований. Чем раньше деэмульгатор вводится в образовавшуюся смесь нефти и воды, тем легче происходит дальнейшее разделение эмульсии. Кроме того, для эффективного разделения эмульсии одного введения деэмульгатора мало, необходимо обеспечить максимальный контакт его с обрабатываемой эмульсией. Это возможно достичь

интенсивным перемешиванием и подогревом эмульсий, или орошением обводненной нефти концентрированным раствором деэмульгатора по всей поверхности ее зеркала в резервуаре-отстойнике.

Электрические методы

Известно, что скорость обезвоживания нефти, например, в ламинарном режиме, осаждение капель воды в нефти зависит от диаметра капли воды во второй степени (закон Стокса)

$$W_{oc} = f(d^2).$$

Это означает, что для повышения движущей силы осаждения капли воды следует мелкие капли воды коагулировать в более крупные. Решение этой проблемы возможно применением электрического поля.

Рассмотрим коалесценцию капель воды под действием электрического поля. Возьмем две капли воды и рассмотрим механизм их взаимодействия под влиянием внешнего электрического поля. При этом будем считать, что капли воды конгруэнтны сферам и форма их не деформируется. Капли считают проводниками электрического тока, за счет того, что в них растворены соли. А в электрическом поле они поляризуются и начинают взаимодействовать друг с другом.

Сила взаимного притяжения капель $K = R_1/R_2$ пропорциональна диэлектрической проницаемости нефти ϵ_c , квадрату напряженности электрического поля E и существенно зависит от расстояния между каплями δ и их радиусов R_1 и R_2 . Общее выражение для силы взаимного притяжения двух незаряженных капель, действующей вдоль их общей осевой линии, можно записать в виде

$$F = \epsilon_c E^2 R_2^2 F_1,$$

где F_1 – множитель, зависящий от отношений размеров капель и отношения расстояния между их каплями δ к радиусу меньшей капли (δ/R) .

При незначительных относительных расстояниях между каплями F_1 растет как функция $(R_2/\delta)^{0,85}$, а при больших – как функция $(R_2/\delta)^{0,4}$, что соответствует диполь-дипольному взаимодействию капель, которое обычно и

приводится в литературе при рассмотрении величины силы взаимодействия капель в электрическом поле.

Таким образом, чем меньше расстояние между каплями, тем сильнее сила притяжения между ними, что и приводит к быстрому механизму процесса коалесценции.

В электрическом поле во время коалесценции возможно возникновение ситуаций, приводящих к появлению на каплях электрических зарядов. Помимо однородных электрических полей промышленной частоты, в некоторых конструкциях аппаратов по подготовке нефти применяют неоднородные электрические поля постоянного напряжения. Механизм взаимодействия капель в постоянном поле такой же, как и в переменном электрическом поле промышленной частоты, однако интегральный эффект этого взаимодействия будет больше. Если капля несет свободный заряд Q , то на нее поле действует с силой $F_k = QE$.

Заряд капля может получить:

- при соприкосновении с одним из электродов (индукционная зарядка);
- за счет направленного движения ионов, которое может возникать при большом градиенте напряженности вблизи электродов;
- за счет диффузионного механизма [26, 27] и т.д.

Максимальный заряд, который может получить проводящая сферическая капля, будет равен

$$M = \beta \pi \epsilon_0 E R^2, \quad (1),$$

где β – числовой параметр, зависящий от механизма зарядки. Так, для индукционной зарядки $\beta = 3$, для механизма, направленного движения ионов $\beta = 12$.

Для сравнения сил, действующих на каплю в электрическом поле за счет его неоднородности и за счет свободного заряда на каплях, рассмотрим их соотношение с учетом (1):

$$\frac{F_E}{F_K} = \frac{4\epsilon - 1}{\beta\epsilon + 2} R \operatorname{grad} E.$$

Числовая оценка этого соотношения значительно меньше единицы, при градиентах электрического поля, и составляет порядка 1 кВ/см^2 . Однако при этом нельзя пренебрегать влиянием неоднородности поля на скорость движения капель. Силы и перпендикулярны друг другу и взаимно независимы по своему действию. Сила F_E действует вдоль силовых линий поля и способствует перемещению капель от одного электрода к другому, а сила F_K перпендикулярна силовым линиям и способствует собиранию тех же капель в области поля с повышенной напряженностью.

На рисунке 1.3.1 показаны силовые линии электрического поля между двумя электродами, образованными двумя проводниками, перпендикулярными к плоскости рисунка, и направление сил действия сил F_E и F_K на отрицательно заряженные пробные частицы. Повышение локальной концентрации капель в областях с повышенной напряженностью поля и одновременное увеличение их подвижности за счет свободных зарядов способствуют ускорению процесса коалесценции.

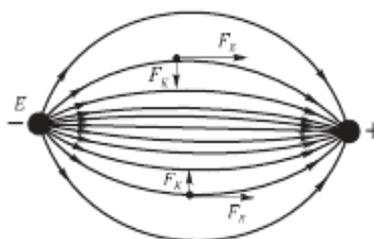


Рисунок 1.3.1 – Силовые линии электрического поля между электродами и направление действия сил F_E и F_K на отрицательно заряженную частицу

Взаимодействие пары капель в электрическом поле рассматривалось при условии, что окружающая их нефть является идеальным диэлектриком с бесконечным пробивным напряжением и нулевой проводимостью. Электропроводность нефтей изменяется в широких пределах и перекрывает диапазон от 10^{-13} до $10^{-6} \text{ (Ом.м)}^{-1}$ при комнатной температуре. При повышении температуры электропроводность нефти возрастает.

Пробивное напряжение для нефти также имеет предел. Известно, что чем меньше расстояние между каплями во внешнем электрическом поле, тем выше среднее напряжение поля между их ближайшими точками, что в отдельных случаях приводит к превышению пробивного напряжения разделяющей капли пленки нефти. Следствием этого является возникновение электрического пробоя между каплями, в результате потенциалы на них выравниваются, и силовое взаимодействие прекращается. В постоянном поле капли после пробоя начнут расходиться, а в переменном – удаляться и приближаться на расстояние, при котором происходит пробой. С прекращением силового взаимодействия между каплями ослабевает и процесс их коалесценции. Повышение электропроводности нефти также снижает эффективность ее обработки в электрическом поле, так как происходит ускорения процесса стекания электрических зарядов с капель и, следовательно, снижает величину их силового взаимодействия.

Электрический способ деэмульсации нефтей эффективен и широко распространен в промысловой и особенно заводской практике.

Электрическое обезвоживание начали использовать с 1909 г., когда более глубоко и тщательно стали изучать свойства нефтей. Электрический способ имеет ряд таких преимуществ, как возможность сочетать его с другими способами (термический, химический и др.). Электрообработка [28] эмульсий представляет собой процесс пропускания нефти через электрическое поле, при переменной промышленной частоте и высоком напряжении (22-44 кВ). В результате индукции электрического поля, диспергированные капли воды поляризуются, деформируются (вытягиваются) с разрушением защитных пленок, и при частой смене полярности электродов (50 раз в секунду) растет вероятность их столкновения и укрупнения, и в итоге увеличивается скорость осаждения глобул с образованием отдельных фаз. Вода накапливается в нижней части электродегидратора и спускается по трубе. Нефть накапливается в верхней части аппарата и отводится в резервуар с помощью автоматического регулятора – поплавка.

Даже при высоких качественных показателях при обессоливании нефтей, электрический способ очень чувствителен к колебаниям содержания воды в исходной нефти, что ограничивает его применение при обезвоживании. Поэтому в практике подготовки нефти, в настоящее, время для эффективного разрушения эмульсий применяют способ электротермохимического обезвоживания нефти, который включает в себя термический и химический способы в электромагнитном поле с сочетанием интенсивной промывкой нефти водой. Применяется этот метод для разрушения наиболее устойчивых эмульсий. Под действием электрического поля переменного тока, конечное содержание воды в нефти изменяется в пределах десятых долей процента, что определяется силой притяжения капель воды, которая резко снижается с уменьшением концентрации воды в эмульсии. При повышении напряженности электрического поля, увеличивается взаимодействие между каплями воды. Это происходит за счет роста поляризации капель и силы дипольного притяжения, которые пропорциональны квадрату величины напряженности электрического поля. Чрезмерное повышение напряженности поля приводит к электрическому диспергированию капель, что является нежелательным фактором при обессоливании и обезвоживании нефтей.

2 ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

В данной работе объектом исследования является водонефтяная эмульсия месторождения Восточной Сибири, которая образуется в результате добычи и транспортировки нефти, а также реагенты-деэмульгаторы, разрушающие водонефтяную эмульсию.

Разные нефти обладают различными физико-химическими свойствами и поэтому очень важно подобрать деэмульгатор для эффективного процесса массообмена и последующего процесса коалесценции капель воды.

В табл. 2.1 приведены физико-химические свойства нефти.

Таблица 2.1 – Физико-химические свойства нефти

Наименование параметра	Единица измерения	Числовое значение
Нефть в сепаратор	т/год	212960,8
Газ из сепаратора	т/год	85601,5
Плотность нефтегазовой смеси	кг/м ³	633,07
Плотность газа	кг/м ³	20,0
Плотность эмульсии	кг/м ³	829,51
Нефть из сепаратора	кг/час	250000,0
Температура эмульсии	°С	15,0
Вязкость нефти	Пуаз.	0,0532
Вязкость воды	Пуаз.	$6,56 \cdot 10^{-3}$
Плотность воды	кг/м ³	1044,0
Плотность нефти	кг/м ³	825,0
Обводненность нефти	–	0,20
Константа эффективности	–	0,0001
Поверхностное натяжение	Дин/см	10,0

В ходе работы была изучена математическая модель процесса каплеобразования при промысловой подготовки нефти, которая была разработана на кафедре ХТТ и ХК и программа расчета, которая содержит в себе расчет массообменной и коалесцирующей секций.

Тронов предложил методику расчета диаметра капель при разрушении водонефтяной эмульсии, которая предполагает расчет максимального диаметра капель, образующихся в данных условиях, по следующей формуле:

$$d_{\max} = 43,3 \cdot \frac{\sigma^{1,5} + 0,7\mu_B \cdot u^{0,7} \cdot \sigma^{0,8}}{u^{2,4} \cdot Re^{0,1} \cdot \nu_{\text{см}}^{0,1} \cdot \mu_H^{0,5} \cdot \rho_H},$$

где d_{\max} – максимальный диаметр устойчивых капель, м; σ – поверхностное натяжение, Н·м; μ_B, μ_H – динамическая вязкость воды и нефти соответственно, Па·с; u – линейная скорость потока, м/с; $\nu_{\text{см}}$ – кинематическая вязкость смеси, м²/с; ρ_H – плотность нефти, кг/м³; Re – критерий Рейнольдса.

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

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

3.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга).

Для данной разработки целесообразно использовать такие критерии сегментирования рынка: размер компании, отрасль, географический и поведенческий критерии.

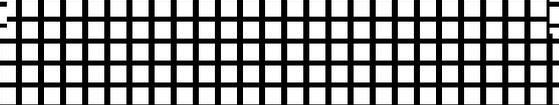
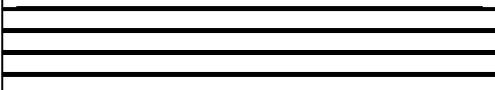
Размер компании очень важен, т.к. крупные компании часто используют новые технологии и могут поддаться риску, потому что имеют возможность возместить убытки.

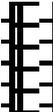
Что касается отраслей, то не все предприятия могут пользоваться данным исследовательским проектом, а только нефтяная промышленность. Отсюда вытекает географический критерий, потому что не всякий регион и не всякая страна имеет газовые и нефтяные ресурсы.

Поведенческий критерий тоже важен, ведь клиенты – выгода для потребителя, выбирает товар исходя из выгоды, цены, качества, срочности приобретения товара.

Целесообразно выбрать два наиболее значимых критерия: размер компании и отрасль, по которым будет производиться сегментирование рынка (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Карта сегментирования рынка

		Отрасль	
		Газодобывающие предприятия	Нефтегазодобывающие предприятия
Размер компании	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		

	Роснефть		Газпром		Атомконверс		Новатэк		Норд Империял
---	----------	---	---------	---	-------------	---	---------	---	---------------

Как видно из таблицы основными сегментами данного рынка являются крупные и малые компании. Следовательно, наиболее перспективным сегментом в отраслях нефтегазодобычи и нефтегазопереработки для формирования спроса является сегмент независимых крупных и средних нефтедобывающих компаний.

3.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам и позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки, и определить направления для ее будущего повышения.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, пример которой приведен в таблице 3.1.2.

Таблица 3.1.2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Адекватность разработки	0,14	5	4	4	0,70	0,70	0,70
2. Унифицированность	0,04	4	4	4	0,16	0,16	0,16
3. Простота применения	0,14	5	5	5	0,70	0,70	0,70
4. Универсальность	0,10	3	3	3	0,42	0,42	0,42
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,12	4	4	4	0,48	0,48	0,48
2. Уровень проникновения на рынок	0,14	3	3	5	0,42	0,42	0,70
3. Финансирование научной разработки	0,09	2	1	4	0,18	0,09	0,36
4. Срок выхода на рынок	0,08	1	1	5	0,08	0,08	0,40
5. Наличие сертификации разработки	0,15	1	1	5	0,15	0,15	0,75
Итого	1				3,29	3,20	4,67

Критерии подбираются, исходя из выбранных объектов сравнения. Позиция разработки и конкурентов оценивается по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

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

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента; V_i – вес показателя (в долях единицы); B_i – балл i -го показателя.

Полученные значения говорят об эффективности научной разработки и позволяют определить направления для ее будущего повышения: следует увеличить уровень проникновения на рынок и получить сертификацию разработки.

3.1.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой

комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Он проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 3.1.3.

Таблица 3.1.3 – Матрица SWOT

	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. Невозможность использования в компаниях, использующих традиционные методы переработки нефти (не использующие реагентов) 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	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	Отсутствие прототипа научной разработки говорит об отсутствии спроса на новые технологии и отсутствии конкуренции проекта. Несвоевременное финансирование научного исследования приведет к

У4. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства	возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация.	невозможности получения сертификации.
---	---	---------------------------------------

После того как сформулированы четыре области SWOT переходят к реализации второго этапа, который состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Пример интерактивной матрицы проекта представлен в таблице 3.1.4.

Таблица 3.1.4 – 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	-	-	0	+
	B3	+	+	+	0
	B4	+	+	-	-
Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	+	+	+	0
	У2	0	+	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: В2В3С2С3.

В рамках третьего этапа должна быть составлена итоговая матрица SWOT-анализа, которая приводится в бакалаврской работе (табл. 3.1.5).

Таблица 3.1.5 – SWOT-анализ

	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. Невозможность использования в компаниях, использующих традиционные методы переработки нефти (не использующие реагентов) Сл4. 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, 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).	Помощь в финансировании проекта и его сертификации могут оказать инновационные инфраструктуры(В1В2Сл2Сл4). Необходимо снизить конкурентоспособность подобных разработок и расширить использование данной НИР во многих компаниях (В3В4Сл1Сл3).
Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии У2. Значимая конкуренция технологий производства У3. Введения дополнительных государственных требований	Использование более новой информации, простота и адекватность математической модели позволяют повысить спрос и конкуренцию разработки, что уменьшает влияние финансирования (С1С2С3У1У2У4). В силу малой затратности	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

сертификации У4. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства.	проекта представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация (УЗС4).	невозможности получения сертификации (УЗСл4).
---	---	---

3.2 Планирование научно-исследовательских работ

3.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 3.2.1.

Таблица 3.2.1 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Выбор направления исследований	Руководитель темы
Выбор направления исследований	2	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
	3	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
	4	Подбор и изучение материалов по теме	Бакалавр
	5	Проведение патентных исследований	Бакалавр
Теоретические исследования	6	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Руководитель, бакалавр
	7	Проведение компьютерных расчетов	Руководитель, бакалавр
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, бакалавр
	9	Определение целесообразности проведения ОКР	Руководитель, бакалавр
<i>Проведение ОКР</i>			
Оформление отчета по НИР	10	Оформление отчета	Бакалавр

3.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Для определения ожидаемого значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется формула [29]:

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

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.; $t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.; $t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.

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

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i},$$

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

3.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта –

горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой [29]:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}},$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях; T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях; $k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

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

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году; $T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году; $T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Все рассчитанные значения указаны в таблице 3.2.2.

Таблица 3.2.2 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ			Исполнители	Длит-ть работ в рабочих днях T_{pi}	Длит-ть работ в календарных днях T_{ki}
	t_{mini} чел-дни	t_{maxi} чел-дни	$t_{\text{оси}}$ чел-дни			
Выбор направления исследований	2	7	4	Руководитель	4	6
Составление и утверждение технического задания	3	12	7	Руководитель	7	10
Календарное планирование работ по теме	6	15	10	Руководитель	10	15

Продолжение таблицы 3.2.2

Подбор и изучение материалов по теме	30	60	42	Бакалавр	42	62
Проведение патентных исследований	10	20	14	Бакалавр	14	21
Проведение теоретических расчетов и обоснований	3	12	6	Руководитель, бакалавр	3	4
Проведение компьютерных расчетов	3	12	6	Руководитель, бакалавр	3	4
Оценка эффективности полученных результатов	1	3	2	Руководитель, бакалавр	1	2
Определение целесообразности проведения ОКР	1	4	3	Руководитель, бакалавр	2	3
Оформление отчета	3	12	6	Бакалавр	6	9

На основе таблицы 3.2.2 построен календарный план-график (табл. 3.2.3) по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта с разбивкой по месяцам и декадам за период времени дипломирования.

Таблица 3.2.3 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

№	Вид работ	Исполнители	T _{кi} , дн.	Продолжительность выполнения работ														
				февраль		март			апрель			май			июнь			
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2		
1	Выбор направления исследований	Руководитель	6	■														
2	Составление ТЗ	Руководитель	10	■														
3	Планирование работ	Руководитель	15	■														
4	Подбор, изучение материалов	Бакалавр	62															
5	Патентные исследования	Бакалавр	14															

Наименование	Ед. измерения	Количество			Цена за ед. с НДС руб.			Затраты на материалы, (З _м), руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Нефть	тонна	2000000	2000000	2000000	980	980	980	196000000	196000000	196000000
Вспомогательные материалы: деэмульгаторы	тонна	20	20	20	37000	40000	40000	7400000	8000000	8000000
Итого								1960740000	1960800000	1960800000

3.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Таблица 3.3.2 – Затраты на оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Количество единиц оборудования			Цена единицы оборудования, тыс. руб.			Общая стоимость оборудования, тыс. руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1.	Персональный компьютер	2	3	3	25	25	25	50	75	75
2.	ПО Microsoft Office	2	3	3	5,0	5,0	5,0	10	15	15
3.	Лицензия на программный пакет Pascal	1	—	—	27	—	—	27	—	—
Итого:								87	90	90

3.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

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

Основная заработная плата руководителя от ТПУ рассчитывается на основании отраслевой оплаты труда, которая предполагает следующий состав заработной платы: оклад, распределяемый в соответствии с занимаемыми должностями; стимулирующие выплаты за эффективный труд, выполнение дополнительных обязанностей и т.д.; районный коэффициент.

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

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p = 1113 \cdot 30 = 33390 \text{ руб.},$$

где $Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.; T_p – продолжительность работ научно-технического работника, раб. дн.;

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле [29]:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = \frac{21300 \cdot 10,4}{199} = 1113 \text{ руб.},$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года; F_d – действительный годовой фонд рабочего времени, раб.дн. (табл. 3.3.3).

Таблица 3.3.3 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Бакалавр
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	104	104
- праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени		
- отпуск	48	0
- невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	199	247

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 3.3.4.

Таблица 3.3.4 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	Разряд	k_p	Z_m , руб	$Z_{\text{дн}}$, руб.	T_p , раб.дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.
Руководитель	доцент	1,3	21300	1204	30	33390
Бакалавр	–	–	–	–	–	12500

3.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}}$$

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

Таблица 3.3.5 – Заработная плата исполнителей НП

Заработная плата	Основная, $З_{\text{осн}}$,руб.	$k_{\text{доп}}$	Дополнительная, $З_{\text{доп}}$,руб	Итоговая зарплата, $С_{\text{зп}}$,руб
Исполнители				
Руководитель	33390	0,15	5008,5	38398,5
Бакалавр	12500		1875	14375
Итого:	45890		6883,5	52773,5

Расчеты показали, что годовая заработная плата за время выполнения проекта составляет 52773,5руб.

3.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн.} + З_{доп.}) = 52773,5 \cdot 0,3 = 15832 \text{ руб.},$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды. На 2016 г. в соответствии с Федеральным закона от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2015 году водится пониженная ставка – 30% [30].

3.3.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{накл} = (\sum \text{статей } 1 \div 5) \cdot k_{нр},$$

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

Величину коэффициента накладных расходов примем равной 16%.

$$С_{накл} = (1960740000 + 87000 + 45890 + 6883,5 + 15832) \cdot 0,16 = 313743296,88 \text{ руб.}$$

3.3.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 3.3.6.

Таблица 3.3.6 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	
1. Материальные затраты	1960740000	1960800000	1960800000	Пункт 3.3.1
2. Затраты на оборудование	87000	90000	90000	Пункт 3.3.2
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	45890	45890	45890	Пункт 3.3.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	6883,5	6883,5	6883,5	Пункт 3.3.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	15832	15832	15832	Пункт 3.3.5
6. Накладные расходы	313743296,88	313753376,88	313753376,88	16 % от суммы ст. 1-5 Пункт 3.3.5
7. Бюджет затрат НТИ	2274638902,38	2274711982,38	2274711982,38	Сумма ст. 1- 6

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

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

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех вариантов исполнения научного исследования и определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}},$$

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

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом (таблица 3.3.7):

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

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 – балльная оценка i -го варианта исполнения разработки.

Таблица 3.3.7 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения

Объект исследования / Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Адекватность разработки	0,30	5	4	5
2. Унифицированность	0,20	4	4	4
3. Простота применения	0,26	5	5	4
4. Универсальность	0,24	3	3	3
Итого	1	4,32	4,02	4,06

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки определяется по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр}^{исп.1}}, \quad I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр}^{исп.2}} \text{ и т.д.}$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта (табл. 3.3.8), которая рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}}$$

Таблица 3.3.8 – Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,99	0,99
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,32	4,02	4,06
3	Интегральный показатель эффективности	4,32	4,06	4,10
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения относительно исполнения 1	1	0,94	0,95

Вывод: На основании значений интегральных показателей эффективности вариантов исполнения, оптимальным считается вариант исполнения 1.

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Развитие нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности напрямую связано с совершенствованием технологии нефтепереработки, разработкой и оптимизацией существующих процессов, обеспечивающих улучшение технико-экономических показателей и качества нефтепродуктов. Основными этапами при промысловой подготовке нефти являются процессы обезвоживания и обессоливания, которые осуществляются в результате разрушения водонефтяной эмульсии, в основном, с использованием термохимических методов.

Подготовка нефти осуществляется в аппаратах, работающих под избыточным давлением на установке подготовки нефти (УПН).

Газожидкостная смесь после узлов учета нефти (УУН) поступает в трехфазные сепараторы (ТФС). Перед входом в сепараторы предусмотрена подача деэмульгатора.

Добавление деэмульгатора в сырую нефть дает возможность разрушить слои природных стабилизаторов нефтяной эмульсии, входящих в состав защитных оболочек глобул воды и способствует их переводу с границы раздела фаз в объем.

После предварительного обезвоживания, нефть поступает в печи (ПТБ) для подогрева нефти.

Горячая нефть после ПТБ поступает в сепараторы концевой ступени сепарации, где происходит полное разгазирование. Далее нефть поступает в электродигидраторы (ЭДГ), где формируется высокое напряжение, за счет которого происходит коалесценция (укрупнение) частиц, а также обессоливание нефти.

После обезвоживания и обессоливания, нефть перекачивается насосами внутренней перекачки (НВП) в резервуарный парк.

Аппараты находятся на открытых площадках. Наблюдение за процессом ведется операторами при помощи центрального пульта управления (ЦПУ), а так же с периодическим обходом оборудования.

4.1 Производственная безопасность

Таблица 4.1 – Опасные и вредные факторы по ГОСТ 12.0.003-74

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Насосная внутренней и магистральной перекачки нефти;	1.Повышенный уровень шума; 2.Недостаточность освещения рабочей зоны;	1.Процесс ведется под избыточным давлением; 2.Электрическое напряжение.	Параметры безопасности труда устанавливаются ГОСТ 12.0.001-82 Параметры определения шумовых характеристик устанавливаются ГОСТ 12.1.003-83 Параметры электрического напряжения устанавливаются ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ.
2.Площадка электродигидраторов (ЭГ);	1. Загазованность рабочей зоны;	1. Электрическое напряжение; 2. Процесс ведется под избыточным давлением.	Параметры электрического напряжения устанавливаются ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Работа с сосудами под давлением устанавливается ПБ 10-115-96.
3. Площадка печей (ПТБ)	1. Загазованность рабочей зоны	1. Опасность термических ожогов. 2. Опасность взрыва и пожара.	Опасность термических ожогов устанавливаются по РД 153-34.0-03.702-99. Опасность взрыва и пожара по ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ ПДК устанавливаются ГН 2.2.5.1313. -03.
4. Резервуарный парк (РВС)	1. Загазованность рабочей зоны при «дыхании» резервуаров;	1.Обслуживание оборудования на высоте;	Правила работы на высоте устанавливаются ПОТ РМ 012-2000. ПДК устанавливаются ГН 2.2.5.1313. -03.

4.1.1 Анализ вредных факторов

4.1.1.1 Загазованность рабочей зоны

В соответствии с ГОСТ 31378-2009 [31] нефть и нефтепродукты представляет собой темную, горючую жидкость со специфическим запахом. Цвет и запах нефти обуславливается присутствием азотсодержащими, серосодержащими и кислородсодержащими компонентами.

Нефть и нефтепродукты содержат легкоиспаряющиеся вещества, опасные для здоровья и жизни человека.

Нефть относится, по степени воздействия на организм человека, относится к 3-му классу опасности с ПДК 1,1-10 мг/м³ соответствии ГОСТ 12.1.007-76 [32].

Воздействие на организм человека

Нефть и нефтепродукты при перекачке и отборе проб относится к 3-му классу опасности, ПДК аэрозоля нефти в воздухе рабочей зоны не более 10 мг/м³ [33].

При хранении и лабораторных испытаниях, нефть относится к 4-му классу опасности с ПДК по алифатическим предельным углеводородам C₁ – C₁₀ не более 300 мг/м³ [33].

Нефть и нефтепродукты содержат легкоиспаряющиеся вещества, опасные для здоровья и жизни человека, а также азотсодержащие, серосодержащие и кислородсодержащими компоненты.

Контакт с нефтью вызывает сухость кожи, пигментацию или стойкую эритему, приводит к образованию угрей, бородавок на открытых частях тела.

Острые отравления парами нефти вызывают повышение возбудимости центральной нервной системы, снижение кровяного давления и обоняния [31].

Предлагаемые средства защиты

При работе с нефтью и нефтепродуктами применяют средства индивидуальной защиты по ГОСТ 12.4.011, ГОСТ 12.4.103, ГОСТ 12.4.111, ГОСТ 12.4.112.

Для индивидуальной защиты в местах с концентрацией паров нефти, превышающей ПДК, применяют противогазы марки БКФ, шланговые противогазы марки ПШ-1 или аналогичные в соответствии с ГОСТ 12.4.034.

Для защиты кожи рук применяют защитные рукавицы, мази и пасты по ГОСТ 12.4.068.

Для защиты глаз использовать очки типа ЭП2-80.

Для коллективной защиты от воздействия паров нефти помещения, в которых проводят работы, должны быть снабжены приточно-вытяжной вентиляцией с механическим побуждением, отвечающей требованиям ГОСТ 12.4.021. В местах возможного выделения химических веществ в воздух рабочей зоны должны быть оборудованы местные вытяжные устройства [34].

4.1.1.2 Недостаточное производственное освещение

Для нормализации визуальной обстановки в рабочих помещениях представляют собой осветительные проемы, фонари, прожекторы, защитные устройства [35].

Таблица 4.1.1 – Нормы освещенности рабочих мест по ГОСТ Р 55710-2013

Наименование помещений, зрительной работы и вида деятельности	$E_{\text{экс}}$, лк	U_0 , не менее	R , не более	R_a , не менее	K_p , %, не более
Производственные процессы с дистанционным управлением.	50	0,4	-	20	-
Процессы с частичным применением ручного труда.	150		28	40	
Постоянная ручная работа на производственных установках.	300	0,6	22	80	20
Лаборатории	500		16		10

4.1.1.3 Повышенный уровень шума на производстве

Основным источником шума является насосная внутренней перекачки (НВП), насосная магистральной перекачки (НМП), площадка печей трубчатых блочных (ПТБ). Нормирующими характеристиками постоянного шума на рабочих местах являются уровни звуковых давлений в октановых полосах 78 дБА со среднегеометрическими частотами 500 Гц. А нормирующий уровень 80 дБА. Следовательно, уровень шума соответствует СанПиН 2.2.4.3359-16 [36].

Основные организационные мероприятия по борьбе с шумом следующие:

- размещения оборудования, являющегося источником шума, в отдельных помещениях;
- расположение цехов с повышенным уровнем шума в отделении от малошумных помещений;
- применение индивидуальных средств защиты от шума и вибрации, проведение санитарно-профилактических мероприятий для рабочих, занятых на вибро-акустически активном оборудовании [37].

4.1.2 Анализ опасных факторов

4.1.2.1 Электробезопасность

Источниками электрической опасности являются:

- оголенные части проводов или отсутствие изоляции;
- отсутствие заземления;
- замыкания;
- статическое напряжение.

От токоведущих частей электроустановок человека защищают изолирующие защитные средства. Они подразделяются на основные и дополнительные. Основными изолирующими средствами защиты разрешается

прикасаться к токоведущим частям электроустановок, имеющих рабочее напряжение до 1000 Вольт. В первую очередь, к таким защитным средствам относится слесарно-монтажный инструмент, снабженный изолирующими рукоятками – плоскогубцы, ножи, отвертки и т.п.

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

1. Соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей;
2. Изоляция токопроводимых частей;
3. Применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
4. Использование предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;
5. Применение устройств для снижения напряженности электрических и магнитных полей до допустимых значений;
6. Использование средств защиты и приспособлений.

Все помещения должны соответствовать требованиям электробезопасности при работе с электроустановками по ГОСТ 12.1.019-79.

1. Все электрооборудование с напряжением свыше 36 В, а также оборудование и механизмы, которые могут оказаться под напряжением, должны быть надежно заземлены.

2. Для отключения электросетей на вводах должны быть рубильники или другие доступные устройства. Отключение всей сети, за исключением дежурного освещения производится общим рубильником.

В целях предотвращения электротравматизма запрещается:

1. работать на неисправных электрических приборах и установках;
2. перегружать электросеть;
3. переносить и оставлять без надзора включенные электроприборы;
4. работать вблизи открытых частей электроустановок, прикасаться к ним;
5. загромождать подходы к электрическим устройствам.

б. запрещается прикасаться к корпусу поврежденного прибора или токоведущим частям с нарушенной изоляцией и одновременно к заземленному оборудованию [38].

4.1.2.2 Пожарная безопасность

Площадка печей ПТБ относится к взрывопожароопасным объектам. Это связано с тем, что в качестве топлива для печей ПТБ используется попутный нефтяной газ.

Причины возникновения пожаровзрывоопасной ситуации:

- * Разгерметизация трубопроводов в местах соединения;
- * Проведение огневых работ без первичных средств пожаротушения;
- * Разгерметизация оборудования с возгоранием;
- * Большое количество резервуаров, емкостей и аппаратов, в которых имеются пожароопасные продукты под высоким давлением и высокой температуре, разветвленная сеть технологических трубопроводов с многочисленной запорно-пусковой и регулирующей арматурой и контрольно-измерительными приборами;
- * Высокая теплота сгорания веществ и материалов [39].

Таблица 4.1.2 – Доля каждой причины в общем числе аварий.

Причины аварийной ситуации	Доля от общего числа аварий, %
Пожары, вспышки, загорания	58,5
Аварийная загазованность	17,9
Взрывы и хлопки	15,1
Прочие	8,5

В свою очередь, пожары, взрывы и аварийная загазованность могут быть следствием возникновения следующих аварийных ситуаций:

- * И использование неисправного оборудования;
- * Нарушение технологического режима;

- * Пуск неисправной технологической линии (аппарата) установки;
- * Нарушение правил ремонтных работ;
- * Несоблюдение правил остановки технологической установки [39].

4.1.2.3 Пожарно-профилактические мероприятия

На основании анализа пожарной опасности технологического процесса, с учетом режимов работы технологического оборудования проведем пожарно-профилактические мероприятия [40].

Таблица 4.1.3 – Пожара-профилактические мероприятия [41]

Наименование технического оборудования	Пожара-профилактические мероприятия
<u>Сепараторы:</u> <ul style="list-style-type: none"> • защита аппаратов от перепада давления; • контроль температуры; • Контроль уровня внутри аппарата; 	Устанавливаются предохранительные клапана (ПК); Контроль температуры среды в аппарате. Предусмотрен контроль уровня внутри аппарата.
<u>Резервуары вертикальные стальные (РВС):</u> <ul style="list-style-type: none"> • Оборудованы аварийным сливом; • контроль уровня нефтепродуктов; 	Оборудуются сигнализацией по верхнему и нижнему пределу.
<u>Печи ПТБ:</u> <ul style="list-style-type: none"> • контроль температуры нефти на входе и выходе; • контроль давления топливного газа; • контроль давления воздуха на горелки; • контроль температуры дымовых газов на выходе из печи; • контроль пламени на горелках печи; 	Установка приборов КИПиА; Требуется контроль температуры по максимальному и минимальному пределу; Требуется контроль давления по максимальному и минимальному пределу;

4.1.2.4 Термическая опасность. Повышенная температура поверхностей

Источником термической опасности в соответствии с РД 153-34.0-03.702-99 могут являться:

- Соединительные магистрали передачи жидкостей, нагретых до высокой температуры;

– Нагретые поверхности узлов электрооборудования и гидрооборудования;

– Опасность выплеска жидкости под высоким давлением;

После контакта с данным видом термической опасности, вызывает у человека покраснение кожи, возникновение волдырей, повреждение слоя эпидермиса. Так же получение степени ожога (1, 2, 3, 4) [42].

Для защиты рабочих от термической опасности в соответствии с ГОСТ Р 53010-2008, изолируют трубные обвязки, установленные рядом с рабочим местом оператора.

4.1.2.5 Расположение рабочего места на высоте

На основании ПОТ РМ-012-2000 работы, выполняемые на высоте более 2 м, относятся к опасным производственным факторам. Аппараты, обслуживаемые на высоте, должны быть оснащены защитным ограждением. При невозможности устройства ограждений работы должны выполняться с применением предохранительного пояса и страховочного каната.

4.1.2.6 Сосуды, работающие под давлением

В соответствии с ПБ 10-115-96 к сосудам, работающим под давлением, относят герметически закрытые емкости для ведения технологических процессов, а также для хранения и перевозки сжатых, сжиженных и растворенных газов и жидкостей под давлением.

Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением распространяются на сосуды, работающие под давлением более 0,7 кг/см².

Сосуды, работающие под избыточным давлением, подлежат техническому освидетельствованию (наружному внутреннему осмотру каждые 2 года и гидравлическому испытанию раз в 8 лет).

На каждый сосуд, работающий под давлением, на видном месте должна быть прикреплена металлическая пластина с нанесёнными клеймами следующих паспортных данных:

- наименование или обозначение сосуда;
- рабочее давление, МПа (кг/см²);
- расчётное давление, МПа (кг/см²);
- давление при гидроиспытании, МПа (кг/см²);
- допустимая максимальная и (или) минимальная рабочая температура стенки, °С.

Для управления работой и обеспечения безопасных условий эксплуатации сосуда должны быть оборудованы приборами контроля давления и температуры среды, предохранительными клапанами, запорной арматурой.

4.2 Экологическая безопасность

Подготовка нефти это многостадийный процесс, который включает в себя обезвоживание и обессоливание нефти.

Подготовка нефти не является безотходным процессом. При подготовке нефти так же возможны выбросы в атмосферу. Экология подготовки нефти включает в себя проблемы загрязнение атмосферы, гидросферы и литосферы.

Защита селитебной зоны

Для промышленных объектов и производств, сооружений, являющихся источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека устанавливаются следующие ориентировочные размеры санитарно-защитных зон:

– промышленный объект четвертого класса – 100 м.

Так же в таблице 4.2 представлены рекомендуемые минимальные расстояния от магистральных трубопроводов для транспортирования нефти [43].

Таблица 4.2 – Рекомендуемые минимальные расстояния от магистральных трубопроводов для транспортирования нефти по СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03

Элементы застройки	Расстояние в м при диаметре труб, мм			
	До 300	300-600	600-1000	1000-1400
Города и поселки	75	100	150	200
Отдельные малоэтажные жилища	50	50	75	100
Гидротехнические сооружения	300	300	300	300
Водозаборы	3000	3000	3000	3000

Воздействие объекта на атмосферу

Основные источники загрязнения при подготовки нефти это выбросы вредных веществ в атмосферу с факела. При сжигании попутного нефтяного газа на факелах высокого и низкого давления в атмосферу выбрасывается большое количество загрязняющих веществ [44]:

- Диоксид азота;
- Углерод черный (сажа);
- Оксид углерода;
- Метан;
- Бензапирен.

Таблица 4.2.1 – Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест по ГН 2.1.6.1338-03

Наименование вещества	Формула	Величина ПДК, мг/м ³		Класс опасности
		Максимально разовое	Средне суточное	
Безол	C ₆ H ₆	0,3	0,1	2

Продолжение таблицы 4.2.1

Хлор	Cl ₂	0,1	0,03	2
Оксид углерода	CO	5	3	4
Свинец	Pb	0,001	0,0003	1
Диоксид серы	SO ₂	0,5	0,1	3
Диоксины	C ₁₂ H ₁₄ C ₁₄ O ₂	-	0,5 пг/м ³	1
Оксид азота	NO ₂	0,085	0,04	2

Воздействие объекта на гидросферу

Загрязненные стоки на установке подготовки нефти (УПН) перегонки а образуются за счет конденсации насыщенного водяного пара, используемого для пропарки оборудования, либо при отгрузке нефти.

Для предотвращения попадания вредных веществ в водоемы за пределы производственной площадки, предусмотрено:

- Обвалование площадок, где возможен разлив продукта;
- Дренажные емкости для сбора возможных разливов продукта и загрязнения при этом дождевых и талых вод и последующем отведением их в систему ППД для совместного использования в технологическом процессе;

Сточные воды канализации проходят механическую очистку и доочистку на биологических очистных сооружениях завода [45].

Воздействие объекта на литосферу

На предприятии только в процессе глубокого обессоливания и обезвоживания нефти выделяется около 26-30 т. твердых солей и механических примесей, содержащих в своем составе до 35% смеси углеводородов и 35-60% воды.

Таким образом, нефтеперерабатывающее предприятие "вырабатывают" более 100 т в сутки твердых, нефтесодержащих и пожароопасных отходов [46].

Таблица 4.2.2 – Утилизация твердых отходов [41]

Наименование отхода	Место складирования, транспортировка	Периодичность образования	Место захоронения, утилизация
Нефтешлам	Специально оборудованная площадка	Постоянно. Чистка и вывоз шлама	Вывоз на специально отведенное место для захоронения.

	контейнерами для сбора отходов.	установки в период ремонта и чистки оборудования.	
Люминесцентные ртутьсодержащие трубки отработанные и брак	В закрытой таре отдельно (тара завода – изготовителя)	Периодически.	Отходы передают на пункт приема ртутьсодержащих отходов в п.Пионерном ООО «ТКС», с последующей передачей ООО «ТРАНССИБ» на демеркуризацию (обезвреживание)
Прочие отходы нефтепродуктов, продуктов переработки нефти, угля, газа, горючих сланцев и торфа (Грунт, загрязненный нефтепродуктами)	Места накопления отсутствуют	Периодически	Накопление не осуществляется. Сразу после образования вывозится для обезвреживания на шламонакопитель ВГНМ ООО «ССЭ»
Мусор от бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) *	В закрытой таре в смеси (контейнер V=0.7м ³ , 3 шт.)	1 неделя	Накопление осуществляется в металлических контейнерах. По мере накопления вывозятся для захоронения на полигон ТБО ВГНМ

4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Данное производство по подготовке нефти является объектом техногенной опасности, т.е. объектом, на котором хранят, перерабатывают, используют или транспортируют опасные химические вещества, при аварии на котором или при разрушении которого может произойти гибель или химическое заражение людей, растений, а также химическое заражение окружающей среды. В состав предприятия по подготовки нефти входят как площадочные опасные производственные объекты (насосы, емкости, резервуары, печи, сепараторы, электродигидраторы), так и линейные (различные трубопроводы). Возможны различные аварийные ситуаций:

разгерметизация оборудования, трубопроводов, пожары как следствие взрывов [47].

В таблице 4.3 приведены возможные аварийные ситуации и способы устранения.

Таблица 4.3 – Возможные виды аварийного состояния производства и способы их устранения [41]

Возможные производственные аварийные ситуации	Причины возникновения производственных аварийных ситуаций	Действия персонала по предупреждению и устранению производственных аварийных ситуаций
Взрывы, пожары, разгерметизация трубопровода	Несоблюдение режима ведения процесса, разгерметизация оборудования и трубопроводов, разлив взрывопожароопасных веществ	1. Необходимо вызвать пожарную охрану и бригаду скорой помощи;
		2. Включение звуковой аварийной сигнализации.
		3. Перекрыть подачу теплоносителей. Прекратить подачу сырья.
		4. Сброс давления на факел.
		5. Остановка остального оборудования.
Протечки в запорно-регулирующей арматуре или в аппаратах	Разгерметизация запорно-регулирующей арматуры или аппаратов	1. Сообщить начальнику цеха или мастеру установки;
		2. Ликвидация протечек с остановкой оборудования (если не возможно устранить по другому)
		3. Ликвидировать протечки без остановки оборудования.
Сбой системы электроснабжения	Неполадки в системе электроснабжения	1. Сообщить начальнику цеха или мастеру установки;
		2. Перекрыть подачу топлива к горелкам печей.
		3. Подать пар на паровую завесу печей.
		4. Проконтролировать отключение всего насосно-компрессорного оборудования.
Увеличение содержания нефтепродуктов в подтоварной воде	1. Низкий уровень раздела фаз	1. Поднять уровень раздела фаз в соответствии с НТР;
		2. Проверить работу регуляторов уровня LCV-402 в аппарате.

Продолжение таблицы 4.3

Унос нефти на УОГ	1 Превышение уровня нефти аппарате Т-400	1. Отрегулировать уровень нефти в аппарате Т-400 в соответствии с НТР. 2. Проверить работу отсечного клапана РСВ- 401
Повышенная вибрация насоса	1. Неправильная центровка электродвигателя с насосом	1.1. Отцентрировать насос
Давление на приеме насоса ниже нормы	1.Нарушение режима сепарации; 2. Засорен фильтр входного трубопровода; 3. Неисправность или неполное открытие задвижки;	1. Отрегулировать режим сепарации; 2. Очистить сетку; 3.Открыть задвижку, отремонтировать задвижку;

Первичные средства пожаротушения

Здания, сооружения, помещения, технологические установки должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения: огнетушителями, ящиками с песком, асбестовое полотно, грубошерстная ткань, войлок (кошма), пожарными ведрами, совковыми лопатами, штыковыми лопатами, пожарным инструментом (крюками, ломami, топорами и т.п.), которые используются для локализации и ликвидации пожаров в начальной стадии их развития [41].

Таблица 4.3.1 – Санитарные характеристики зданий, помещений и наружных установок [41]

Наименование производственных зданий, помещений, наружных установок	Категория взрывопожарной и пожарной опасности помещений, зданий и наружных установок (СП12.13130.2009)	Класс взрывоопасной и пожароопасной зоны	Средства пожаротушения
Площадка технологическая	АН	2-й класс (В-1г)	Пожарные гидранты

Продолжение таблицы 4.3.1

Насосная внутренняя перекачки	А	2-й класс (В-1а)	Автоматическое пенное пожаротушение (пеногенераторная станция)
Насосная магистральной перекачки	А	2-й класс (В-1а)	Автоматическое пенное пожаротушение (пеногенераторная станция)
Резервуары нефти	АН	2-й класс (В-1г)	Кольца орошения РВС
Пункт нефтеналива	АН	2-й класс (В-1г)	1. Автоматическое паротушение; 2. Пожарные гидранты
Площадка печей ПТБ	АН	2-й класс (В-1а)	1. Автоматическое пенное пожаротушение (пеногенераторная станция); 2. Паровая защита печей.
Операторная	ВЗ	П-Па	Огнетушители порошковые; Огнетушители углекислотные;

4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

1. На тяжелых и физических работах с вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) условиями труда запрещается применение труда женщин.

2. Лицам, не достигших восемнадцатилетнего возраста, работа с вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) условиями труда запрещается.

3. При приеме на работу с вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) условиями труда проводится обязательные медицинские осмотры работников [48].

Таким образом, при отнесении условий труда к вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) работникам, занятым на рабочем месте, которое относится к вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) должны предоставляться компенсации не ниже предусмотренных постановлением Правительства РФ от 20.11.2008 № 870.

В соответствии с п. 1 данного постановления работникам, занятым на перечисленных видах работ, установлены следующие компенсации:

- сокращенная продолжительность рабочего времени – не более 36 часов в неделю в соответствии со ст. 92 ТК РФ;

- ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск – не менее 7 календарных дней;

- повышение оплаты труда – не менее 4% тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда [48].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время при исследовании химико-технологических процессов эффективно используются математические модели.

На кафедре ХТТ и ХК разработана математическая модель, позволяющая учитывать влияние технологических параметров на процесс каплеобразования при промышленной подготовке нефти.

Анализ литературных источников показал, что универсальных теоретических зависимостей, которые бы учитывали влияние концентрации химического реагента на поверхностное натяжение, практически не существует. Поэтому на основании литературных экспериментальных данных в работе были получены теоретические зависимости поверхностного натяжения от концентрации деэмульгатора, которые были включены в математическую модель.

В ходе исследования показано, что:

– С увеличением расхода водонефтяной эмульсии от 200000 кг/ч до 400000 кг/ч, максимальный диаметр капли воды уменьшается d_{\max} от 0,14 до 0,026 см (формула 2). Наиболее эффективный для осаждения размер капли (100...300 мкм) наблюдается по формулам 3, 5, 6.

– С увеличением концентрации деэмульгатора (формула 2), например, 0,001...0,004 % масс. снижается поверхностное натяжение с 37,3 до 16,9 дин/см, при этом значение d_{\max} уменьшается от 0,12 до 0,037 см.

– С увеличением концентрации химического реагента уменьшается длина трубопровода.

Полученные результаты и теоретические зависимости могут использоваться в дальнейшем для моделирования процесса каплеобразования при разрушении водонефтяных эмульсий и поиска эффективных режимов процессов промышленной подготовки нефти в целом.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Ушева Н.В., Бешагина Е.В., Мойзес О.Е и др. Технологические основы и моделирование процессов промышленной подготовки нефти и газа. – Томск, 2014. – 131с.
- 2 Медведев В.Ф. Сбор и подготовка неустойчивых эмульсий на промыслах. – М.: Недра, 1987. – 144 с.
- 3 Manning F.S., Thompson R.E. Oilfield Processing of Petroleum: Crude oil. New York: Pennwell Corp., 1995. – 400 p.
- 4 Smith H.V., Arnold K.E. Crude oil emulsions // TX: Society of Petroleum Engineers. 1987. pp. 19-34.
- 5 Ибрагимов Г.З., Хисамутдинов Н.И., Муравленко С.В., Артемьев В.Н., Телин А.Г., Латыпов А.Р., Исмагилов Т.А. / Г.З. Ибрагимов, Н.И. Хисамутдинов, С.В. Муравленко и др. Разработка нефтяных месторождений: в 4-х т. – М.: ВНИИОЭНГ, 1994. – 920 с. – 3 т.
- 6 Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа. – М.: Химия, 1999. – 586 с.
- 7 Лаврова И.С. Практикум по коллоидной химии: Учебник. – М.: Высшая школа, 1983. – 206 с.
- 8 Ребиндер П.А. Поверхностно-активные вещества, их значение и применение в нефтяной промышленности. – М.: Наука, 1978. – 366 с.
- 9 Борисов А.А., Петров А.А. Состав защитных слоев, величина адсорбции и дисперсность эмульсий типа В/М в зависимости от углеводородного состава растворителя высокомолекулярной части нефти // Тр. Гипростокнефть. – 1975. – № 24. – С.170-180.
- 10 Веретенникова И.В., Петров А.А., Валяев Б.Г. Состав потенциальных стабилизаторов нефтяных эмульсий и их связь с параметрами обезвоживания при низких температурах // Тр. Гипростокнефть. 1975. – № 26. – С.124-129.

11 Евдокимов И.Н. Структурные характеристики промысловых водонефтяных эмульсий: Учебное пособие для вузов. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 477 с.

12 Петров А.А., Позднышев Г.Н., Новикова К.Г., Мансуров Р.И. Коллоидные стабилизаторы нефтяных эмульсий // Нефтяное хозяйство. 1974. – № 1. – С.50-52.

13 Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Нефтегазовое дело. 2011. – № 1. – С. 268-284.

14 Иванова Л.В., Кошелев В.Н., Васечкин А.А., Буров Е.А., Примерова О.В. Особенности образования асфальтосмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки месторождений // Труды РГУ нефти и газа И.М. Губкина, 2011.– № 4. – С.159-167.

15 Сахабутдинов Р.З., Губайдулин Ф.Р., Исмагилов И.Х., Космачева Т.Ф. Особенности формирования и разрушения водонефтяных эмульсий на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", – 2005. – 324 с.

16 Борисов С.И., Катеев М.В., Калинина Е.С., Калинина О.С. Механизм действия ПАВ как деэмульгаторов нефтяных эмульсий // Нефтяное хозяйство. 2004. – № 4. – С.74-76.

17 Петров А.А. Основы химического деэмульгирования нефтей // Нефтепромысловое дело, Тр. Гипровостокнефть. 1974. – № XXII. – С.232-233.

18 Петров А.А., Позднышев Г.Н. Углеводородный состав и устойчивость нефтяных эмульсий // Тр. Гипровостокнефть. 1971. – № 13. – С.9-13.

19 Аванесян В.Г. Реологические особенности эмульсионных смесей. М.: Недра, 1980. – 115 с.

20 Деэмульгаторы, применяемые для разрушения нефтяных эмульсий. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.nrukk.ru>, свободный. – Загл. с экрана.

21 Н.К. Abdel-Aal and Mohamed Aggour, Petroleum and Gaz field processing. - New York: Marcel Dekker inch, 2003. – 358с.

22 Свирская С.Н., Трубников И.Л. Нефть: методическое пособие для химического факультета / С.Н. Свирская. – Ростов-на-Дону, 2002. – 43 с.

23 Закожурников Ю.А. Подготовка нефти и газа к транспортировке: учебное пособие для СПО. – Волгоград: Издательский дом «ИН-ФОЛИО», 2010.

24 Шаймарданов В.Х. Процессы и аппараты технологий сбора и подготовки нефти и газа на промыслах: учебное пособие / Под ред. В.И. Кудинова. – М. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2013. – 508 с.

25 Виноградов В.М., Винокуров В.А. Образование, свойства и методы разрушения нефтяных эмульсий: методические указания. – М.: ФГУП «Нефть и газ», РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2007. – 31 с.

26 Верещагин И.П. и др. Основы электрогазодинамики дисперсных сред. М.: Энергия, 1974.

27 Соу С. // В кн.: Реология эмульсий / под ред. В.В. Гогосово, В.И. Николаевского. Пер. с англ. М.: Мир, 1975.

28 Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа: Учебное пособие для вузов. Уфа: Гилем, 2002. – 672 с.

29 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. – 36 с.

30 Федеральный закон от 24.07.2009 №212-ФЗ «О страховых взносах в Пенсионный фонд Российской Федерации, Фонд социального страхования Российской Федерации, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования».

31 ГОСТ 31378-2009. Нефть. Общие технические условия.

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

33 ГН 2.2.5.1313-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

34 ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

35 СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение». Санитарно-эпидемические требования к физическим факторам на рабочих местах.

36 СанПиН 2.2.4.3359-16 Санитарно-эпидемические требования к физическим факторам на рабочих местах.

37 ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

39 ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.

40 Горячев С.А., Клубань В.С. Пожарная профилактика технологических процессов производств. М.: ВИПТШ МВД СССР, 1983.

41 Технологический регламент «Пункт подготовки и сбора нефти (УПН «Пионерный»»).

42 РД 153-34.0-03.702-99. Инструкция по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве.

43 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.

44 ГН 2.1.6.1338-03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.

45 ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.

46 Абросимов А.А. Экологические аспекты производства и применения нефтепродуктов. М.: БАРС, 1999 – 732с.

47 ГОСТ Р 22.9.22-2014. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

48 ТК РФ. Трудовой кодекс РФ.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1 – Зависимость диаметра капель от расхода водонефтяной эмульсии ($C_{x.p.} = 0,002$ % масс., $W = 20\%$ масс.)

Диаметр капли, см						
Формула	1	2	3	4	5	6
Расход, т/ч						
100	0,03017	0,14925	0,17369	0,12298	0,18183	0,19154
200	0,01735	0,08561	0,09962	0,07056	0,10428	0,10985
250	0,01104	0,05438	0,06327	0,04483	0,06623	0,06977
300	0,00754	0,03706	0,04311	0,03055	0,04513	0,04753
400	0,00542	0,02659	0,03093	0,02193	0,03237	0,0341

Таблица А.2 – Зависимость диаметра капель от концентрации химического реагента ($G = 250000$ кг/ч, $W = 20\%$ масс.)

Диаметр капли, см						
Формула	1	2	3	4	5	6
Концентрация, % масс.						
0,0010	0,02404	0,12079	0,1194	0,08092	0,12489	0,144
0,0020	0,01735	0,08561	0,09962	0,07056	0,10428	0,10985
0,0025	0,01509	0,07124	0,09082	0,06579	0,09459	0,09588
0,0030	0,01329	0,05854	0,08279	0,06129	0,0853	0,08377
0,0040	0,01061	0,03706	0,06862	0,05303	0,06795	0,06458

Таблица А.3 – Зависимость поверхностного натяжения от концентрации химического реагента ($G = 250000$ кг/ч, $W = 20\%$ масс.)

Поверхностное натяжение, дин/см						
Формула	1	2	3	4	5	6
Концентрация, % масс.						
0,0010	12,614	37,347	37,058	28,546	38,191	38,548

Продолжение таблицы А.3

0,0020	10,117	29,646	32,82	26,036	33,842	32,15
0,0025	9,207	26,205	30,852	24,841	31,698	29,345
0,0030	8,447	22,965	28,985	23,684	29,573	26,802
0,0040	7,252	16,884	25,554	21,49	25,386	22,505

Таблица А.4 – Зависимость длины массообменной и коалесцирующей секций от расхода водонефтяной эмульсии ($C_{x.p.} = 0,002$ % масс., $W = 20\%$ масс.)

Длина массообменной (м) и коалесцирующей (к) секций, м												
Формула	1		2		3		4		5		6	
Расход, т/ч	м	к	м	к	м	к	м	к	м	к	м	к
100	40,0 1	7,64	40,71	65,65	40,7 9	87,09	40,61	46,24	40,82	94,9 4	39,6 6	10 2,7 8
200	40,8 7	6,00	41,50	25,63	41,5 7	32,88	41,40	19,07	41,60	35,5 3	40,6 7	38, 25
250	41,6 1	5,51	42,17	13,61	42,2 4	16,6	42,08	10,9	42,26	17,6 9	41,5 2	18, 87
300	42,2 7	5,33	42,76	9,16	42,8 3	10,58	42,68	7,88	42,85	11,0 9	42,2 5	11, 7
400	42,8 6	5,25	43,29	7,26	43,3 5	7,99	43,21	6,59	43,37	8,26	42,8 9	8,6 3

Таблица А.5 – Зависимость длины массообменной и коалесцирующей секций от концентрации химического реагента ($G = 250000$ кг/ч , $W = 20\%$ масс.)

Длина массообменной (м) и коалесцирующей секций (к), м												
Формула	1		2		3		4		5		6	
Концентрация химического реагента, % масс.	м	к	м	к	м	к	м	к	м	к	м	к
	0,001	43,2 7	6,7 8	44,0 7	45,9 1	42,9 2	44,9 7	43,8 4	23,4 5	44,0 9	48,7 2	42,9 0
0,002	40,8 7	6,0 0	41,5 0	25,6 3	41,5 7	32,8 8	41,4 0	19,0 7	40,5 2	35,5 3	40,6 7	38, 25

Продолжение таблицы А.5

0,0025	40,1 0	5,8	40,6 4	19,3 4	40,7 6	28,2 1	40,6 1	17,2 5	40,7 8	30,1 5	39,9 5	30, 39
0,003	39,4 7	5,6 6	39,9 3	14,7 3	40,0 9	24,3	39,9 5	15,6 5	40,1 0	25,4 8	39,3 6	24, 44
0,004	38,4 8	5,4 8	38,7 8	9,00	39,0 1	18,3 1	37,9 1	13,0 2	39,0 1	18,0 6	38,4 3	16, 66

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

{Для пересчета единиц измерения:

1Па*с = 10Пуаз = 1кг/(м*с);

Н = кг*м/(с*с);}

program kapleobrasovatel;

uses crt;

var t5:array [1..201] of real;

f:array [1..200] of real;

rg:array [1..10] of real;

st:array [1..20] of string;

st1:array [1..16] of string[16];

mx:array [1..14] of string [80];

mb:array [1..13] of string [75];

mv:array [1..11] of string [80];

mc:array [1..20] of string [75];

dan:array [1..16] of real;

w11,w22,t33,f33,f44:real;

VZN,VZW,RW,Q,A1,T1,W,WR0,DK1,SIG,SIG1:real;

RN,S,d,D1,D2,S2,tem,re,dpr,tn,x,h,a,b:real;

vzem,vzemk,u,u1,u2,vznk,h1,wr,sig:real;

sum113,x10,rg1,rg2,re1,gs,t2,t,dsr:real;

dmax,d3,dtur,t20,h2,t4,dn:real;

vv:real;

code,i,n,m:integer;

ff1,ff2,ff3,ff4,ff5,ff6,ff7:text;

{function fun(d:real):real;

begin

{РАСЧЕТ ПОВЕРХНОСТНОГО НАТЯЖЕНИЯ, Дин/см}

{аппроксимация экспериментальной зависимости межфазного натяжения на гр. нефть-вода от массового содержания диссолюванта 4411}

{[sig]=1Дин/см=0.001Н/м} {1Дин=0.00001Н}

{sig:= exp(-wr0); writeln(ff2, 's==',s:12);

SIG:=1000/(19648.7-19589*EXP(-wr0));

{sig:= 2e9*wr0*wr0*wr0*wr0-9e7*wr0*wr0*wr0+1e6*wr0*wr0-10101*wr0+46.536;};

SIG:= 201726*wr0*wr0 - 4843,2*wr0+41,699;

SIG:= 78733*wr0*wr0 - 2745,8*wr0+31,213;

SIG:= 40528*wr0*wr0 - 4471,1*wr0+42,622;

SIG:=5,5287*EXP(-0,239*ln(wr0));

writeln ('SIG=',SIG:10:4);

end.