

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 18.04.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Отделение школы (НОЦ) химической инженерии

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Моделирование процесса каплеобразования при промышленной подготовке нефти УДК 622.276.8; 532.529.6-047.58

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2КМ61	Ефимова Елена Геннадьевна		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Авдеева Ирина Ивановна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ОП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
«Процессы и аппараты химической технологии»	Самборская Марина Анатольевна	к.т.н доцент		

Томск – 2018 г.

Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
P2	Осуществлять управление проектом на всех этапах его жизненного цикла
P3	Организовывать и руководить работой команды, вырабатывать командную стратегию для достижения цели
P4	Применять современные коммуникативные технологии в том числе на иностранном (-ых) языке (-ах) для академического и профессионального взаимодействия
P5	Проводить анализ и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
P6	Определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности, разрабатывать способы ее совершенствования на основе самооценки
P7	Формулировать, разрабатывать и реализовывать методы решения научно-исследовательских задач, в области ресурсоэффективности и инжиниринга нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических производств представлять и защищать результаты
P8	Проводить все стадии проектирования с использованием методов математического моделирования, коммерческих симуляторов и пакетов прикладных программ, в области ресурсоэффективности и инжиниринга нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических производств
P9	Разрабатывать учебно-методическую документацию, ставить новые лабораторные работы, проводить практические занятия по теме, ресурсоэффективности и инжиниринга нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических производств
P7	Формулировать, разрабатывать и реализовывать методы решения научно-исследовательских задач, в области ресурсоэффективности и инжиниринга нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических производств представлять и защищать результаты

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 18.04.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы химической технологии, нефтехимии и биотехнологии
 Отделение школы (НОЦ) химической инженерии

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ОП
 _____ Самборская М.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2КМ61	Ефимовой Елене Геннадьевне

Тема работы:

Моделирование процесса каплеобразования при промысловой подготовке нефти	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1631/с от 13.03.2018 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	31.05.2018г.
---	--------------

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; процессы и технология установки промысловой подготовки нефти
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования,	1. Литературный обзор; Теоретические основы процесса отделения воды при промысловой подготовке нефти, методики расчета диаметра капель воды в нефти. 2. Объекты и методы исследования; Водонефтяная эмульсия, математическое моделирование, технологические режимы. 3. Расчеты и аналитика;

проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	3.1 Описание математической модели; 3.2 Методики расчета диаметра капель воды; 3.3 Модернизация программы расчета; 3.4 Исследование влияния технологических параметров и анализ результатов; 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; 5. Социальная ответственность; 6. Заключение.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	Исходные данные-1 л. Методики расчета капель – 1 л; Результаты проведенного исследования – 3 л.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Креницына Зоя Васильевна, к.т.н, доцент
Социальная ответственность	Авдеева Ирина Ивановна, ассистент
Иностранный язык	Сыскина Анна Александровна, к.фил.н.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	12.02. 2018 г.
---	----------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мойзес Ольга Ефимовна	к.т.н., доцент		12.02.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2КМ61	Ефимова Елена Геннадьевна		12.02.2018

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

Студенту:

Группа	ФИО
2КМ61	Ефимова Елена Геннадьевна

Школа	ИШПР	Отделение	Химической инженерии
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	18.04.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Бюджет затрат НИ составляет 380970,3 рублей
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Отчисления на социальные службы 27,1% составляют: 34619,4 рублей.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Перспективность НИР средняя.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Составлен календарный план-график проведения НИР. Распланирован бюджет проекта.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Сравнительная эффективность разработки составила 1,086

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Сегментирование рынка
2. Оценка конкурентоспособности технических решений
3. Диаграмма Исикавы
4. Степень готовности научного проекта к коммерциализации
5. График проведения и бюджет НИ
6. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ
7. Организационная структура проекта

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Креницына Зоя Васильевна	кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2КМ61	Ефимова Елена Геннадьевна		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2КМ61	Ефимовой Елене Геннадьевне

Школа	ИШПР	Отделение	Химической инженерии
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	18.04.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Объектом исследования является процесс обезвоживания и обессоливания нефти.</p> <p>Экспериментальная часть работы велась на ПК. Рабочее место – стационарное, оборудованное компьютером. Рабочая зона - аудитория, которая оборудованная системами отопления, кондиционирования воздуха и естественным и искусственным освещением..</p> <p>Область применения – нефтеперерабатывающая промышленность.</p>
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); 	<p>1.1 В производственной среде и при применении вычислительной техники вероятно воздействие следующих вредных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> - освещение - шум; - электромагнитные излучения; - микроклимат, - вредные вещества; - зрительное напряжение; - монотонность трудового процесса; - нервно-эмоциональные перегрузки; - <p>1.2 Вредные вещества. На установке обессоливания и обезвоживания присутствуют вредные вещества такие, как:</p> <ul style="list-style-type: none"> - сероводород,

<ul style="list-style-type: none"> – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<ul style="list-style-type: none"> - аммиак, - окись углерода, - МЭА, - пары нефтепродуктов и т.д. <p>Средства защиты: хлопчатобумажные костюмы, защитные очки, ботинки кожаные, перчатки фильтрующие противогазы, каска.</p> <p>К опасным факторам относятся:</p> <ul style="list-style-type: none"> - горючесть, взрывоопасность и токсичность веществ применяемых и получаемых на установке; - наличие электротехнических устройств высокого напряжения; - превышение токсичных веществ в воздухе рабочей зоны.
<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>Основными загрязнителями атмосферы на производстве являются:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Сероводород; - Аммиак; - Оксид углерода(II); - Угледороды. - Пары нефтепродуктов <p>Повышения экологической безопасности можно достигнуть путем снижения выбросов во время эксплуатации за счет использования улучшенных фильтрационных и очистительных сооружений, увеличения сгорания горючих компонентов, с помощью специальных форсунок в топочных устройствах, использование паров нефтепродуктов в качестве сырья в других нефтехимических процессах;</p> <p>Работающий компьютер уменьшает влажность воздуха. Комплектующие ПК на 90% состоят из химикатов, опасно воздействующих на экологию. Использование макулатуры позволяет экономить древесину.</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>Возникновение ЧС, требующих обеспечения электро- и пожаровзрывобезопасности на рабочем месте.</p> <p>Перечень возможных ЧС :</p> <ul style="list-style-type: none"> - пожар; - взрыв; - розлив продуктов/компонентов производства; <p>Для обеспечения безопасной эксплуатации установки предусмотрена рациональная технологическая схема с комплексной автоматизацией технологического процесса, позволяющая обеспечить его непрерывность и стабильную работу оборудования. Предусмотрено отключение электрооборудования со щита операторной.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p>	<p>К нормативным актам, регулирующим вопросы охраны труда, в первую очередь относится Трудовой кодекс Российской Федерации. Для обеспечения безопасности на</p>

<p>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>рабочем месте необходимо руководствоваться санитарными нормами и правилами. Для снижения вредного воздействия химических факторов работникам производства выдается молоко питьевое в количестве 0,5 литра за смену для выведения из организма токсических веществ.</p> <p>ГОСТ 12.1.038–82 ГОСТ 12.1.045–84 ГОСТ 12.2.003–91 ГОСТ 12.2.061–81. СП 60.13330.2012 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 СанПиН 2.2.4.548-96, СанПиН 2.2.4.1191-03, СанПиН 2.6.1.1015-01; СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03; СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96, инструкция по охране труда при работе на ПК</p>
---	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.2018
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Авдеева Ирина Ивановна			01.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2КМ61	Ефимова Елена Геннадьевна		01.03.2018

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 106 стр., 23 рисунка, 21 таблица, 52 источника, 2 приложения.

Ключевые слова: промысловая подготовка, математическое моделирование, каплеобразование, обезвоживание, обессоливание, нефть, эмульсия.

Объектом исследования являются водонефтяные эмульсии.

Цель работы:

- поиск и анализ методик расчета размера капель при разрушении водонефтяной эмульсии;
- внедрение их в математическую модель процесса каплеобразования;
- проведение исследований влияния технологических параметров на показатели процесса каплеобразования с применением математической модели;

В процессе работы найдены методики для расчета размера капель воды в водонефтяных эмульсиях. С учетом полученных формул, разработан алгоритм и программный блок расчета процесса каплеобразования при промысловой подготовке нефти.

Проведены исследования влияния технологических параметров на показатели процесса каплеобразования с применением математической модели.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2013.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	13
1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР.....	14
1.1 Физико-химические свойства нефтяных эмульсий.....	15
1.2 Способы разрушения водонефтяных эмульсий.....	19
1.3 Гидродинамические каплеобразователи (коалесценторы).....	22
1.4 Методики расчетов процессов разрушения водонефтяных эмульсий.....	24
1.5 Поверхностно-активные вещества- деэмульгаторы водонефтяных эмульсий.....	26
1.6 Методики расчета размеров капель	30
2 ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	33
3 РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА.....	36
3.1 Исследование влияния температуры на входе на максимальный диаметр капли воды.	37
3.2 Исследование влияния расхода деэмульгатора на максимальный диаметр капли воды.	43
3.3 Исследование влияния расхода эмульсии на максимальный диаметр капли воды.	45
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	48
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	49
4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	49
4.1.2. Диаграмма Исикавы.....	50
4.1.3 Оценка готовности проекта к коммерциализации	51
4.1.4 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования.....	53

4.2 Инициация проекта	54
4.2.1 Организационная структура проекта	55
4.2.2 Ограничения и допущения проекта	55
4.2 Планирование научно – исследовательских работ.....	56
4.2.1 План проекта	56
4.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	58
4.3.1 Расчет материальных затрат НТИ.....	58
4.3.2 Основная заработная плата исполнителей темы	59
4.3.3 Организационная структура проекта.....	62
4.4 Оценка сравнительной эффективности исследования.....	62
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	66
5.1. Производственная безопасность	66
5.1.1 Анализ вредных факторов на рабочем месте.....	66
5.1.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования.....	71
5.1.3 Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов	73
5.2 Экологическая безопасность	74
5.2.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду	74
5.2.2 Анализ влияния использования ПК на окружающую среду...	75
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	76
5.3.1 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.....	76
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	77
5.4.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства	77

5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	78
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	80
СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА.....	83
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	84
ПРИЛОЖЕНИЕ А	89
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	106

ВВЕДЕНИЕ

В результате длительного эксплуатирования нефтяных месторождений обводненность нефти, поступающей на стадию подготовки, значительно увеличивается. Кроме того, повышенное содержание в нефти солей металлов, механических примесей (частицы глины, песка, металлов и известняка), асфальтенов и смол, являющихся природными эмульгаторами, наряду с высокой обводненностью приводит к образованию особо стойких эмульсий, которые трудно поддаются разделению. Изменение содержания в нефти воды приводит к изменению физико-химических свойств, что, в свою очередь, приводит к необходимости реконструирования технологических схем и корректировке технологических параметров основных аппаратов процесса подготовки нефти.

Для обеспечения требований, предъявляемых к товарной нефти, необходимо производить глубокое обезвоживание. Наиболее эффективное исследование химико-технологических процессов возможно с применением моделирующих систем, основу для которых составляют физико-химические закономерности протекания процессов. Создание компьютерно-моделирующей системы процесса каплеобразования позволяет производить оценку эффективности проведения процесса обезвоживания при изменении свойств и состава исходного сырья, а также производить оперативный поиск наилучших технологических параметров проведения процесса.

Таким образом, в настоящее время проблема подготовки нефти на промыслах приобретает все большую остроту и актуальность.

Научная новизна работы: разработка методик расчета размера капель и учета влияния технологических параметров на процесс каплеобразования при промышленной подготовке нефти, модернизация математической модели и программы расчета процесса.

1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

Среди множества вопросов, связанных с сохранением природных богатств в нефтяной индустрии, вопрос разрушения водонефтяной эмульсии считается одним из самых важных. Водонефтяные эмульсии, всегда составляли одну из наиболее серьезных промысловых потерь. С целью извлечения продукта товарного качества и с целью предоставления возможности нефтепроводной перекачки нефти необходимо удалять воду из нефтяных эмульсий.

Повышение содержания воды в эмульсиях оказывает значительное влияние на их реологические характеристики. Исследование реологического поведения эмульсий необходимо для увеличения эффективности при хранении, транспортировке и переработке подобных систем [1].

Вторым значим фактором обезвоживания нефти в регионах его добычи считается значительная стоимость транспорта балласта-пластовой воды. При увеличении обводнённости нефти на 15 процентов, транспортные расходы при каждой перекачке, возрастают в среднем на 3-5% [2].

Нефть из скважины, содержит в своем составе пластовую воду (в свободном или эмульгированном состоянии), содержащую различные минеральные соли -хлористый натрий NaCl , хлористый кальций CaCl_2 , хлористый магний MgCl_2 , а так же механические примеси. Эти соли повышают коррозионную активность и в следствии затрудняют транспортировку и дальнейшую переработку. Механические примеси и соли без препятствий отлагаются в небольших местах, поворотах, изгибах, сужая живое сечение трубок, что значительно ухудшает процесс теплопередачи в оборудовании. Механические примеси и соли нефти остаются в тяжёлом остатке переработки нефти, ухудшая её свойства. В состав нефти также входят различные газы, такие как CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , C_4H_{10} , H_2S , CO_2 .

Исходя из перечисленного выше можно сделать вывод что, необходимо отделять от нефти пластовую воды и соли, в условиях промысла. Совместно с

водой, при обезвоживании, из нефти удаляются растворенные в ней соли и механические примеси, которые вызывают коррозию, а также засорение трубопроводов и аппаратов. На промысле из нефти удаляется основная масса воды, солей и механических примесей, и транспортируется для дальнейшей переработки нефть уже с содержанием воды не выше 1-2 %. Но идет тенденция к снижению этой нормы до 0,5 % , что является более экономически и технологически выгодным.

При извлечении нефти она смешиваются с пластовой водой, образуя водонефтяную эмульсию. Свойства водонефтяной эмульсии и её стойкость напрямую зависят от способа добычи нефти и условий эксплуатации нефтяного месторождения.

Подготовка нефти на промыслах для дальнейшего транспорта осуществляется согласно ГОСТу Р 51858-2002, приведённому в табл. 1. По степени подготовки нефть разделяют на группы 1-3 [5].

Таблица 1 – Физико-химические свойства товарной нефти по ГОСТ.

Наименование показателя	Норма для группы		
	I	II	III
Массовая доля воды, % не более	0,5	1,0	1,0
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100,0	300,0	900,0
Массовая доля механических примесей, % не более	0,05		
Давление насыщенных паров, кПа (мм.рт.ст.) не более	66,7 (500)		

1.1 Физико-химические свойства нефтяных эмульсий

Термин «эмульсия» произошел от латинского *emulgeo* - «доить», поскольку одной из первых изучили эмульсию молока, в которой капли

животного жира находятся в объеме воды. В литературе можно найти достаточно много различных определений понятия эмульсии.

Эмульсия - это гетерогенная система, состоящая из двух несмешивающихся жидкостей, одна из которых (называемая внутренней или дисперсной фазой) распределена в другой (внешней фазе или дисперсионной среде) в виде мелких капель (глобул) [1].

Нефтяные эмульсии полидисперсны, т.е. в них содержатся глобулы различных размеров. Эмульсии являются грубодисперсными системами с размерами частиц примерно от 10–1 мкм и выше, которые можно визуальнo наблюдать при помощи оптического микроскопа. Наиболее распространены в природе и употребимы в технике эмульсии, образованные водой и какой-либо органической жидкостью [6].

Существуют много различных гипотез о механизме образования эмульсии. В России фундаментальные исследования по механизму образования эмульсий проводились академиком П.А. Ребиндером и его школой. Образование эмульсии происходит не в пластовых условиях, а в призабойной зоне или в скважине, причем интенсивность образования их в разных стадиях эксплуатации нефти неодинакова.

В соответствии с принятой классификацией [11] гетерогенных дисперсных систем нефтяные эмульсии подразделяются на три основные группы (типы):

Первая группа - обратная эмульсия (В/М) - вода в нефти. Содержание дисперсной фазы (воды) в дисперсионной среде (нефти) такой эмульсии может меняться от 0,1 до 97 %. Свойства нефтяной эмульсии этой группы напрямую влияют на процесс добычи нефти, внутривыпускной сбор, сепарацию (отделение газа) и выбор технологии и аппаратуры для деэмульсации нефти [1].

Вторая группа - прямая эмульсия (М/В) - нефть в воде. Такая эмульсия в основном образуется в процессе разрушения обратных эмульсий, т. е. при обезвоживании нефти. Нефтяная эмульсия прямого типа по сравнению с

эмульсией обратного типа в основном малоконцентрированные. Свойства этой группы эмульсий учитывают при разработке технологии очистки и подготовки нефтепромысловых сточных вод.

Третья группа - это множественная эмульсия. На практике в 95% процентах случаев встречаются эмульсии типа В/Н. Реже всех встречается эмульсия третьего типа - множественная эмульсия. Такая эмульсия обычно имеет высокую концентрацию различных механических примесей.

Одной из важнейших характеристик эмульсии является дисперсность частиц воды.

Эмульсии с размерами частиц:

- $d_k=0,1-20$ мкм - мелкодисперсные
- $d_k=20-50$ мкм - среднедисперсные
- $d_k=50-100$ мкм - грубодисперсные
- $d_k < 0,1$ мкм – коллоидные <13%-34%>

Капли диспергированной воды имеют диаметр 0,1-1000 мкм. Каждая капля воды окружена оболочкой, которая представляет собой концентрат высокомолекулярных веществ нефти: смолы, асфальтены, механические примеси. Наличие сольватного слоя создает защитную оболочку и препятствует слиянию капель воды даже при столкновении.

Важным свойством эмульсий является их устойчивость к расслоению, под которой понимают время, необходимое для полного разделения эмульсии отстаиванием. Это свойство характеризуется кинетической и агрегативной устойчивостью.

Кинетическая (седиментационная) устойчивость- способность системы противостоять оседанию (всплыванию) под действием Архимедовых сил.

$$K_y=1/w_{oc}$$

Эта устойчивость прямо пропорциональна вязкостным характеристикам нефти, обратно пропорциональна разности плотностей воды и нефти и квадрату радиуса этих частиц.

Агрегативная устойчивость- способность глобул дисперсной фазы при столкновении друг с другом сохранять первоначальный размер.

Коалесценция- процесс слияния глобул при столкновении друг с другом.

Флокуляция- слипание глобул с образованием агрегата.

Сущность современного подхода к процессу предварительной подготовки эмульсии и расслоению заключается в максимальном снижении ее агрегативной и кинетической устойчивости перед процессами отстаивания.

К основным факторам, определяющим устойчивость эмульсии относятся:

1. Средний диаметр частиц воды. Чем меньше диаметр, тем медленнее она будет оседать в массе нефти, тем устойчивее эмульсия, следовательно, для снижения устойчивости эмульсий необходимо создать условия для эффективной коалесценции.

2. Время жизни эмульсии. Чем больше проходит времени с момента образования эмульсии, тем толще сольватная оболочка вокруг капель воды, что препятствует коалесценции капель.

Большую роль играют гидродинамическое воздействие на поток нефти. Чем больше нефть подвергается таким воздействиям, тем устойчивее эмульсия. Например, число насосов, задвижек, длина и профиль трубопровода и т.д.

3. Физико-химические свойства нефти и состав эмульгированной воды (плотность, вязкость и состав эмульгаторов). Следует учитывать, что разность плотности воды и нефти возрастает с увеличением температуры, т.к. плотность нефти изменяется значительно сильнее, чем плотность воды.

Скорость осаждения увеличивается при снижении вязкости. Для этого нужно увеличивать температуру.

4. Температура эмульсии. С повышением температуры изменяется состав и толщина сольватного слоя вокруг капель воды и за счет этого устойчивость эмульсий снижается.

1.2 Способы разрушения водонефтяных эмульсий

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 [9].

Соответственно, можно лучше понимать решение проблем и, следовательно, процесс обработки, если учесть следующие факторы:

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.

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 [7].

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 делятся на следующие основные группы:

1. Механические методы.
2. Термические методы.
3. Химические методы.
4. Электрические методы [6].

Механические методы

К этим методам относятся способы деления эмульсий естественным путем или же с применением мероприятий, способствующих механическому разрушению бронирующей оболочки.

Водонефтяная эмульсия является весьма стойкой системой, и, как правило, под действием одной только силы тяжести не расслаивается. Для её разрушения требуются определенные условия, которые способствовали бы столкновению и коалесценции капель воды, а так же последующему разделению двух фаз

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

Термические методы

Термический способ разрушения водонефтяной эмульсии основан на использовании тепла. При нагревании водонефтяной эмульсии понижается ее вязкость, сольватная оболочка расширяется и разрушается, а капли воды коалесцируют друг с другом. Внизу отстаивается вода, наверху — нефть. Данный процесс происходит в резервуарах-отстойниках при температуре до

70°C, но встречаются эмульсии, которые не разрушаются даже при 120°C. В таком случае пользуются другими методами разрушения эмульсий или проводят процесс при более высоких температурах, но с герметизацией для избежание потерь легких фракций. К недостаткам термических способов разрушения эмульсий следует отнести следующее: повышение температуры увеличивает давление насыщенных паров особенно легких фракций нефти. Поэтому для исключения возможных потерь нефтепродуктов отстой ведут под давлением, что в свою очередь ведет к удорожанию конструкции в связи с большей металлоемкостью. Кроме того, к недостаткам термических методов относятся потери значительного количества тепла с дренируемой водой.

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 нефти восточных районов России, дисперсная водная фаза которых имеет на своей поверхности очень прочную адсорбционную оболочку эмульгаторов.

Химические методы

Химический способ разрушения один из самых распространенных, на данный момент. Используемые для этого вещества — деэмульгаторы вытесняют сольватную оболочку, либо растворяют её, благодаря чему эмульсия разрушается. В последнее время наиболее широко применяют деэмульгаторы типа неионогенных поверхностно-активных веществ (на основе окисей этилена и пропилена), которые способствуют образованию эмульсий, противоположных по типу разрушаемым. При соприкосновении таких эмульсий их эмульгирующая способность парализуется, и эмульсия расслаивается.

Эффективность химического метода разрушения эмульсии в значительной 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 недостаточно одного введения деэмульгатора, необходимо обеспечить максимальный контакт его с обрабатываемой эмульсией. Это достигается интенсивным перемешиванием и подогревом эмульсий, или орошением обводненной нефти концентрированным раствором деэмульгатора по всей поверхности ее зеркала в резервуаре-отстойнике.

Электрохимический способ

При попадании нефтяной эмульсии в электрическом поле частицы воды поляризуются и начинают двигаться в определенном направлении, сталкиваясь друг с другом, укрупняясь.

Механизм их взаимодействия показан на рисунке 1.

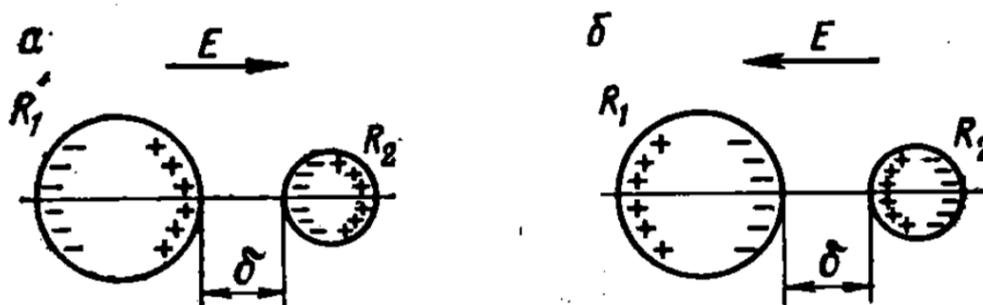


Рисунок 1 – Поляризация капель водородном электрическом поле напряженностью E с разной полярностью (а и б)

1.3 Гидродинамические каплеобразователи (коалесценторы)

На установку подготовки нефти (УПН) поступает эмульсия, размер капель воды в которой составляют несколько мкм. Такие капли нельзя осадить за технологически приемлемый промежуток времени. Поэтому перед процессом отстаивания необходимо выполнять операции по предварительной коалесценции капель воды до размеров, обеспечивающих требуемую скорость расслоения эмульсии.

Практика промышленной подготовки показала, что коммуникационные трубопроводы между сырьевыми насосами и отстойной

аппаратуры выполняют некоторые технологические функции; т.е. наряду с транспортированием эмульсий, эта эмульсия подвергается глубокому разрушению за счет последовательного протекания процессов дробления и слияния капель. Однако длина и диаметр этих трубопроводов может не соответствовать оптимальным значениям. Поэтому расчетные решения об удлинении трубопроводов и изменению их диаметров может способствовать улучшению качества обезвоживания нефти (сокращение времени пребывания в отстойниках) [23].

Аэродинамические каплеобразователи предназначены для разрушения бронирующих оболочек на каплях воды, коалесценции капель и разделения потока на две фазы. В этих аппаратах слияние капель происходит непосредственно в потоке нефти; на стенках каплеобразователей или на встроенных гидрофильных элементах под воздействием турбулентных пульсаций.

Различают объемные и трубчатые каплеобразователи.

- *Объемный каплеобразователь*: в таких аппаратах столкновение и коалесценция глобул воды достигается путем ввода эмульсии в аппарат через сопла, направленные под различными углами друг к другу, или турбулизацией потока, механическими или другими средствами.

- *Трубчатые аппараты* конструктивно выполняют из пакетов труб различной длины и диаметра.

В линейных каплеобразователях применяются в некоторых случаях центробежные завихрители потоков, иногда включают встроенные пластинчатые или трубчатые элементы.

Достоинства объемных аппаратов:

- достаточно высокая производительность;
- сравнительно небольшие размеры;
- низкая металлоемкость;
- возможность их использования как автономных аппаратов, а также как встроенных в отстойник элементов;

- возможность их использования на технологических площадках в стесненных условиях.

Достоинства трубчатых аппаратов:

- возможность использования как коалесцирующие аппараты, так и в качестве коммуникационных линий между теплообменной и отстойной аппаратурой, между отстойниками первой и последующих ступеней, между отстойниками и резервуарами товарных парков и т.д.

1.4 Методики расчетов процессов разрушения водонефтяных эмульсий

При промышленной подготовке нефти для разрушения водонефтяных эмульсий добавляются специальные вещества - деэмульгаторы.

Для описания массообменного процесса доведение деэмульгатора до капель пластовой воды будем считать, что в потоке существует динамическое равновесие между коалесценцией и дроблением капель.

В результате дробления капель, которые образовались при слиянии капель пластовой воды и деэмульгатора, в потоке увеличивается общее число капель с деэмульгатором, при этом общее число капель в единице объема остается постоянным.

Вероятность коалесценции или долю столкновений рассчитывают как:

$$\frac{N - N_p}{N}, \quad (1)$$

где N - общее число слияний (число капель); N_p - число капель (слияний) с раствором деэмульгатора.

Скорость процесса доведения реагента до капель воды:

$$\frac{dN_p}{dt} = -\theta_k \cdot N_p \frac{N - N_p}{N}, \quad (2)$$

где θ_k - часть от общего числа, столкновений капель заканчивающихся коалесценцией; θ - общее число столкновений.

$$\theta_k = K_c \cdot \theta, \quad (3)$$

где K_c - константа коалесценции.

Уравнение (3) показывает, что только часть столкновений капель заканчивается коалесценцией. Значение константы коалесценции зависит от времени старения нефтяной эмульсии.

Чем раньше в поток будет вводиться деэмульгатор, тем выше будет значение K_c ($K_c=1 \cdot 10^{-4}$).

$$\frac{dN_p}{dt} = -\theta_k \cdot N_p \left(1 - \frac{N_p}{N} \right), \quad (4)$$

Целью расчетов процессов разрушения эмульсии является определение конечной обводненности. Уравнение, описывающее изменение обводненности эмульсии записывается аналогично уравнению (4).

$$\frac{dW_p}{dt} = -\theta_k \cdot W_p \left(1 - \frac{W_p}{W} \right), \quad (5)$$

где W - объемная доля пластовой воды в нефти; W_p - объемная доля пластовой воды в нефти с реагентом.

Уравнение (5) имеет аналитическое решение следующего вида:

$$\frac{1}{W_p} = 1 + \frac{(1 - W_{p0})}{W_{p0}} \cdot e^{-\theta_k \cdot t}, \quad (6)$$

Для определения частоты столкновения капель в турбулентном эмульсионном потоке сделаем предположение, что скорость движения капель пластовой воды и раствора деэмульгатора совпадает с величиной скорости пульсации дисперсионной среды.

Исходя из этого, частота столкновения капель под воздействием турбулентной пульсации может быть рассчитана следующим образом:

$$\theta = \left(4\pi \cdot n \cdot d \cdot \bar{v}^2 \right)^{\frac{1}{2}}, \quad (7)$$

\bar{v} - усредненная турбулентная скорость пульсаций; n - число капель в единице объема;

d - средний диаметр капель.

Если число капель выразить через концентрацию диспергированной фазы (W) и средний диаметр капель (d), то для расчета частоты столкновения капель под воздействием турбулентных пульсаций получается следующая формула:

$$\theta = \left(24 \cdot W \cdot \frac{\bar{v}^2}{d^2} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (8)$$

Неустойчивая эмульсия – двухфазная дисперсная система, состоящая из двух взаимно нерастворимых жидкостей так, что одна из них распределена в виде капелек, на поверхности которых отсутствуют прочие стабилизирующие оболочки.

Неустойчивая эмульсия образуется при турбулентном перемешивании жидкости и существует только в турбулентном потоке.

В покое в неустойчивой эмульсии наступает состояние динамического равновесия между процессами коалесценции и дробления, которому соответствует определенный средний диаметр капель.

Изменение режима движения потока приводит к сдвигу динамического равновесия и изменению дисперсности неустойчивой эмульсии. При этом при переходе к ламинарному режиму течения происходит расслоение составляющих эмульсию жидкостей.

1.5 Поверхностно-активные вещества- деэмульгаторы водонефтяных эмульсий

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

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

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

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

Классификация ПАВ определяется зарядом его ионизированной гидрофобной части. Если органический ион заряжен отрицательно, то это анионное вещество, если положительно – то это катионное вещество [13].

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



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



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

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

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

Деэмульгаторы, применяемые для разрушения нефтяных эмульсий должны удовлетворять следующим основным требованиям:

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

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

3. Максимальное снижение прочности структурно - механических адсорбционных слоёв на границе раздела фаз, облегчение коалесценции. После флокуляции плёнка эмульгатора всё ещё остаётся сплошной. Силы флокуляции может быть недостаточно, чтобы вызвать коалесценцию капель. Однако в большинстве случаев деэмульгатор вызывает разрыв плёнки на поверхности капель, что даёт начало процессу коалесценции. Разрывы плёнки в составе флокул приводят к увеличению размера капель.

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

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

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

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

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

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

Единственным достоверным способом подбора оптимального деэмульгатора является экспериментальная проверка деэмульгирующей способности на модельной эмульсии. Кроме того, современные предприятия отдают предпочтение неионогенным деэмульгаторам, так как они имеют следующие преимущества, по сравнению с ионогенными (табл.2).

Таблица 2 – Сравнительная характеристика ионогенных и неионогенных деэмульгаторов

Ионогенный деэмульгатор	Неионогенный деэмульгатор
1. При взаимодействии с пластовой водой образуют малорастворимые осадки ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, $\text{Fe}(\text{OH})_3$ и др.);	1. Не взаимодействуют с растворенными в пластовой воде солями и не образуют твердых осадков;
2. Являются эмульгаторами эмульсий типа Н/В, что ведет к повышенному содержанию нефти в отделенной воде;	2. Применяют исключительно для разрушения эмульсий типа В/Н, и они не образуют при этом эмульсии Н/В;
3. Большой удельный расход;	3. Малый удельный расход;
	4. Обладают хорошими моющими свойствами и смывают со стенок труб и оборудования нефтяные пленки, обнажают поверхность металла, которая под действием пластовой воды может интенсивно корродировать.

В настоящее время наибольшее применение нашли следующие реагенты-деэмульгаторы:

<u>Импортные</u>	<u>Отечественные</u>
– Сепаролы - Baker (США)	– Реапон - «Макромер» (Владимир)
– Диссолваны - Clariant AG (Германия)	– Девон - «Икар» (Уфа)
– Прогалиты - Buna (Германия)	– ИКАП – Химпром (Уфа)
– Кемеликс - ICI (Великобритания)	– НефтенолД - «Химеко - ГАНГ» (Москва)
– Деэмульферы - ТОНО (Япония)	– СНПХ – НИИнефтепромхим (Казань)
– Дауфакс - Dow Chemical (Япония)	– Реапон ИФ, ИП, ИК - «Напор» (Казань)
– Кродакс - Komіcro (Хорватия)	– ДИНЫ - «Протон» (Казань)
	– Рекод, Интекс - «Химтехно» (Казань)

1.6 Методики расчета размеров капель

При расчете процесса каплеобразования главным фактором, влияющим на эффективность протекания данного процесса, является средний диаметр

капли воды в эмульсии. Согласно закону Стокса увеличение исходного диаметра в два раза позволит повысить производительность установки в четыре раза. Предварительное укрупнение капель эмульсии перед вводом ее в отстойник позволяет значительно сократить количество отстойников нефти и, следовательно, будет иметь значительный экономический эффект.

Для этой цели на промыслах применяют деэмульсаторы, промысловые трубопроводы–каплеобразователи или емкостные каплеобразователи.

Расчет средних размеров капель воды в трубопроводе является сложной задачей, в связи с многофакторностью процесса. Наличие в эмульсии определенных стабилизаторов, их свойства и количество определяют условия разрушения и формирования капель. Аналитически учесть влияние стабилизаторов эмульсии без привлечения экспериментальных данных практически невозможно, поэтому большинство предлагаемых формул для расчета среднего диаметра капель носит эмпирический или полуэмпирический характер.

В ходе аналитического обзора литературы были найдены 6 методик расчета среднего размера капель водонефтяной эмульсии, все они приведены ниже в Таблице 3 [7].

Таблица 3 – Методики расчета максимального диаметра капли.

I	$d_{max} = 43,3 \cdot \frac{\sigma^{1,5} + 0,7\mu_B \cdot u^{0,7} \cdot \sigma^{0,8}}{u^{2,4} \cdot Re^{0,1} \cdot \nu_{CM}^{0,1} \cdot \rho_H \cdot \mu_H^{0,5}}$	(9)
II	$d = \frac{c \cdot \sigma^{1,5} \cdot [1 + 0,7 \cdot (\mu_D \cdot u / \sigma)^{0,7}]}{\mu_c \cdot \rho_c \cdot u^{2,5}}$	(10)
III	$d = 2\sqrt[5]{2} \left(\frac{\sigma}{k \cdot \rho_c} \right) \frac{D^{0,4}}{u^{1,2}}$	(11)
IV	$d = 2 \left(\frac{\sigma}{K_f \cdot \rho_c} \right)^{3/5} \cdot \left(\frac{D \cdot \rho_c}{\rho_d} \right)^{2/5} \cdot u^{-6/5}$	(12)
V	$d = \frac{22 \cdot \sigma}{\rho_c \cdot U^2}$	(13)
VI	$d = 0,18D \left(\frac{\rho_c}{\rho_d} \right)^{1/7} \left(\frac{1}{u} \sqrt{\frac{2\sigma}{\rho_d \cdot D}} \right)^{6/7}$	(14)

где d_{\max} – максимальный диаметр устойчивых капель, м;
 σ – поверхностное натяжение, Н·м;
 $\mu_{\text{в}}, \mu_{\text{н}}$ – динамическая вязкость воды и нефти соответственно, Па·с;
 u – линейная скорость потока, м/с;
 $\nu_{\text{см}}$ – кинематическая вязкость смеси, м
 $\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти, кг/м;
 Re – критерий Рейнольдса;
 $c=43$ – эмпирический коэффициент;
 $\mu_{\text{д}}$ – вязкость дисперсной фазы, Па·с;
 $K_f=0,4$ – коэффициент сопротивления;
 U – критическая скорость потока.

2 ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объектом данного исследования являются процессы промышленной подготовки нефти, эмульсии с различными физико-химическими свойствами (таблица 4).

Таблица 4 – Физико-химические свойства водонефтяных эмульсий.

	Плотность нефти	Плотность эмульсии	Вязкость нефти динамическая, Пуаз
1	780	920	0,021000
2	807	869	0,033305
3	827	864	0,086616
4	834	917	0,034477

Методом исследования является математическое моделирование

Исследование влияния технологических параметров на процесс каплеобразования было выполнено с применением математической модели, разработанной на кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Ниже приведены основные этапы расчета по данной модели.

Расчет массообменной секции

Рассчитаем гидродинамические параметры потока.

Объемная скорость потока (эмульсии), выходящего из блока сепарации рассчитывается по формуле:

$$U = \frac{GS}{3600 \cdot \rho_3}, \quad (15)$$

где GS - расход смеси на выходе из блока сепарации, кг/час;

U – объемная скорость потока, м³/с.

Зная объемную скорость эмульсии, можно рассчитать линейная скорость потока:

$$U_0 = \frac{U}{3.14 \cdot D^2 / 4}, \quad (16)$$

где D – диаметр массообменной секции, м;

U_0 – линейная скорость потока, м/с.

Число Рейнольдса в массообменной секции по формуле:

$$Re = U_0 \cdot D \cdot \frac{\rho_n}{\mu_b \cdot 0.1}, \quad (17)$$

Расчет кинетики массообмена.

Время протекания процесса массообмена определяется по формуле (18), с учетом того, что W_p – количество в нефти воды, обогащенной реагентом в результате массообменных процессов – задается обычно 0,999 :

$$t = \frac{\ln\left(\frac{1/0.999 - 1}{W - W_{p0}} W_{p0}\right)}{-K_c \sqrt{\frac{W}{Re^{0.25}} \cdot \frac{u_0}{d_{cp}} \cdot 100}}, \quad (18)$$

где W_{p0} - количество первоначально введенного раствора реагента в объемных единицах по отношению к общему объему эмульсии;

K_c - константа эффективности столкновений;

d_{cp} - средний диаметр капель, м.

u_0 – линейная скорость потока, м/с.

Формула изменения объема жидкости, получившей реагент и существующей в потоке в виде капель, имеет следующий вид:

$$\frac{W_p}{W} = \frac{1}{1 + \frac{W - W_{p0}}{W_{p0}} e^{-K_c \sqrt{\frac{W}{Re^{0.25}} \cdot \frac{u_0}{d_{cp}} \cdot t}}}, \quad (19)$$

где W_p - часть обводненности, представленная раствором реагента, объем. доли;

W – обводненность нефти, объем. доли;

W_{p0} – количество первоначально введенного раствора реагента, об.доли;

Re – число Рейнольдса;

K_c – константа эффективности столкновений, обычно задается 0,0001 ;

d_{cp} – диаметр капель воды в нефти, обрабатываемой в массообменной секции, м;

u_0 – линейная скорость потока в массообменной секции, м/с;

t – время протекания процесса, с.

Расчет коалесцирующей секции.

Линейная скорость потока в коалесцирующей секции определяется по формуле:

$$U_2 = \frac{U}{3.14 \cdot \frac{d_2^2}{4}}, \quad (20)$$

где U_2 – линейная скорость потока, м/с;

U – объемная скорость потока, м³/с;

d_2 – диаметр коалесцирующей секции, м.

Число Рейнольдса в коалесцирующей секции:

$$Re_1 = \frac{U_2 \cdot D_2 \cdot \rho_n}{\mu_3 \cdot 0.1} \quad (21)$$

где ρ_n – плотность нефти на выходе из блока сепарации, кг/м³;

μ_3 – вязкость эмульсии, Пуаз.

Расчет кинетики процесса коалесценции.

Коэффициент турбулентной диффузии определяется по формуле:

$$D_{турб} = \frac{0.0033 \cdot d_2 \cdot U_2}{\sqrt[8]{Re_1}} \quad (22)$$

где U_2 – линейная скорость потока в коалесцирующей секции, м/с;

d_2 – диаметр коалесцирующей секции, м;

Re_1 – число Рейнольдса.

Таким образом, по разработанной модели (основанной на методике Тронова) можно рассчитать первые две ступени процесса обезвоживания нефти. На первой ступени завершаются массообменные процессы и разрушение бронирующих оболочек, на второй – укрупнение капель до заданных размеров.

3 РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА

Процесс обезвоживания при промысловой подготовке нефти включает стадии каплеобразования и отстаивания. Эффективность процесса отстаивания на установках промысловой подготовки нефти (УПН) напрямую зависит от эффективности процесса каплеобразования. Чем лучше прошел процесс коалиценции капель воды, тем лучше пройдет отстаивание. Поэтому важно знать об эффективности влияния различных технологических параметров на процессы отделения воды.

Целью данной работы является поиск методик расчета процесса каплеобразования и проведение исследования влияния технологических параметров, с помощью математической модели.

В литературных источниках предложено множество методик, позволяющих производить расчет среднего диаметра капель воды в водонефтяной эмульсии.

В данной работе были выбраны 6 методик (I–VI) [7].

Таблица 5 – Методики расчета максимального диаметра капли.

I	$d_{max} = 43,3 \cdot \frac{\sigma^{1,5} + 0,7\mu_B \cdot u^{0,7} \cdot \sigma^{0,8}}{u^{2,4} \cdot Re^{0,1} \cdot \nu_{CM}^{0,1} \cdot \rho_H \cdot \mu_H^{0,5}}$
II	$d = \frac{c \cdot \sigma^{1,5} \cdot [1 + 0,7 \cdot (\mu_D \cdot u / \sigma)^{0,7}]}{\mu_C \cdot \rho_C \cdot u^{2,5}}$
III	$d = 2\sqrt[5]{2} \left(\frac{\sigma}{k \cdot \rho_C} \right) \frac{D^{0,4}}{u^{1,2}}$
IV	$d = 2 \left(\frac{\sigma}{K_f \rho_C} \right)^{3/5} \cdot \left(\frac{D \cdot \rho_C}{\rho_D} \right)^{2/5} \cdot u^{-6/5}$
V	$d = \frac{22 \cdot \sigma}{\rho_C \cdot U^2}$
VI	$d = 0,18D \left(\frac{\rho_C}{\rho_D} \right)^{1/7} \left(\frac{1}{u} \sqrt{\frac{2\sigma}{\rho_D \cdot D}} \right)^{6/7}$

С учетом данных методик была модифицирована математическая модель процесса каплеобразования. Был разработан блок программы на

алгоритмическом языке Pascal (Приложение В). Для оптимизации работы с математической моделью была разработана программа расчета процесса каплеобразования в объектно-ориентированной среде программирования Borland Delphi 7. На рис.2 – представлена оболочка программы.

Кроме того, в математическую модель была введена зависимость плотности и вязкости нефтяной эмульсии от температуры (Приложение В).

С применением математической модели и модернизированной программы расчета были выполнены исследования влияние различных технологических параметров на процесс каплеобразования в водонефтяной эмульсии.

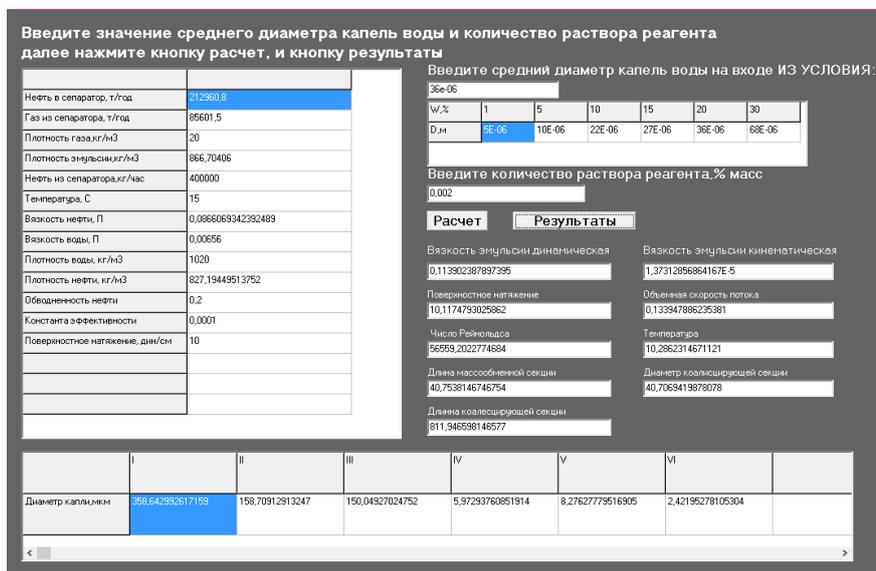


Рисунок 2 – Диалоговое окно Delphi.

3.1 Исследование влияния температуры на входе на максимальный диаметр капли воды.

На рис. 3 – 5 приведены результаты исследования влияния температуры смеси в интервале 15 – 40°С на максимальный диаметр капель воды (плотностью нефти 827 кг/м³, расходе 400000 кг/час)

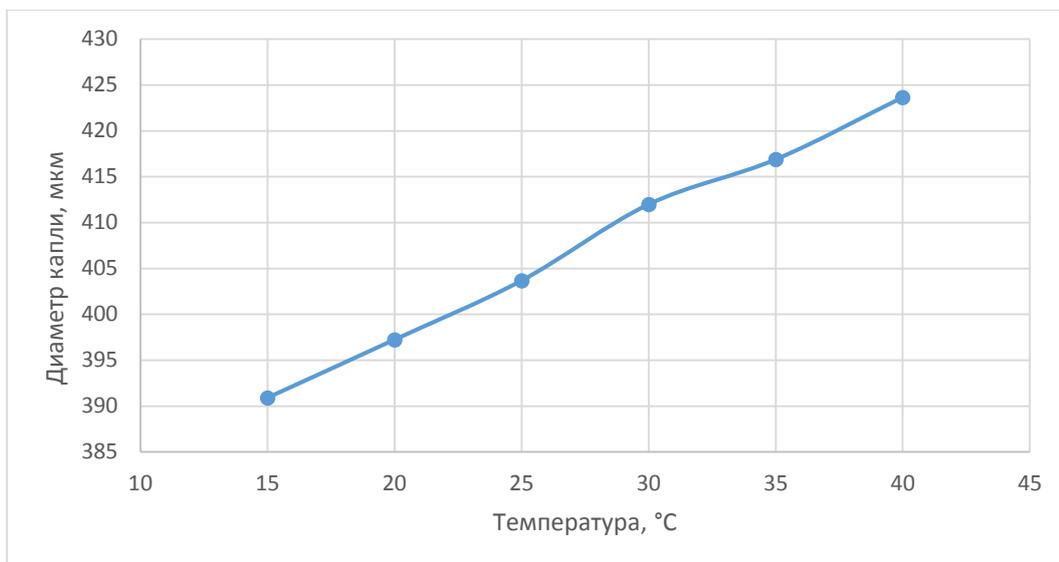


Рисунок 3 – Зависимость максимального диаметра капли от температуры по методике I.

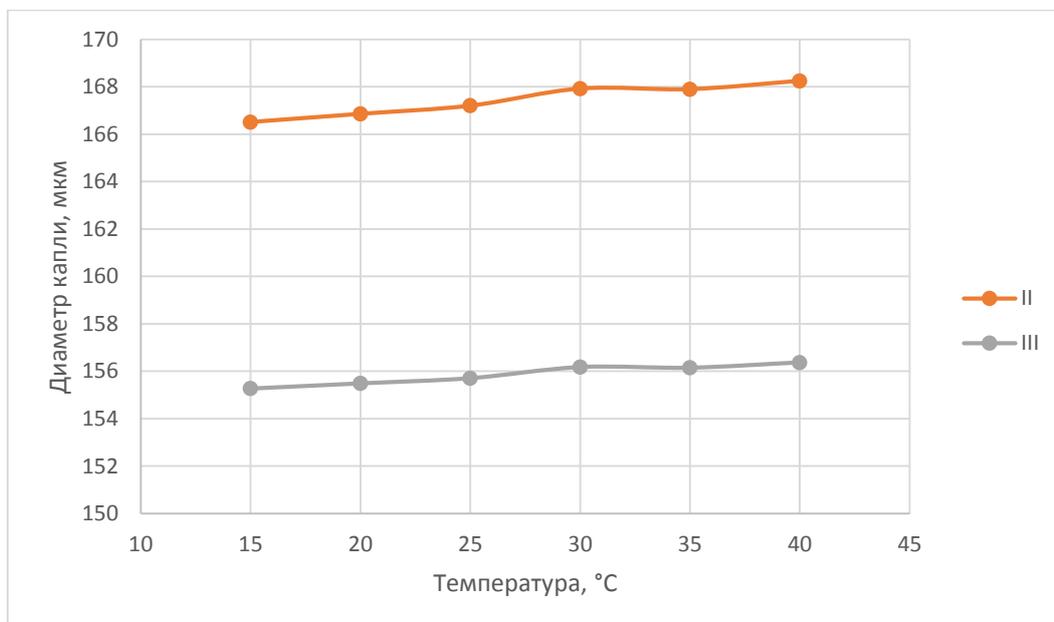


Рисунок 4 – Зависимость максимального диаметра капли от температуры по методикам II–III.

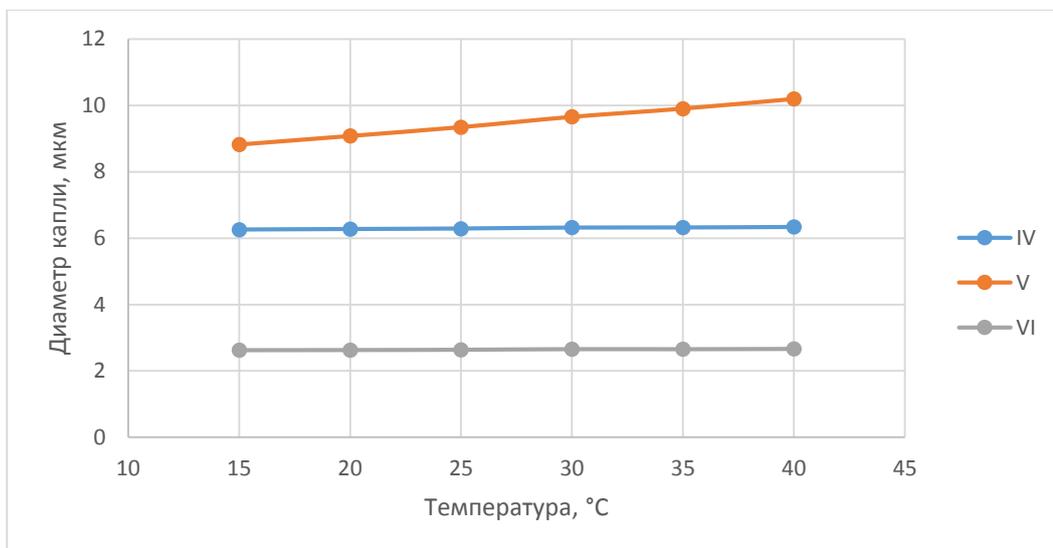


Рисунок 5 – Зависимость максимального диаметра капли от температуры по методикам IV–VI.

Кроме того, при данных условиях, в том же интервале, проведены исследования зависимости *плотности и вязкости* от температуры. Результаты данных исследований приведены на рисунках 6 – 7

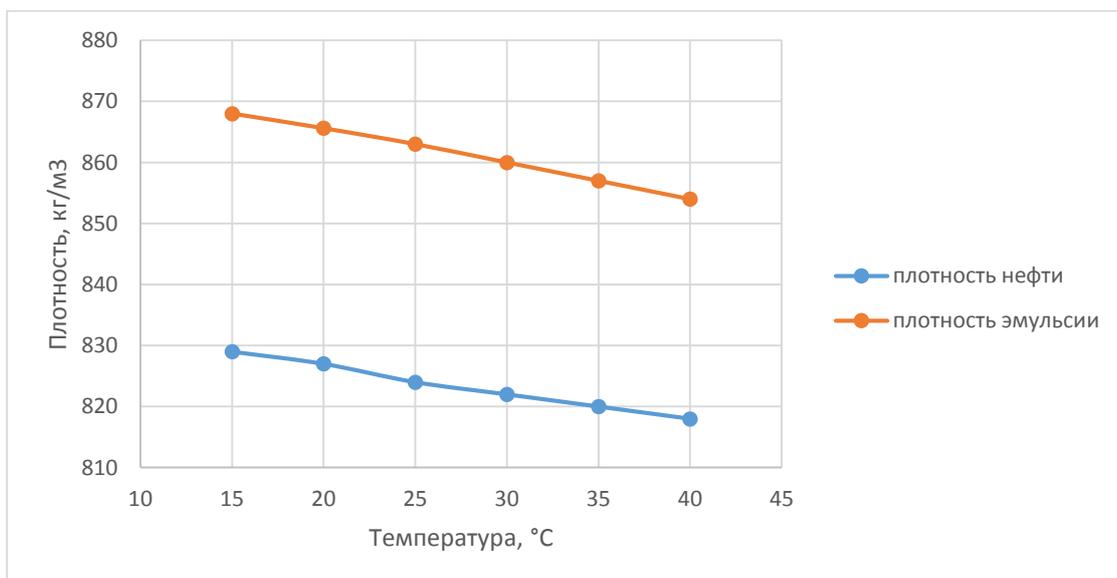


Рисунок 6 – Зависимость плотности нефти и эмульсии от температуры.

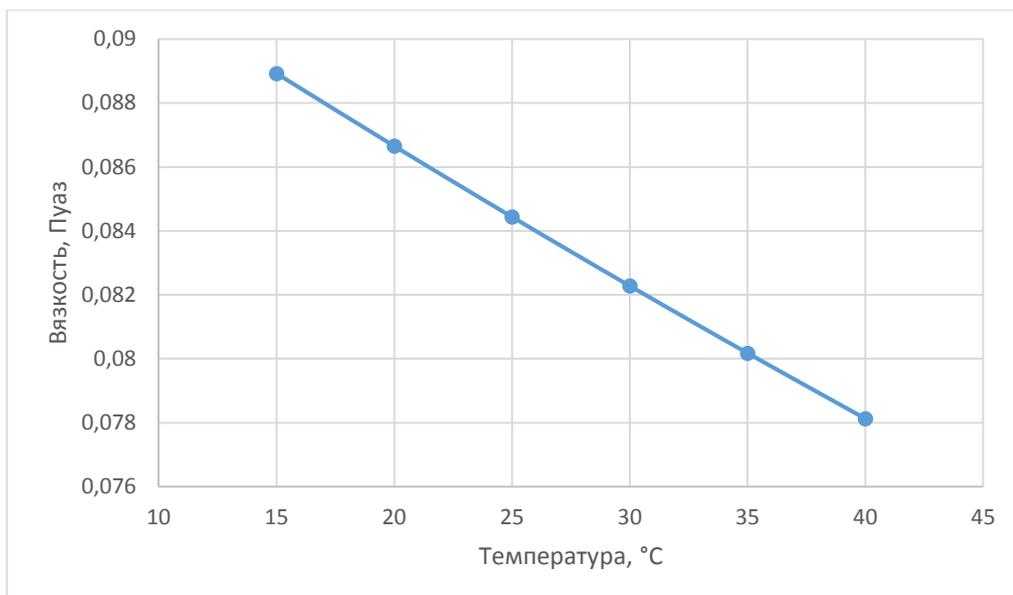


Рисунок 7 – Зависимость вязкости нефти от температуры.

Далее исследовали влияние температуры на максимальный диаметр капли по каждой из методик для эмульсий с разными физико-химическими свойствами. Результаты представлены на рисунках 8 – 13. Исследования проводились при расходе **400000 кг/час**.

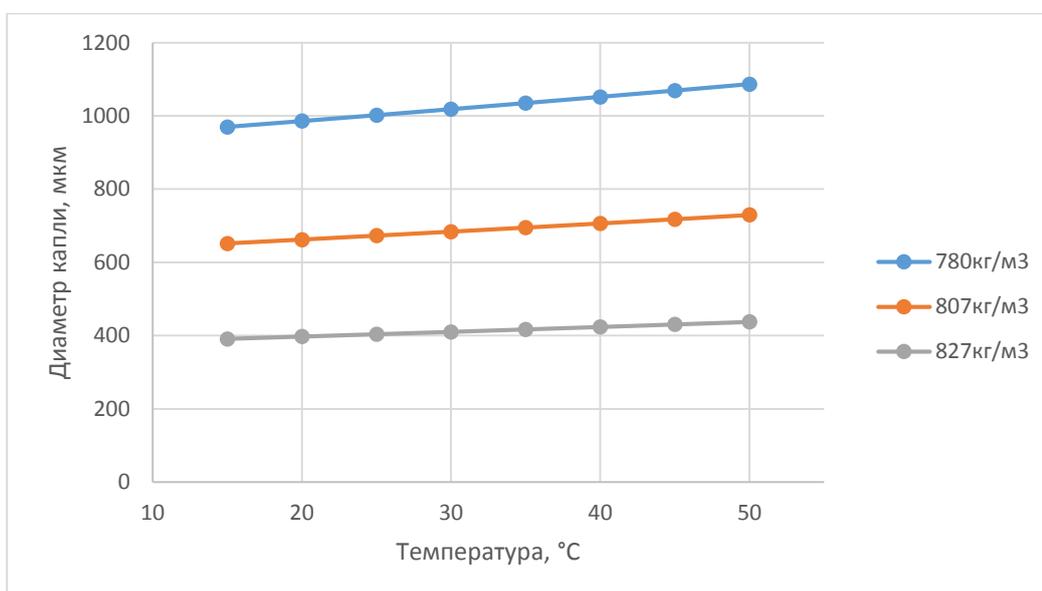


Рисунок 8 – Зависимость диаметра капли от температуры для разных эмульсий по методике I.

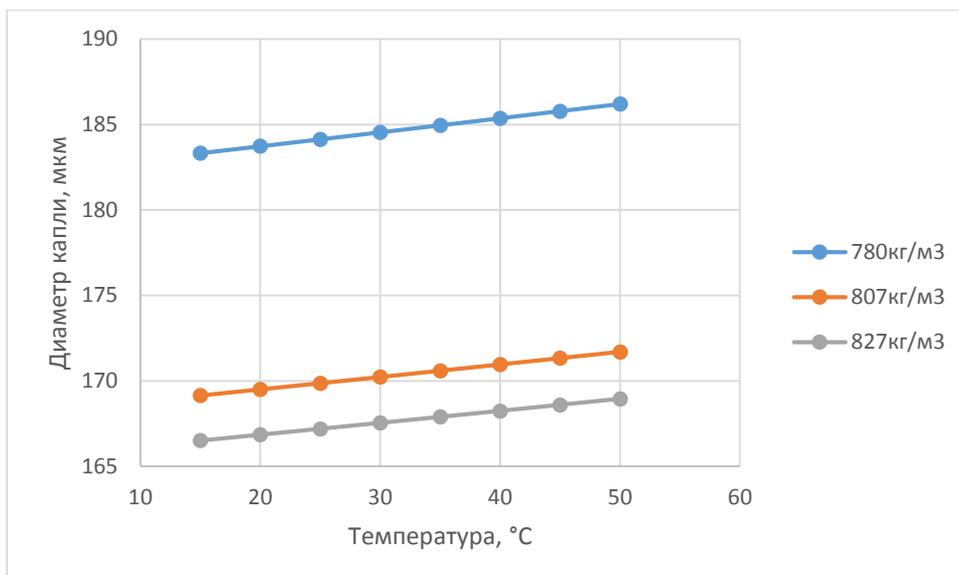


Рисунок 9 – Зависимость диаметра капли от температуры для разных эмульсий по методике II.

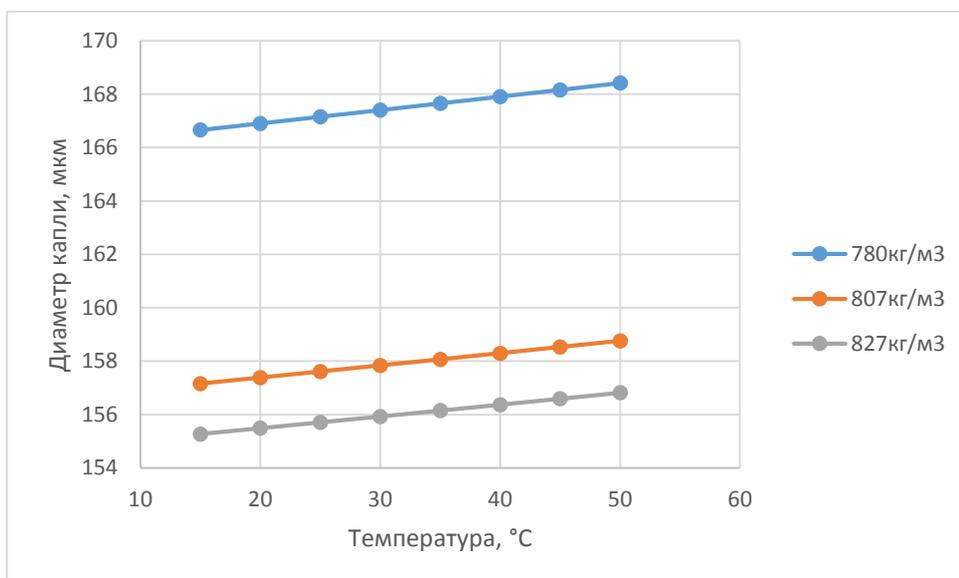


Рисунок 10 – Зависимость диаметра капли от температуры для разных эмульсий по методике III.

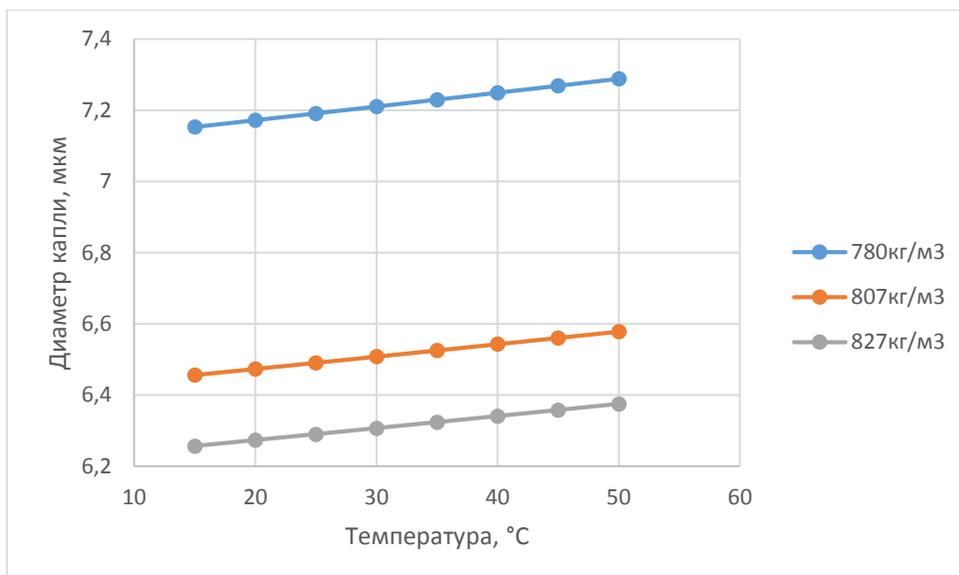


Рисунок 11 – Зависимость диаметра капли от температуры для разных эмульсий по методике VI.

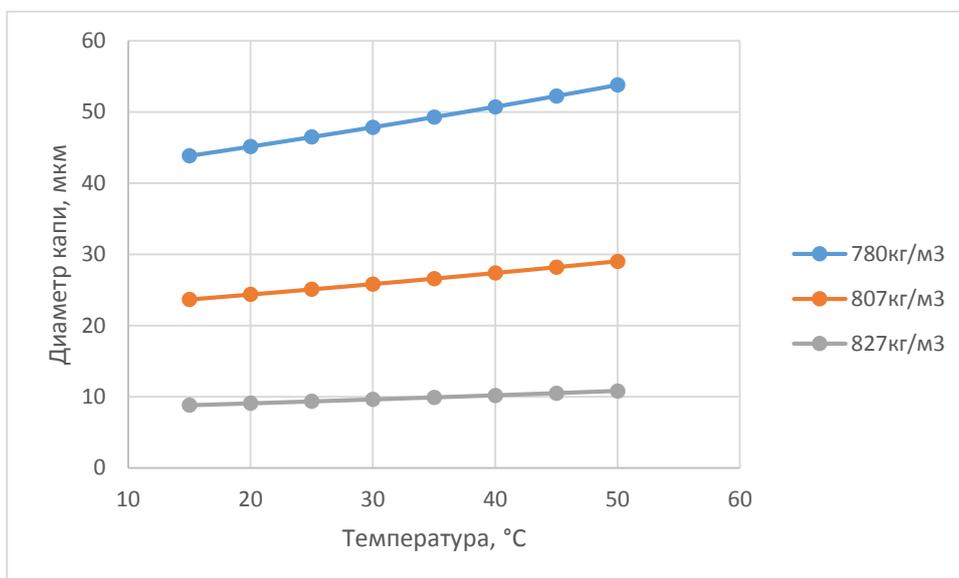


Рисунок 12 – Зависимость диаметра капли от температуры для разных эмульсий по методике V.

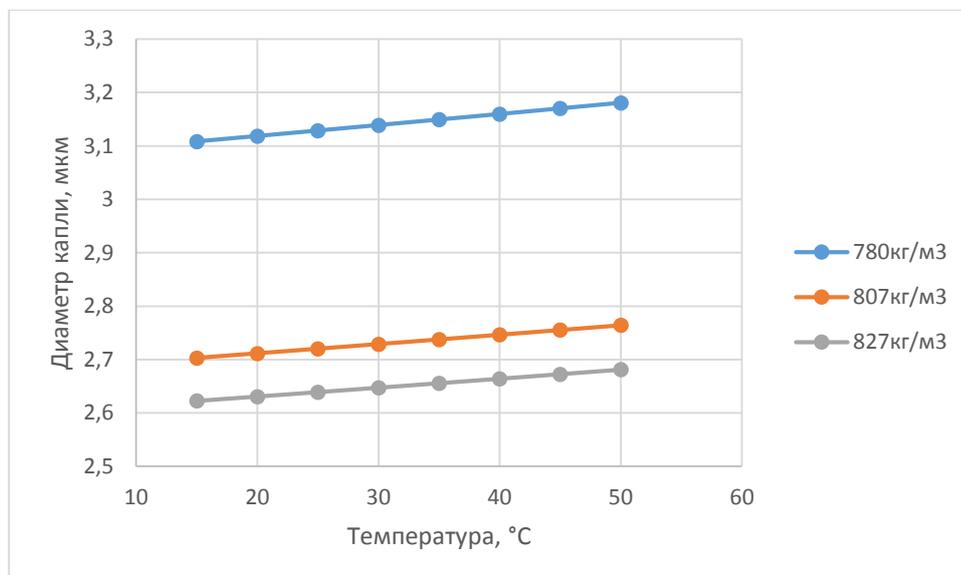


Рисунок 13 – Зависимость диаметра капли от температуры для разных эмульсий по методике VI.

3.2 Исследование влияния расхода деэмульгатора на максимальный диаметр капли воды.

Следуя из механизма влияния деэмульгатора, с повышением его расхода процессы коалесценции и отстаивания протекают эффективнее. В данном исследовании проведены исследования влияния расхода химического реагента в интервале **0,0015 – 0,003 масс%** на максимальный диаметр капли воды, при расходе **400000 кг/ч**. Результаты приведены на рисунках 14 – 16.

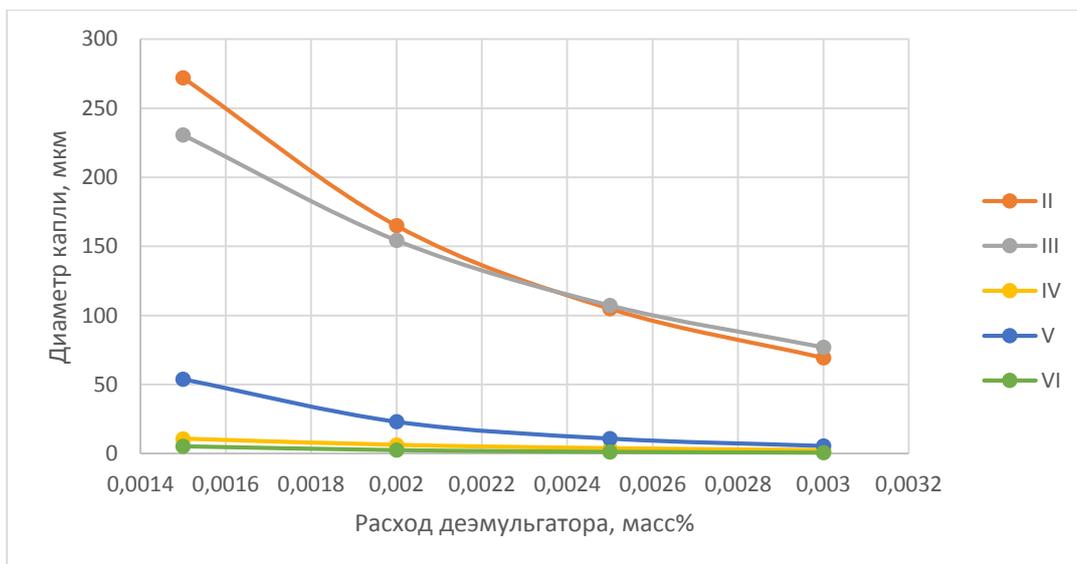


Рисунок 14 – Зависимость диаметра капли воды от расхода деэмульгатора для эмульсии с плотностью нефти 807 кг/м³.

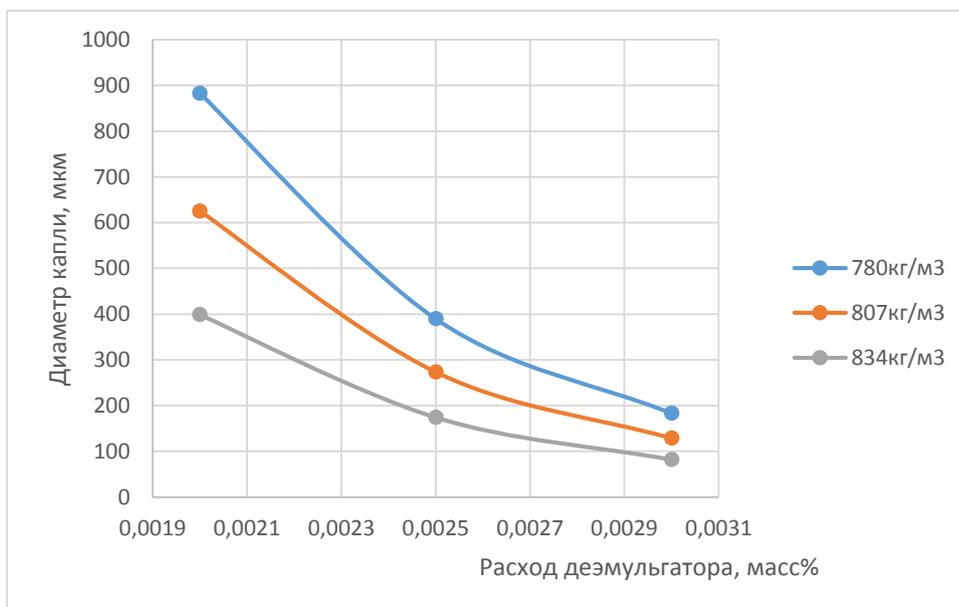


Рисунок 15 – Зависимость диаметра капли воды от расхода деэмульгатора для разных эмульсии по методике I.

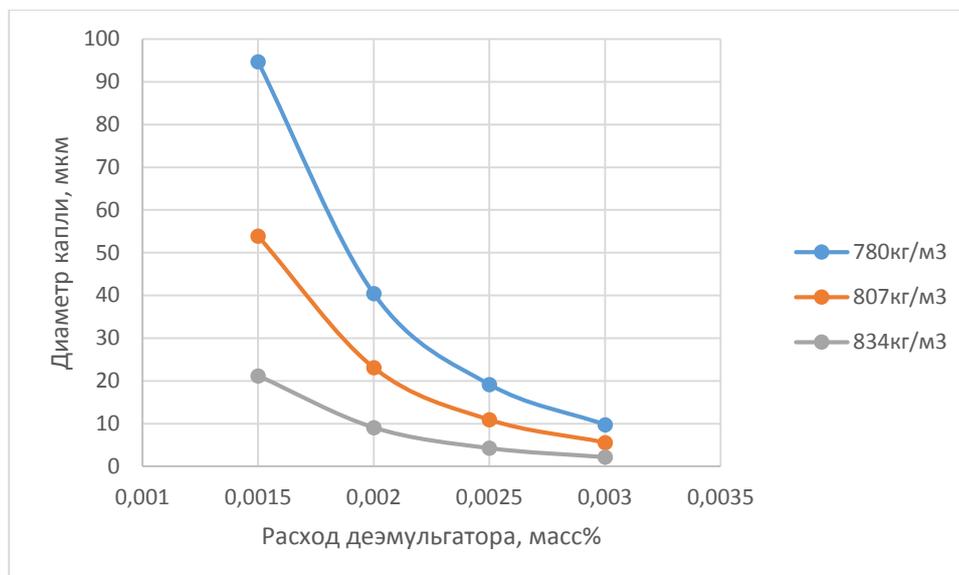


Рисунок 16 – Зависимость диаметра капли воды от расхода деэмульгатора для разных эмульсии по методике V.

3.3 Исследование влияния расхода эмульсии на максимальный диаметр капли воды.

Из литературы известно, что эффективными для отстаивания являются капли размером 200 – 400 мкм. Как показали исследования [8] для эмульсий с различными физико-химическими свойствами при одних и тех же условиях, максимальный диаметр капли воды не всегда являются эффективными для отстаивания.

Проведены исследования влияния расхода водонефтяной эмульсии в интервале **150000 – 500000 кг/час** на максимальный диаметр капли воды. Результаты исследований приведены на рисунках 17 – 19.

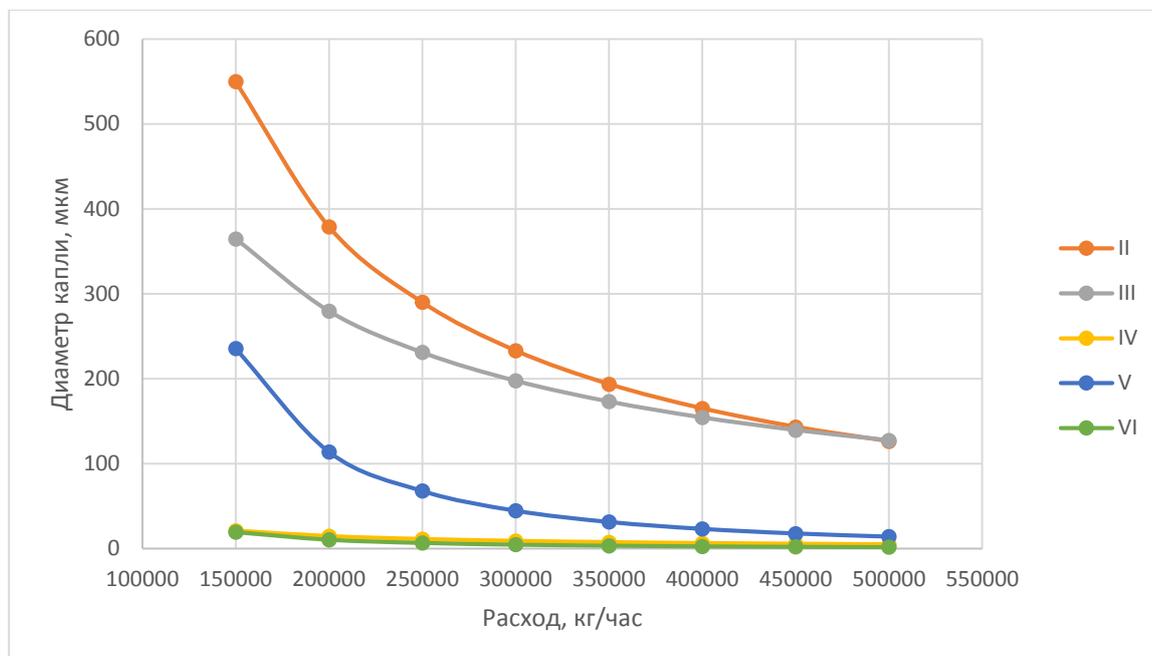


Рисунок 17 – Зависимость диаметра капли воды от расхода, для эмульсии с плотностью нефти 807 кг/м^3 , при температуре 20°C .

Показано, что размеры капель, рассчитанные по методикам IV – VI, при данных условиях являются не эффективным. Были выполнены исследования с увеличением температуры до 50°C (рис. 25 – 28).

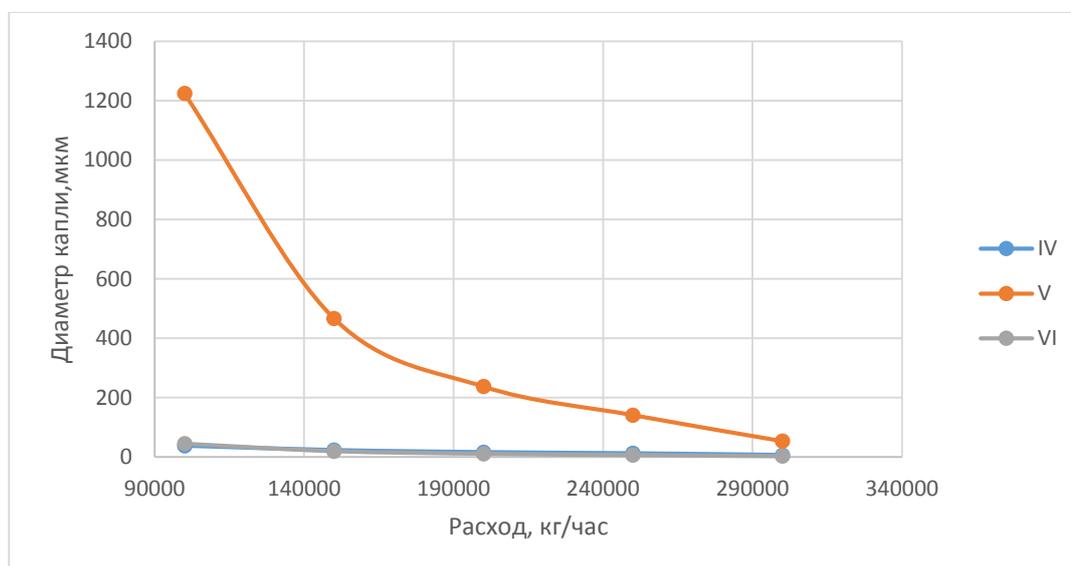


Рисунок 18- Зависимость диаметра капли воды от расхода, для эмульсии с плотностью нефти 780 кг/м^3 , при температуре 50°C .

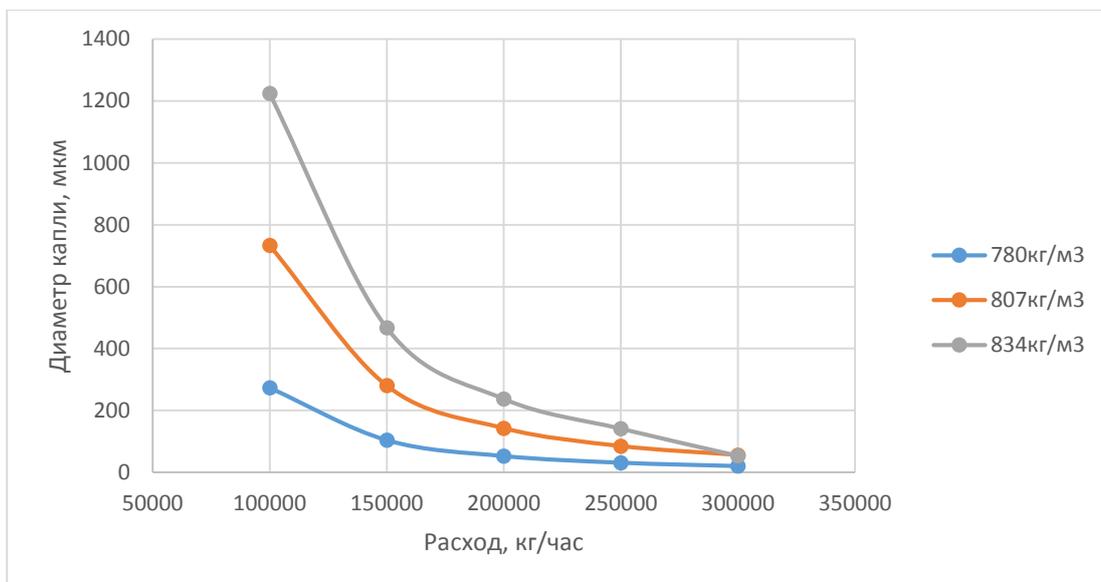


Рисунок 19- Зависимость диаметра капли воды от расхода, для эмульсии по методике V, при температуре 50°C.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Одной из основных задач химической технологии топлива является создание высокоэффективных процессов промышленной подготовки нефти и совершенствование уже действующих. Одним из таких процессов является отделение пластовой воды. Цель данного процесса состоит в обезвоживании нефти и отделения примесей до минимальных значений, обеспечивающего транспорт нефти по магистральному нефтепроводу без коррозии и повреждений труб, а так же нефтеперекачивающего оборудования.

Важным требованием обезвоженной нефти являются содержание воды и примесей в продукте. В результате отделения пластовой воды продукт должен соответствовать требованиям ГОСТ 2477-65 по содержанию воды и ГОСТ 1534-42 по содержанию солей.

Задачей является исследование процесса отделения пластовой воды при промышленной подготовке нефти месторождений с целью прогнозирования и повышения эффективности с точки зрения экономики предприятия и ресурсосбережения на действующей установке.

Для данного исследования были использованы программы расчета, разработанные на кафедре химической технологии топлива НИ ТПУ. Полученные в ходе исследования результаты будут учтены при проведении оптимизации работы данной установки.

Обоснование целесообразности моделирующей системы, которая будет отвечать всем требованиям является целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

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

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

По результатам проведенного сегментирования рынка были определены основные сегменты, а также выбраны наиболее благоприятные (рис. 20)

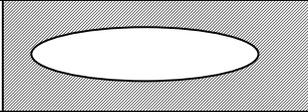
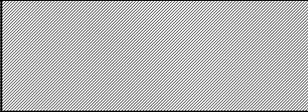
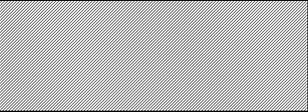
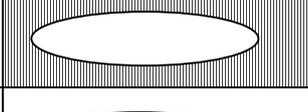
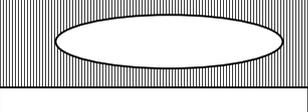
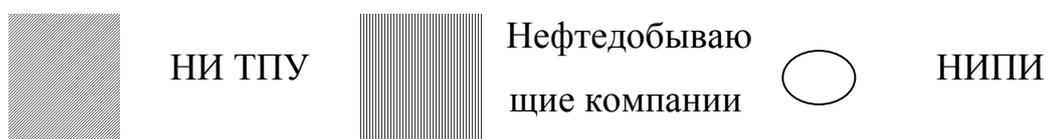
Профиль	Вид услуги		
	Проектирование	Мониторинг	Оптимизация
Нефтехимический			
Промышленный			
Химический			

Рисунок 20 – Карта сегментирования рынка услуг по разработке моделирующих систем:



Таким образом, наиболее благоприятным сегментом и направлением для исследования был выбран мониторинг процесса переработки в нефтехимической отрасли.

Основные потребители – нефтедобывающие компании, нефтеперерабатывающие заводы, НИПИ.

Отрасль применения: нефтяная промышленность.

Основными сегментами данного рынка являются крупные и средние компании нефтяной промышленности. Следовательно, наиболее перспективным сегментом в отраслях нефтегазодобычи и

нефтегазопереработки для формирования спроса является сегмент независимых крупных и средних нефтедобывающих компаний.

4.1.2. Диаграмма Исикавы

Построение диаграммы причины-следствия Исикавы заключается в формулировке проблемы, являющейся объектом анализа, и выявлении факторов, влияющих на объект анализа. Диаграмма строится последовательно от факторов более высокого уровня к факторам более низкого уровня. При этом каждый фактор более низкого уровня будет являться следствием по отношению к причине более высокого уровня.



Рисунок 21 – Причинно-следственная диаграмма

Причинно-следственная диаграмма Исикавы для данного случая представлена на рис. 30. Как видно на диаграмме, были выявлены факторы, приводящие к проблеме неполного исследования: методы, оборудование, исполнитель и материалы.

В формировании проблемы участвует такой фактор как исполнитель. Включение данного фактора связано с высокими требованиями, предъявляемыми к непосредственному реализатору проекта, так как от

квалификации магистранта и его теоретических и практических знаний зависит результат выполнения проекта.

Существенную роль в формировании проблемы играет технология моделирования и такие факторы, как оборудование и материалы. Так, например, компьютерные программы для работы и анализа имеют большую базу информационных данных, но результаты исследования не применимы для всех месторождений и создают определенные неудобства при работе с расчетными данными, так как при изменении технологии процесса приходится выполнять повторный эксперимент, что приводит к энерго- и трудозатратам исполнителя, производящего исследование.

Применение метода математического моделирования требует точных расчетов и обработки экспериментальных данных. Неправильная обработка данных ведет к снижению эффективности процесса моделирования.

Внедрение моделирующей системы имеет как положительные, так и отрицательные моменты. С одной стороны, это обеспечение более высокой эффективности производства труда, а с другой - увеличение нагрузки на работающих в связи с интенсификацией производственной деятельности и специфическими условиями труда.

4.1.3 Оценка готовности проекта к коммерциализации

Завершением разработки объекта моделирования и создания математической модели является практическое применение на действующем промышленном объекте. Для осуществления реализации разработки необходимо представить её в виде коммерческого проекта.

Таблица 5 – Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1.	Определен имеющийся научно-технический задел	4	4
2.	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	4	3
3.	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	4	5
4.	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	4	3
5.	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	2	5
6.	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	2	4
7.	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	1	2
8.	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	1	2
9.	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	5
10.	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	4
11.	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	1	2
12.	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	1	4
13.	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	2	2
14.	Проработан механизм реализации научного проекта	2	4
ИТОГО БАЛЛОВ		34	49

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

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i, \quad (23)$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению;
 B_i – балл по i -му показателю.

По итогам степени готовности научного проекта к коммерциализации $B_{\text{сум}}=34$. Перспективность научной разработки оказалась средней. Это вызвано недостатком финансирования, необходимого оборудования, квалифицированных специалистов, а также спроса на данный продукт. Для повышения перспективности следует проводить доработку научного проекта. В свою очередь уровень имеющихся знаний у разработчика находится в диапазоне 45-59, что говорит о перспективе выше среднего уровня.

4.1.4 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования

Для обеспечения коммерческой отдачи от реализации проекта возможно применение таких методов коммерциализации научных разработок как торговля патентными лицензиями, передача ноу-хау, инжиниринг, франчайзинг, организация собственного предприятия и т.д.

В качестве метода коммерциализации данной математической модели выбран проектный инжиниринг. Анализ рынка, проведенный ранее показал, что для данного проекта целевыми потребителями (Заказчиками) выступают нефтедобывающие компании и НИПИ, при этом выбор инжиниринга в качестве метода коммерциализации позволит проецировать результаты исследования на аналогичные процессы, а также позволит использовать работу в качестве шаблона, последовательности определенных операций для выполнения исследований других процессов.

Таким образом, инжиниринг, в данном случае, реализуется путем заключения договора на осуществление изучения и оптимизации промышленного процесса. Стороной консультантом выступает научно-исследовательская группа научной организации (университет, кафедра). Заказчик представлен в лице производственной организации (нефтедобывающая компания, проектный институт).

4.2 Инициация проекта

Группа процессов инициации состоит из процессов, которые выполняются для определения нового проекта или новой фазы существующего. В рамках процессов инициации определяются изначальные цели и содержание и фиксируются изначальные финансовые ресурсы. Определяются внутренние и внешние заинтересованные стороны проекта, которые будут взаимодействовать и влиять на общий результат научного проекта.

Таблица 6 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
Научное объединение кафедры (студенты, преподаватели)	Освоение принципиально новой (для научной группы) области исследования и моделирования
Нефтедобывающие компании	Получить готовый программный продукт для регулирования технологических параметров процесса обезвоживания и обессоливания нефти, способствующего оптимизации и повышению энерго- и ресурсосбережения
НИПИ	Получить модель процесса обезвоживания и обессоливания нефти; Развить и укрепить связи с научным объединением кафедры для дальнейших совместных разработок

Таблица 7 – Цели и результат проекта

Цели проекта:	Разработка математической модели и программного продукта с целью регулирования технологических параметров процесса обезвоживания и обессоливания нефти при ее промышленной подготовке
Ожидаемые результаты проекта:	Готовый модуль расчета процесса;
Критерии приемки результата проекта:	Адекватность результатов; Универсальность для различных условий проведения процесса; Простота разработанного интерфейса
Требования к результату проекта:	Требование:
	Стандартизация готового продукта. Регистрация программного продукта.

4.2.1 Организационная структура проекта

Таблица 8 – Рабочая группа проекта

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Трудозатраты, час. (за 2 года)
1	Мойзес Ольга Ефимовна, НИ ТПУ, доцент отделения химической инженерии ИШПР, руководитель проекта	Координирует деятельность участников проекта	90
2	Ефимова Елена Геннадьевна, НИ ТПУ, отделение химической инженерии ИШПР, магистрант	Выполняет отдельные работы по проекту	490
3	Криницына Зоя Васильевна, НИ ТПУ, отделение социально-гуманитарных наук ШИП, доцент	Координирует выполнение раздела «Ресурсоэффективность и финансовый менеджмент»	2
4	Авдеева Ирина Ивановна, ассистент, НИ ТПУ	Координирует выполнение раздела «Социальная ответственность»	2
5	Сыскина А. А. доцент, НИ ТПУ	Координирует выполнение раздела на иностранном языке	2
ИТОГО:			586

4.2.2 Ограничения и допущения проекта

Ограничения проекта – это все факторы, которые могут послужить ограничением степени свободы участников команды проекта, а также «границы проекта» - параметры проекта или его продукта, которые не будут реализованных в рамках данного проекта.

Таблица 9 – Ограничения проекта

Фактор	Ограничения/допущения
Бюджет проекта	Отсутствует
Источник финансирования	Отсутствует
Сроки проекта:	9.09.2016 - 08.06.2018
Дата утверждения плана управления проектом	13.09.2016
Дата завершения проекта	08.06.2018

4.2 Планирование научно – исследовательских работ

4.2.1 План проекта

В рамках планирования научного проекта был построен календарный график проекта в виде таблицы (Таблица 10)

Таблица 10 – Календарный план проекта

Код работ ы (из ИСП)	Название	Длительн ость, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1.	Получение задания и составление плана работ	1	09.09.2016	09.09.2016	Мойзес О.Е., Ефимова Е.Г.
2.	Изучение технологии процесса	101	09.09.2016	19.12.2016	Ефимова Е.Г.
3.	Работа с литературой	151	20.12.2016	20.05.2016	Ефимова Е.Г.
4.	Расчет влияния основных технологических параметров на эффективность процесса	92	05.09.2017	05.12.2017	Мойзес О.Е., Ефимова Е.Г.
5.	Обработка результатов	62	05.12.2017	05.02.2018	Ефимова Е.Г.
6.	Оформление таблиц данных, графиков	28	06.02.2018	06.03.2018	Ефимова Е.Г.
7.	Обсуждение результатов	31	07.03.2018	07.04.2018	Мойзес О.Е., Ефимова Е.Г.
8.	Оформление пояснительной записки	12	08.04.2018	20.05.2018	Ефимова Е.Г.
9.	Разработка презентации и раздаточного материала	11	20.05.2018	31.05.2018	Ефимова Е.Г.
Итого:		586			

Для данной НИР выбран линейный график планирования, так как работа выполняется последовательно, она характеризуется сравнительно небольшим количеством этапов и относится к простым.

Таблица 11- Календарный план-график проведения НИОКР по теме.

Код работы (из ИСР)	Название	Продолжительность выполнения работ																	
		2016				2017					2018								
		сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	январь	февраль	март	апрель	май	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	январь	февраль	март	апрель	май
1.	Получение задания и составление плана работ	■																	
2.	Изучение технологии процесса	■	■	■	■														
3.	Работа с литературой				■	■	■	■	■										
4.	Расчет влияния основных технологических параметров на эффективность процесса									■	■	■	■						
5.	Обработка результатов												■	■					
6.	Оформление таблиц данных, графиков														■				
7.	Обсуждение результатов															■			
8.	Оформление пояснительной записки																■	■	
9.	Разработка презентации и раздаточного материала																		■

4.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

4.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. Результаты по данной статье заносятся в табл. 12.

Таблица 12- Материальные затраты.

№ п/п	Наименование	Количество	Цена за ед., руб	Затраты на материалы, руб
1.	Бумага с печатью	1000	1,5	1500
2.	Ручка	5	30	150
3.	Флеш.карта	1	500	500
Итого: 2150 руб.				

Таблица 13 – Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость, руб.
1	ПК или ПЭВМ	1	25000,00
2	ПО Microsoft Office	1	3399,00
3	ПО Pascal ABC	1	3933,85
4	ПО Borland Delphi 7	1	8549,82
Итого			40882,67

Использование ПО Borland Delphi 7 производилось в течение срока выполнения данной научной работы в III и IV семестре и составило 9 месяцев (с сентября 2017 по июнь 2018). Для учета стоимости данного программного обеспечения с учетом времени использования, произведем расчет амортизационных отчислений. Учитывая, что срок полезного использования данного продукта составляет 5 лет, а первоначальная стоимость по данным

интернет-ресурсов составляет 56999 рублей, можно произвести следующие расчеты:

$$\text{Годовая норма амортизации} = \frac{100\%}{5 \text{ лет}} = 20\%$$

$$\text{Ежегодная сумма амортизации} = 56999 \text{ руб} \cdot 20\% = 11399,8 \text{ руб}$$

$$\text{Ежемесячная сумма амортизации} = \frac{11399,8 \text{ руб}}{12} = 949,98 \text{ руб}$$

С учетом использования программы в течение 9 месяцев, стоимость данного ПО составляет:

$$\text{Стоимость по статье 4} = 949,98 \text{ руб} \cdot 9 = 8549,82 \text{ рублей.}$$

4.3.2 Основная заработная плата исполнителей темы

Статья «Основная заработная плата» включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зн} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (24)$$

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

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

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

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (25)$$

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

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

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

Средневзвешенная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (26)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

М – количество месяцев работы без отпуска в течение года:
 при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;
 при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

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

Таблица 14 – Баланс рабочего времени одного исполнителя НИР

Показатели рабочего времени	Исполнитель	Руководитель
Календарное число дней	639	142
Количество нерабочих дней при шестидневной рабочей неделе (выходные дни + праздничные дни)	194	50
Номинальный фонд рабочего времени	445	92
Потери рабочего времени		
- отпуск	-	-
- невыходы по болезни	-	-
Эффективный фонд рабочего времени	445	92

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_0 \cdot (k_{np} + k_0) \cdot k_p, \quad (27)$$

где Z_0 – базовый оклад, руб.;

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

Расчёт основной заработной платы приведён в табл. 12.

Таблица 15 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	Z_0 , руб.	k_p	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель	28900	1,3	37570	963,3	92	88623,6
Магистрант	1854	1,3	2410	61,8	445	27510

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10-15% от основной заработной платы:

$$Z_{дон} = k_{дон} \cdot Z_{осн}, \quad (28)$$

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

$k_{доп}$ – коэффициент дополнительной зарплаты;

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

Таблица 16 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Магистрант
Основная зарплата	88623,6	27510
Дополнительная зарплата	8862,4	2751
Итого по статье $C_{зп}$	97485,96	30261

Статья «отчисления на социальные нужды» включает в себя отчисления во внебюджетные фонды:

$$C_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}), \quad (29)$$

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

Рассчитываем отчисления на социальные нужды (27,1%):

$$C_{внеб} = 0,271(97485,96 + 30261) = 34619,4 \text{ руб}$$

Результаты расчета затрат на проведение исследования сведем в Таблицу.

Таблица 17 – Смета затрат на выполнение научно–исследовательской работы

Статьи затрат	Затраты, руб
Сырье, материалы, покупные изделия и полуфабрикаты	2150
Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	40882,67
Заработная плата	116133,6
Отчисления на социальные нужды и накладные расходы	34619,4
Итого	380970,3

4.3.3 Организационная структура проекта

Выбран проектный вариант организационной структуры проекта (рис. 6.1).



Рисунок 22 – Проектная структура проекта

4.4 Оценка сравнительной эффективности исследования

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

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{финр}^{исп.i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}}, \quad (30)$$

где $I_{ф}^p$ – интегральный финансовый показатель разработки;

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в разгах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разгах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Таблица 18 – Группировка затрат по статьям аналогов разработки

Вариант исполнения Аналога №	Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Затраты на электроэнергию, руб	Итого плановая себестоимость
Стоимость разработки	2150	40882,67	648294	193256,4	2604,0	1049299
Аналог 1	2500	40882,67	648294	193256,4	2604,0	1049999
Аналог 2	3750	40882,67	648294	193256,4	2604,0	1052499

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{1049299}{105499} = 0,982$$

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{1049999}{1052499} = 0,992$$

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{1052499}{1052499} = 1,000$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разы.

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

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a, \quad I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i b_i^p, \quad (31)$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;

a_i – весовой коэффициент i -го параметра;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в табл. 19.

Таблица 19 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	I_m^p	Аналог 1	I_m^{a1}	Аналог 2	I_m^{a2}
Критерии							
1. Адекватность разработки	0,3	5	1,5	4	1,2	5	1,5
2. Унифицированность	0,2	4	0,8	4	0,8	4	0,8
3. Простота применения	0,26	5	1,3	5	1,3	4	1,0 4
4. Универсальность	0,24	3	0,7 2	3	0,7 2	3	0,7 2
ИТОГО	1	17	4,3 2	16	4,0 2	16	4,0 6

Интегральный показатель эффективности разработки ($I_{финр}^p$) и аналога ($I_{финр}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_\phi^p} = \frac{4,32}{0,982} = 4,399$$

$$I_{финр}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_\phi^{a1}} = \frac{4,02}{0,992} = 4,052$$

$$I_{финр}^{a2} = \frac{I_m^{a2}}{I_\phi^{a2}} = \frac{4,06}{1,000} = 4,060$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта. Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^{a1}} = \frac{4,399}{4,052} = 1,086$$

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^{a2}} = \frac{4,399}{4,060} = 1,083$$

где \mathcal{E}_{cp} – сравнительная эффективность проекта;

$I_{тэ}^p$ – интегральный показатель разработки;

$I_{тэ}^a$ – интегральный технико-экономический показатель аналога.

Таблица 20 - Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Аналог 1	Аналог 2	Разработка
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,992	1	0,982
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,02	4,06	4,32
3	Интегральный показатель эффективности	4,052	4,060	4,399
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,086		1,083

В результате проведенной работы была спроектирована и создана конкурентоспособная разработка, отвечающая современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

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

5.1. Производственная безопасность

Работа за персональным компьютером регулируется техникой безопасности предприятия и требует соблюдения предписанных норм. При выполнении работ на персональном компьютере (ПК) согласно ГОСТу 12.0.003-74 “ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация” могут иметь место следующие факторы:

- освещение
- шум;
- электромагнитные излучения;
- микроклимат,
- вредные вещества;
- зрительное напряжение;
- монотонность трудового процесса;
- нервно-эмоциональные перегрузки;

5.1.1 Анализ вредных факторов на рабочем месте

С 30 июня 2003 г. введены новые Санитарно-эпидемиологические правила СанПиН 2.2.2/2.4. 1340-03 “Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы”. Требования Санитарных правил распространяются на вычислительные

электронные цифровые машины персональные и портативные; периферические устройства вычислительных комплексов (принтеры, сканеры, клавиатуру, модемы внешние); устройства отображения информации (видеодисплейные терминалы — ВДТ) всех типов, условия и организацию работы с ПЭВМ и направлены на предотвращение неблагоприятного влияния на здоровье человека вредных факторов производственной среды и трудового процесса при работе с ПЭВМ. Рабочие места с использованием ПЭВМ и помещения для их эксплуатации соответствуют требованиям Санитарных правил.

Уровень электромагнитных полей (ЭМП) и мягкого рентгеновского излучения

Согласно СанПиН 2.2.4.1191–03. «Электромагнитные поля в производственных условиях» при напряженности электрического поля в диапазоне в диапазоне частот 5 Гц - 2 кГц и в диапазоне частот 2 кГц - 400 кГц временные допустимые уровни электромагнитного поля составляют 25 В/м и 2,5 В/м соответственно. Мощность экспозиционной дозы мягкого рентгеновского излучения в любой точке на расстоянии 0,05 м от экрана и корпуса видеодисплейного терминала не превышает 1 мкЗв/ч (100 мкР/ч).

Полностью избежать воздействия ЭМП ПЭВМ невозможно. Но можно максимально снизить это воздействие. Меры снижения интенсивности ЭМП состоят в рациональном размещении рабочих мест - соседний ПК находится на расстоянии 1,5 м, особенно его боковые и задние стенки. Отделка помещения представлена диффузионно-отражающими материалами с заданными коэффициентами отражения. К тому же уменьшение излучения в источнике достигается за счет применения согласованных нагрузок и поглотителей мощности, преобразующих энергию излучения в тепловую.

Уровень акустического шума и вибрации

Шум, как раздражающий фактор, оказывает неблагоприятное

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

В соответствии с СН 2.2.4/2.1.8.562–96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки», уровень шума на рабочем месте пользователей ПК не превышает значений 50 дБА. В помещениях всех типов образовательных учреждений, в которых эксплуатируются ПЭВМ, уровень вибрации не превышает допустимых значений. Рабочее место не имеет собственных источников вибрации, но испытывает общетехнологические воздействия. Следовательно, согласно классификации по источнику возникновения вибрации, рабочее место относится к Категории 3 и Типу В. Для снижения уровня звукового давления на рабочих местах и местах постоянного пребывания людей в производственных и общественных зданиях используются звукопоглощающие конструкции, такие как звукопоглощающая облицовка, которая размещается на потолке и стенах помещений, экраны, изготовленные из сплошных твердых щитов, облицованных звукопоглощающим материалом.

Освещение на рабочем месте

Особая роль отводится контролю по обеспечению должного уровня освещения рабочего места. Поскольку местом проведения работ является помещение, то возникает необходимость максимального приближения освещения к естественному солнечному, чтобы избежать снижения зрения и повышение утомляемости работника. Для обеспечения нормируемых показателей освещенности обеспечен постоянный контроль исправности осветительного оборудования и его замена, в случае неисправности.

Рабочий стол установлен таким образом, чтобы световой поток направлен слева от работника.

Согласно СНиП 23–05–95 «Нормы проектирования. Естественное и искусственное освещение», в помещениях для эксплуатации ПК организовано

естественное освещение через светопроемы, обеспечивающее коэффициенты естественной освещенности (КЕО) не ниже 1.5%. Искусственное освещение представлено комбинированной системой. Поскольку монитор ПК также является источником света, то в целях снижения мерцания экрана установлена частота кадров 60 Гц для ЖКИ-мониторов.

Согласно пункту 6.15 для обеспечения нормируемых значений освещенности в помещениях для использования ПЭВМ проводится чистка стекол оконных рам и светильников не реже двух раз в год и проводится своевременная замена перегоревших ламп.

Микроклимат на рабочих местах, оборудованных ПЭВМ

Под термином «микроклимат» понимается совокупность нескольких опасных факторов - температура окружающей среды, влажность воздуха и скорость движения воздуха. Отклонение данных показателей от нормы влияет главным образом на осуществление теплообмена организма с окружающей средой.

На рабочих местах пользователей ПК обеспечены оптимальные параметры микроклимата в соответствии с СанПиНом 2.2.4.548–96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений». Согласно данному документу, работа с ПК относится к категории тяжести работ 1а (работы с интенсивностью энергозатрат до 120 ккал/ч (до 139 Вт), производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением). Исходя из данной классификации, температура воздуха в холодный период года не более 22-24°C, в теплый период года 23-25°C. Относительная влажность составляет 40-60%, скорость движения воздуха — 0,1 м/с для холодного и теплого периода года.

Психофизические вредные и опасные факторы.

Согласно ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» существуют следующие психофизиологические опасные и вредные производственные факторы:

- статические перегрузки;
- динамические.
- умственное перенапряжение;
- монотонность труда;

Работа на ПК сопровождается постоянным и значительным напряжением функций зрительного анализатора. Расстройство органов зрения резко увеличивается при работе более четырех часов в день.

Нервно-эмоциональное напряжение при работе на ПК возникает вследствие дефицита времени, большого объема и плотности информации, особенностей диалогового режима общения человека и ПК, ответственности за безошибочность информации. Продолжительная работа на дисплее, особенно в диалоговом режиме, может привести к нервно-эмоциональному перенапряжению, нарушению сна, ухудшению состояния, снижению концентрации внимания и работоспособности, хронической головной боли, повышенной возбудимости нервной системы, депрессии.

Кроме того, при повышенных нервно-психических нагрузках в сочетании с другими вредными факторами происходит “выброс” из организма витаминов и минеральных веществ. При работе в условиях повышенных нервно-эмоциональных и физических нагрузок гиповитаминоз, недостаток микроэлементов и минеральных веществ (особенно железа, магния, селена) ускоряет и обостряет восприимчивость к воздействию вредных факторов окружающей и производственной среды, нарушает обмен веществ, ведет к изнашиванию и старению организма.

Повышенные статические нагрузки у пользователей ПК приводят к жалобам на боли в спине, шейном отделе позвоночника и руках. Из всех недомоганий, обусловленных работой на компьютерах, чаще встречаются те, которые связаны с использованием клавиатуры. .

Для существенного уменьшения боли и неприятных ощущений, возникающих у пользователей ПК, необходимы частые перерывы в работе и

удобное рабочее место, чтобы исключать неудобные позы и длительное напряжение.

5.1.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования

Технологическая установка подготовки нефти является взрыво- и пожароопасным объектом. Применяемые на установке реагенты обладают токсичностью и являются опасными для здоровья человека. Вредное влияние, оказываемое нефтепродуктами на организм человека при систематическом соприкосновении с ними или вдыхание их паров, может привести к профзаболеваниям и отравлениям. Анализ причин пожаров, взрывов и несчастных случаях на нефтеперерабатывающих предприятиях показывает, что в подавляющем большинстве они возникли из-за несоблюдения графика планово-предупредительного ремонта, из-за отклонения технологического режима, а зачастую из-за незнания или грубого нарушения техники безопасности.

Вредные вещества

Сырьем процесса является нефтегазоводяная смесь, поступающая из фонда скважин и содержащая в своем составе широкий спектр углеводородов, а также углекислый газ, сероводород, оксид азота, воду и растворенные в ней минеральные соли.

Опасные и вредные свойства газожидкостной среды обусловлены ее токсичностью и химической агрессивностью отдельных компонентов, а также способностью проникать в закрытые полости и пространства, здания и сооружения, скапливаться в различных углублениях и распространяться на большие расстояния и площади по воздуху, земле и водной поверхности.

Кроме того, на промыслах применяют широкий спектр других химических веществ (деэмульгаторы, ингибиторы коррозии, метанол и др.).

В табл. 21 приведены характеристика, ПДК и класс опасности применяемых на УПСВ веществ, согласно ГОСТ 12.1.007–76 «ССБТ. Вредные вещества».

Таблица 21 — Характеристика, ПДК и класс опасности веществ

№	Наименование	Агрегатное состояние	Класс опасности	Характеристика токсичности	Предельно допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны производственных помещений, мг/м ³
1	Нефть	жидкость	3	токсичен	300
2	Нефтяной газ	газ	3	токсичен	300
3	Дезэмульгаторы	жидкость	3	токсичен	5
4	Нефтьешламы	жидкость	4	токсичен	300

Нефть и большинство продуктов ее переработки являются нервными ядами, обладающими наркотическим действием и поражающими главным образом центральную нервную систему. Они повышают возбудимость человека, вызывают головокружение, сердцебиение, слабость, потерю сознания. Нефть, попадая на кожу, обезжиривает и сушит ее.

Нефтяной газ, попадая в организм, оказывает физиологическое действие, общий характер которого напоминает опьянение.

Дезэмульгаторы оказывают слабовыраженное местно-раздражающее действие, обладают кумулятивными свойствами, аллергенным действием, раздражают дыхательные пути и слизистые оболочки глаз.

Опасные и вредные факторы

Таблица 22 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ на УПН

	Источник фактора
--	------------------

Наименование работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003-74 «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».	
	Вредные	Опасные
1. Отбор проб эмульсии; 2. Проведение испытания с добавлением деэмульгатора; 3. Измерение технологических параметров установки.	1. Повышенная загазованность воздуха ; 2. Недостаточная освещенность; 3. Повышенный уровень шума и вибрации. 4. Психофизические факторы	1. Повышенный уровень напряжения в электрической цепи в электродвигателях насосов;

5.1.3 Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов

Воздействие опасных и вредных факторов возможно при работе на установке подготовки нефти. Методы защиты от вышеупомянутых вредных факторов следующие.

Работа с вредными и опасными химическими реактивами проводится в специализированных помещениях, оборудованных вытяжными шкафами. Каждый работник или посетитель производства обеспечивается следующими средствами защиты: головы (каска); органов дыхания (изолирующие дыхательные аппараты, противогазы, респираторы); лица и органов зрения (лицевые щитки, защитные очки, прозрачные экраны); кожи рук (защитные перчатки, рабочие рукавицы).

- аппараты и оборудование, являющиеся источником интенсивного выделения зарядов статического электричества должны быть заземлены;

- для ослабления генерирования зарядов статического электричества, легко воспламеняющиеся жидкости следует транспортировать трубопроводам с не высокими скоростями, ограничение которых зависит от свойств жидкости, диаметра и длины трубопровода;

- защита технологических установок, от электрической и электромагнитной индукции и заноса высоких потенциалов через наземные и подземные металлические коммуникации. От прямых ударов молний сооружения защищаются специально установленными молниеотводами.

Для того, чтобы избежать термических повреждений при эксплуатации технологических печей необходимо следить за показаниями контрольно-измерительных приборов, вести визуальный контроль за состоянием работы печи. Дверцы камер в процессе работы печи закрыты.

Все оборудование, трубопроводы и арматура, расположенные в помещении и подвергающиеся нагреванию, обеспечены устройствами, предотвращающими или ограничивающими выделение конвекционного или лучистого тепла (теплоизоляция, экранирование, отведение тепла и т.д.); температура поверхности изоляции не превышает 45 °С.

Горячие поверхности оборудования и трубопроводов с арматурой, расположенных вне помещения, в местах возможного соприкосновения с ними обслуживающего персонала имеют тепловую изоляцию. Температура на поверхности изоляции не превышает 60 °С.

Если теплоизоляцию осуществить невозможно, горячую поверхность ограждается. Ведется наблюдение за установленным режимом работы, подготовка к остановке и ремонту оборудования выполняются в строго установленном технологическом порядке.

5.2 Экологическая безопасность

5.2.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

При эксплуатации технологического оборудования по подготовки нефти через неплотности запорно-регулирующей арматуры и дыхательные клапаны емкостей выделяется небольшое количество легких углеводородов.

При сгорании газа на факеле будут выделяться в атмосферу: оксиды азота и углерода, сажа и углеводороды.

В целях предупреждения загрязнения атмосферы (СанПиН 2.1.6.1032-01. «Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест»), на УПСВ предусмотрен ряд мероприятий по предотвращению аварийных выбросов вредных веществ в атмосферу:

- полная герметизация системы сбора и транспорта нефти;
- стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования от коррозии;
- оснащение предохранительными клапанами всей аппаратов, в которых может возникнуть давление, превышающее расчетное, с учетом требований "Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" (ПБ 10–115–96).

Для защиты гидросферы (ГОСТ 17.1.3.06–82 «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод», ГОСТ 17.1.3.13–86 «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений»), на УПСВ предусматривается герметизированная система водоснабжения и водоотведения, исключая попадание загрязняющих веществ в подземные воды и в почву при нормальной работе оборудования.

5.2.2 Анализ влияния использования ПК на окружающую среду

Для обеспечения экологической безопасности, при использовании ПК и периферии, следует приобретать технику, полностью соответствующую стандарту ТСО99, а также утилизировать, в соответствии со всеми правилами, все комплектующие, после использования. Переработка вторичного сырья, дает возможность сохранять природные ресурсы и эффективно использовать материалы, которые уже отслужили своё. Это касается не только ПК и комплектующих, а также бумаги, люминесцентных ламп и др.

Отходы в виде макулатуры, люминесцентных ламп и периферии ПК в обязательном порядке сдаются в специальные аккредитованные центры утилизации.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

Пожарная безопасность обеспечивается согласно Приказу МЧС РФ от 18 июня 2003г.№313 «Об утверждении Правил пожарной безопасности в Российской Федерации (ППБ 01-03)» системой предотвращения пожара и системой пожарной защиты. На всех объектах (помещениях) размещены таблички с указанием номера телефона вызова пожарной охраны, кроме того размещен схематичный план эвакуации людей при пожаре; дополнительно разработана инструкция, определяющая действия персонала в случае возникновения очага возгорания.

В случае возникновения пожара на производстве с участием объекта исследования, необходимо оповестить о случившемся руководство объекта, незамедлительно вызвать штатный отряд пожарной службы и скорую помощь. Промышленная установка при этом выводится на снижение производительной мощности, остановку.

Действия обслуживания персонала УПН в аварийных ситуациях направлены:

- на спасение людей, находящихся в опасной зоне при аварии и оказание первой помощи пострадавшим;
- на локализацию аварий, отключение аварийного оборудования и приборов;
- на принятие мер по снижению возможных последствий аварий (ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.)

К числу таких мероприятий можно отнести: строгое соблюдение специальных мер безопасности; организация оповещения руководящего состава, формирований и населения; специальная подготовка и оснащение формирований; оказание медицинской помощи пострадавшим.

В рабочих помещениях на объектах находится инвентарь противопожарной безопасности, ящик с песком, план эвакуации при пожаре, телефоны пожарной службы, соблюдать регламент техники безопасности.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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

Для выполнения задачи сохранения жизни и здоровья работника, согласно приказу, при поступлении на работу проводится медосмотр, с целью проверки здоровья кандидата на соответствие. Согласно Приложению, N1 данного документа, во время работы проводятся плановые медосмотры с участием врачей и проведением лабораторных исследований, для выявления воздействия вредных факторов и вероятности развития профессиональных заболеваний. Для сохранения и поддержания здоровья работников, применяют комплексные меры. Они включают в себя средства индивидуальной защиты, которые обеспечивают механическую, термическую, химическую и электрическую безопасность, а так же согласно документу, для снижения вредного воздействия химических факторов (969 компонентов) работникам выдается молоко питьевое в количестве 0,5 литра за смену для выведения из организма токсических веществ (возможна замена молока равноценными продуктами, согласно Приложению N1 или же денежная выплата). Согласно выполняется бесплатная выдача смывающих и (или) обезвреживающих средств (жидкое и твердое мыло, очищающие и восстанавливающие кремы и т.д.), если выполнение обязанностей работника связано с действием опасных производственных факторов, температурных условий и загрязнений.

5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей

зоны

Каждый гражданин РФ имеет право на труд в условиях, отвечающих требованиям безопасности и гигиены, и на охрану здоровья, приведенным в Конституции Российской Федерации.

Удобная поза и свобода трудовым движениям обеспечивается правильным расположением и компоновкой рабочего места. Кроме этого, при использовании оборудования, отвечающего требованиям эргономики и инженерной психологии, трудовой процесс становится эффективней, уменьшается утомляемость и предотвращается опасность возникновения профессиональных заболеваний.

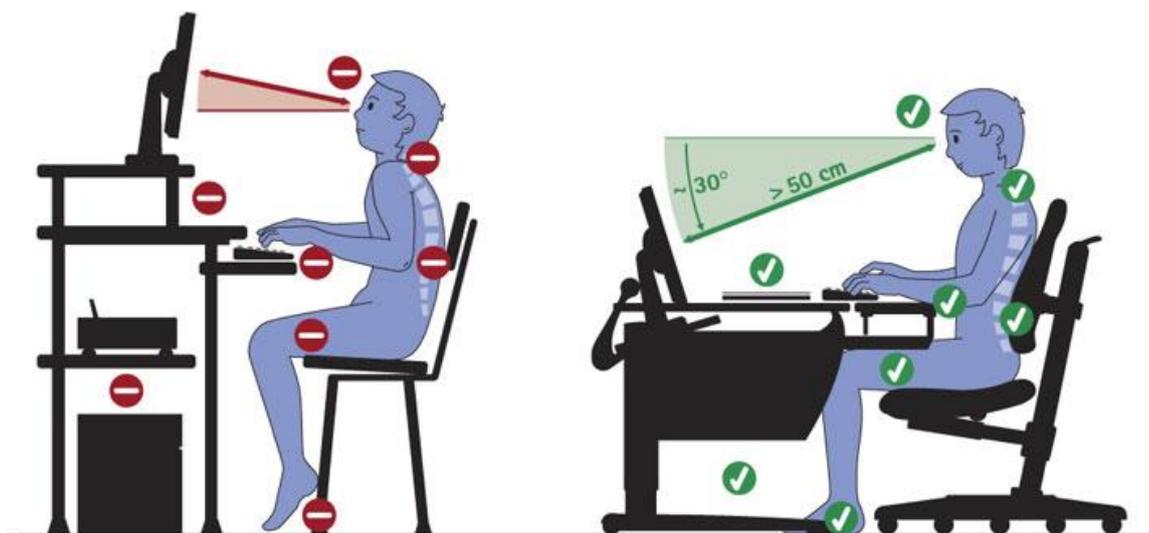


Рисунок 23- Правильное положение при работе за компьютером.

Заключение

В ходе выполнения раздела магистерской диссертации «Социальная ответственность», были даны характеристики объекта исследования, область его применения. Выявлены основные вредные факторы при производстве и эксплуатации объекта исследования. Приведены основные средства защиты.

Проведен анализ загрязнений окружающей среды, воздействие объекта на окружающую среду, разработаны решения по обеспечению экологической безопасности.

Также, в данной работе представлен перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации объекта исследования, разработаны действия в результате возникновения наиболее типичной ЧС.

Рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности труда.

При выполнении диссертации соблюдаются все правовые и организационные нормы, работник обеспечен средствами защиты от вредных факторов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Продукция нефтедобывающих скважин представляет собой высокодисперсную эмульсию капель пластовой воды, взвешенных в нефти. Пластовая вода в значительной степени минерализована хлоридами Na, Mg и Ca (до 2500 мг/л солей даже при наличии в нефти всего 1% воды), вызывающими быструю коррозию аппаратов и коммуникаций, повышение расходов на перекачку, снижение качества получаемых нефтепродуктов и т.д. Для разрушения эмульсии и удаления из нефти воды и солей необходима стадия промысловой подготовки.

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

На кафедре Химической технологии топлива и химической кибернетики разработана математическая модель процесса каплеобразования, позволяющая учитывать влияние технологических параметров на процесс каплеобразования при промысловой подготовке нефти.

Анализ литературных источников показал, что существует достаточно большое количество методик расчета диаметра капель воды в водонефтяных эмульсиях. В данной работе для исследований были выбраны шесть формул (I–VI). С учетом данных методик была модернизирована математическая модель и программа расчета. Для оптимизации работы с математической моделью была разработана программа расчета процесса каплеобразования в объектно-ориентированной среде программирования Borland Delphi 7.

С использованием данной модели были проведены исследования влияния технологических параметров на максимальный диаметр капель воды эмульсии, с целью нахождения эффективного режима для проведения процессов коалесценции и отстаивания.

Исследование влияния температуры на максимальный диаметр капель воды для эмульсии с плотностью нефти 827 кг/м³, при расходе 400000 кг/час показали (рис. 3 – 5), что при увеличении температуры в интервале 15 – 50 С,

максимальный диаметр капли растет. Так, например диаметр капель, рассчитанный по методике I увеличивается от 390 до 425 мкм. Также показано, что при с ростом температуры вязкость и плотность уменьшаются, что согласуется с литературными данными.

Результаты исследования зависимости плотности и вязкости от температуры на рис. 6 – 7 показывают, что вязкость и плотность уменьшаются с увеличением температуры, что согласуется с литературными данными.

Влияние температуры на диаметр капель, рассчитанных по различным методикам для эмульсий с разными физико-химическими свойствами представлено на рис. 8 – 13. Показано, что с увеличением температуры максимальный диаметр капли растет, а так же видно, что чем больше плотность эмульсии нефти, тем меньше максимальный размер капли.

Исследования влияния расхода химического реагента на максимальный диаметр капли воды, при расходе 400000 кг/ч (рис. 14 – 16) показывают, что при повышении расхода деэмульгатора, диаметр капли уменьшается. Например, по методике III диаметр капли уменьшается от 220 до 75 мкм. Так же видно, что для эмульсии с разными свойствами, действие деэмульгатора по разным методикам различное. Так, при изменении расхода деэмульгатора, по методикам I и V диаметры капель для разных эмульсий значительно отличаются друг от друга, а для всех остальных – динамики изменения размеров капель практически не наблюдается. Важно помнить, что химический реагент очень дорогой, поэтому с точки зрения экономики, не целесообразно повышать его расход.

Исследования влияния расхода водонефтяной эмульсии на максимальный диаметр капли воды приведены на рис. 17 – 19 показывают, что по методике I рационально производить расчеты для больших расходов 450000 – 500000 кг/час, по методике II – III- 200000 – 300000 кг/час. Размеры капель, рассчитанные по методикам IV – VI при данных условиях являются не эффективными для дальнейшего осаждения. Чтобы сформировать капли с

большим диаметром была увеличена температура с 15 до 50 °С. В результате проведённых исследований можно рекомендовать проводить расчеты размеров капель для потоков с небольшими расходами: 150000 – 200000 кг/час по методике V, но при повышенной температуре- 45 – 50 С. Максимальный диаметр капли, рассчитанный по методикам IV, VI оказался не эффективным, поэтому данные методики для расчетов не рекомендуются (рис. 18).

Результаты, полученные с использованием данной математической модели, хорошо согласуются как с теоретическими, так и с представленными в литературе экспериментальными данными о процессе каплеобразования, следовательно, данная модель может использоваться для исследования процесса отстаивания нефти при промысловой подготовке и прогнозирования более эффективных режимов работы.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА

1. Ефимова Е.Г. Исследование процесса каплеобразования при промышленной подготовке нефти // Химия и химическая технология в XXI веке : материалы XVII Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых, имени профессора Л.П. Кулёва, посвященной 120-летию Томского политехнического университета (г. Томск, 17–20 мая 2016 г.) / Томский политехнический университет. — Томск : Изд-во Томского политехнического университета. — 2016. — с. 368-369.

2. Боговой А.А., Ефимова Е.Г. Моделирование процесса обезвоживания нефти с учетом дисперсного состава водонефтяной эмульсии// Труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина, Том II (г. Томск 2017г.) / Томский политехнический университет. — Томск : Изд-во Томского политехнического университета. — 2017. — с. 294-296.

3. Ефимова Е.Г., Боговой А.А. Моделирование процесса каплеобразования при промышленной подготовке нефти// Труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина, Том II (г. Томск 2017г.) / Томский политехнический университет. — Томск : Изд-во Томского политехнического университета. — 2017. — с. 309-311.

4. Ефимова Е. Г. Моделирование процесса каплеобразования при промышленной подготовке нефти//XXII Международный научный симпозиум студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» (г. Томск 2-7 апреля 2018г.) / Томский политехнический университет. — Томск : Изд-во Томского политехнического университета. — 2018.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти//. — Казань: ФЭН, 2000. — 416 с.
2. Цыганков Д.Г. Формирование устойчивых водонефтяных эмульсий в условиях применения химических реагентов для увелечения нефтеотдачи нефтяных пластов каменного и Ем-Еганского нефтяных месторождений Ханты-Мансийского автономного округа//,-Нефтепромысловое дело,-2015-№5, 38-43 с.
3. Волков А.А., Балашова В.Д., Коновальчук О.Ю. К вопросу разрушения стабильных водонефтяных эмульсий // Нефтепромысловое дело. — 2013. — №5. — С. 40 – 42.
4. Tarantsev K.V. Study of Electrohydrodynamic Flows at a liquid-liquid phase interface // Chemical and Petroleum Engineering. — 2015. — №46 (1–2). — P. 64 – 68.
5. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические требования. — М.: Госстандарт России, 2002, ИПК изд-во стандартов, — 8 с.
6. А.А.Волков. К вопросу разрушения стабильных водонефтяных эмульсий//,-Нефтепромысловое дело- 2013 №1, 40-42 с.
7. Пергушев Д.Р. Расчет скорости транспортирования высокообводненной эмульсии по трубопроводу без ее расслоения//,- Нефтепромысловое дело, 2001 №12, 23-31 с.
8. Ефимова Е. Г. Моделирование процесса каплеобразования при промышленной подготовке нефти//XXII Международный научный симпозиум студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» (г. Томск 2-7 апреля 2018г.) / Томский политехнический университет. — Томск : Изд-во Томского политехнического университета. — 2018
9. В.П.Тронов. Сепарация газа и сокращение потерь нефти/, -Фэн, 2002, 407 с.

10. И.И.Дунюшкин Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений/, 2006г., 206 с.
11. А.А.Гуреев, А.Ю. Абызгильдин. Разделение водонефтяных эмульсий/, - Нефть и газ, 2002.
12. Семихина Л.П., Паничева Л.П. Семихин Д.В. Способ повышения эффективности деэмульгаторов водонефтяных эмульсий// Патент РФ № 2316578, 2008.
13. Г.К.Борисов, В.Х. Сингизова, И.В. Крестелева, Л.Е. Каштанова. Подбор эффективных деэмульгаторов для условий кустового сброса воды на Ново-Киевском нефтяном месторождении// Нефтепромысловое дело, 2012 №4, 48-51с
14. Л.А.Ковалева. Технология обезвоживания нефтей м использованием энергии электромагнитного поля// Нефтепромысловое дело, 2009 №8, 54-58 с.
15. Е.С.Афанасьев. Факторы стабилизации водонефтяных эмульсий// Нефтепереработка и нефтехимия, 2008 33, 57-60с.
16. Л.А. Ковалев. Определение времени расслоения водонефтяной эмульсии в электромагнитном поле/, - Технологии нефти и газа, 2010 №4, 20-22 с.
17. Б.С.Серкебаева. Особенности реологии водонефтяных эмульсий месторождения узень// Нефтепромысловое дело,-2015 №1, 57-60с.
18. Н.А.Небогина. Особенности формирования и осадкообразования водонефтяных эмульсий// Нефтепереработка и нефтехимия,-2008 №1, 21-23 с.
19. Л.А.Ковалева. Обезвоживание водонефтяных эмульсий и нефтешламов комплексным воздействием СВЧ электромагнитного поля в центробежном поле сил// Нефтепромысловое дело,-2013 №6-,45-49 с.
20. С.Н.Харламов, В.В.Зайковский. Математическое моделирование влияния неоднородного электрического поля на движение капель воды в нефти// Нефтегазовое дело,2014 №4, 95-117 с.

21. И.М. Кувшинников, Е.В.Черепанова. Устойчивость эмульсий нефтепродуктов в воде и способы их коагуляции// Энергосбережение и водоподготовка, март 2009, 50-56 с.
22. М.Ю.Тарасов, А.Е.Зенцов, А.Б. Зырянов. Лабораторное моделирование процессов обезвоживания нефти в аппарате с коалесцирующими элементами// Нефтяное хозяйство,- февраль 2013, 102-104 с.
23. М.Ю. Тарасов, Е.В.Портягина. Исследование температуры застывания водонефтяных эмульсий// Нефтяное хозяйство,- февраль 2014, 33-35 с.
24. И.Ю.Быков, Е.В.Казарцев. Модернизация оборудования как метод управления эффективностью промысловой деэмульсации// Нефтяное хозяйство, декабрь 2015, 138-142 с.
25. Е.И.Бухаленко. Справочник по нефтепромысловому оборудованию// 2008,416 с.
26. Н.А. Гаврикова, Л.Р. Тухватулина, И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.В. Шаповалова. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие // Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 73 с.
27. Генеральное соглашение между общероссийскими объединениями профсоюзов, общероссийскими объединениями работодателей и Правительством Российской Федерации на 2014 - 2016 годы от 25 декабря 2013 г (с изм. от 29.12.2016), 14 с.
28. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
29. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
30. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

31. СНиП 23–05–95. Нормы проектирования. Естественное и искусственное освещение. – М.: Минстрой России, 1995.
32. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий.
33. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки: санитарные нормы утверждены Постановлением Госкомсанэпиднадзора России 31 октября 1996 г. № 36. Москва.
34. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий: санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.566-96: утверждены Постановлением Госкомсанэпиднадзора России от 31 октября 1996 г. № 40. Москва.
35. ГОСТ 12.1.002–84. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни и требования к проведению контроля на рабочем месте. – введ. 01.01.1986. - М.: Стандартинформ, 2009. – 7 с.
36. СП 51.13330.2011. Защита от шума.
37. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
38. СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест.
39. Правила устройства и безопасности эксплуатации сосудов, работающих под давлением (ПБ 10–115–96). – ПИООБТ, 1996. – 156 с.
40. ГОСТ 17.1.3.06–82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
41. ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.
42. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.

43. Приказ МЧС РФ от 18 июня 2003г.№313 «Об утверждении Правил пожарной безопасности в Российской Федерации (ППБ 01-03)».
44. Федеральный закон от 23 февраля 2013 г. N 15-ФЗ "Об охране здоровья граждан от воздействия окружающего табачного дыма и последствий потребления табака"
45. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.
46. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.
47. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001) (ред. от 30.12.2008) // СПС Консультант.
48. Конституция Российской Федерации (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.).
49. Федеральный закон Российской Федерации от 28 декабря 2013 г. N 426-ФЗ "О специальной оценке условий труда".
50. Федеральный закон от 17.07.1999 N 181-ФЗ "Об основах охраны труда в Российской Федерации" (ред. от 09.05.2005, с изм. от 26.12.2005) // СПС Консультант.
51. Межгосударственный стандарт ГОСТ 12.0.230-2007 «Система стандартов безопасности труда.
52. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Раздел (1)
(Литературный обзор)

Студент:

Группа	Ф.И.О.	Подпись	Дата
2КМ61	Ефимова Елена Геннадьевна		

Консультант кафедры ХТТ и ХК:

Должность	Ф.И.О.	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ХТТ и ХК ИПР	Мойзес Ольга Ефимовна	к.т.н., доцент		

Консультант – лингвист кафедры ИЯПР:

Должность	Ф.И.О.	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры иностранных языков	Сыскина Анна Александровна	к.фил.н.		

Mined emulsion has a property to grow old fast (within hours), that is exhibited in forming of so-called “reserving” mantles on the water drops, which rise emulsion stability to disintegration manifold. It is obvious, that in such a state it is impossible to refer the well production to the refinement (fast corrosion of devices and utility lines, poisoning of extremely expensive catalysts, impossibility of production qualitative oil productions etc.), as well as pipe (high viscosity of emulsion in comparison with anhydrous oil, expenses on ballast transit, big heat capacity when heating). Therefore, necessary oil treating stage to its refinement foregoes ingress of oil to Petroleum refinery. While increasing quantity of oil fields transferring to the late development stages (characterized by a high water cut and mineralizing of well production as well as wide involving overweight carboxylic oils in a field development), oil treating problem gets sharper and more actual. Because of forming extremely high stable emulsions, which is more serious in comparison with the quality specifications of separator oil becomes tough.

The problem of effective primary oil treatment has become more important for the last 10 years, because of the gradual depletion of oil reserves. It is noted that the oil from such depleted oil fields has high water and salt content. These characteristics of water-in-oil emulsions can influence the quality of oil products, besides it can damage pipe-lines and equipment. The development and application of new methods of oil treatment can solve the problem.

Emulsions

An emulsion is a heterogeneous liquid system consisting of two immiscible liquids with one of the liquids intimately dispersed in the form of droplets in the second liquid. An emulsion is distinguished from a simple dispersion of one liquid in another by the fact that, in an emulsion, the probability of coalescence of droplets on contact with one another is greatly reduced because of the presence of an emulsifier, which inhibits coalescence. Such inhibition is not present in dispersion.

The stability of the emulsion is controlled by the type and amount of surface-active agents and/or finely divided solids, which commonly act as emulsifying agents or emulsifiers.

The matrix of an emulsion is called the external or continuous phase. The portion of the emulsion that is in the form of small droplets is called the internal, dispersed, or discontinuous phase. The emulsions considered in this work consist of crude oil and water or brine produced with it.

In most emulsions of crude oil and water, the water is finely dispersed in the oil. The spherical form of the water globules is a result of interfacial tension (IFT), which compels them to present the smallest possible surface area to the oil. This is a water-in-oil emulsion and is referred to as a "normal" emulsion. The oil can be dispersed in the water to form an oil-in-water emulsion, which is referred to as an "inverse" or "reverse" emulsion.

Emulsions are sometimes interrelated in a more complex form. The emulsion may be either water-in-oil or oil-in-water to begin with, but additional agitation may cause it to become multistage. If it is a water-in-oil emulsion initially, a water-in-oil-in-water emulsion can be formed if a small volume of the original water-in-oil emulsion is enveloped in a film of water. It is also possible to form multistage emulsions in an oil continuous phase. Multistage emulsions usually add appreciably to the problem of separating the emulsion into oil and water. The more violent the agitation, the more likely multistage emulsions are to form.

How Crude Oil Emulsions Form

The three conditions necessary for the formation of an emulsion are:

- 1) the two liquids forming the emulsion must be immiscible;
- 2) there must be sufficient agitation to disperse one liquid as droplets in the other;
- 3) there must be an emulsifying agent present.

Crude oil and water are immiscible. If gently poured into the same container, they will quickly separate. If the oil and water are violently agitated, small drops of

water will be dispersed in the continuous oil phase and small drops of oil will be dispersed in the continuous water phase. If left undisturbed, the oil and water will quickly separate into layers of oil and water. If any emulsion is formed, it will be between the oil above and the water below.

When considering crude oil emulsions, water-in-oil emulsions are usually concerned because most emulsions are this type. Oil-in-water emulsions are encountered in some heavy oil production. Oil-in-water emulsions are generally resolved in the same way as water-in-oil emulsions, except electrostatic treaters cannot be used on oil-in-water emulsions.

The agitation necessary to form an emulsion may result from any one or a combination of several sources:

- 1) the bottom hole pump
- 2) flow through the tubing, wellhead, manifold, or flow lines
- 3) the surface transfer pump
- 4) pressure drop through chokes, valves, or other surface equipment.

The greater the amount of agitation, the smaller the droplets of water dispersed in the oil. Studies of water-in-oil emulsions have shown that water droplets are of widely varying sizes, ranging from less than 1 to about 1,000 μm . Emulsions that have smaller droplets of water are usually more stable and difficult to treat than those that have larger droplets.

Crude oils vary widely in their emulsifying tendencies. Some may form very stable emulsions that are difficult to separate, while others may not emulsify or may form a loose emulsion that will separate quickly. The presence, amount, and nature of an emulsifying agent determine whether an emulsion will be formed and the stability of that emulsion. If the crude oil and water contain no emulsifying agent, the oil and water may form a dispersion that will separate quickly because of rapid coalescence of the dispersed droplets. On the other hand, if an emulsifying agent is present in the crude oil, a very stable emulsion can be formed.

If an emulsion is not treated, a certain amount of water will separate from the oil by natural coalescence and settling because of the difference in density of oil and water. Unless some form of treatment is used to accomplish complete separation, however, there probably will be a small percentage of water left in the oil even after extended settling. The water that remains in the oil will be in minute droplets that have extremely slow settling velocities. They will be widely dispersed so that there will be little chance for them to collide, coalesce into larger droplets, and settle.

Emulsifying Agents

Emulsifying agents are surface-active compounds that attach to the water-drop surface and lower the oil/water IFT. When energy is added to the mixture by agitation, the dispersed-phase droplets are broken into smaller droplets. The lower the IFT, the smaller the energy input required for emulsification – i.e., with a given amount of agitation, smaller droplets will form.

There are many theories on the nature of emulsifying agents in crude oil emulsions. Some emulsifiers are thought to be asphalt in oil and are strongly attracted to the water. They are barely soluble in oil and are strongly attracted to the water. They come out of solution and attach themselves to the droplets of water as these droplets are dispersed in the oil. They form thick films that surround the water droplets and prevent the surfaces of the water droplets from contacting, thus preventing coalescence when the droplets collide. Oil-wet solids-such as sand, silt, shale particles, crystallized paraffin, iron, zinc, aluminum sulfate, calcium carbonate, iron sulfide, and similar materials that collect at the oil/water interface can act as emulsifiers.

Most but not all crude oil emulsions are dynamic and transitory. The interfacial energy per unit of area in petroleum emulsions is rather high compared with familiar industrial emulsions. They are therefore thermodynamically unstable in the sense that if the dispersed water coalesced and separated, the total free energy would decrease. Only the presence of an emulsifier film introduces an energy barrier that prevents the “breaking” or separation process from proceeding.

The characteristics of an emulsion change continually from the time of formation to the instant of complete resolution. This occurs because there are numerous types of adsorbable materials in the given oil. Also, the adsorption rate of the emulsion and permanence of location at the interface may vary as the fluid flows through the process. Furthermore, the emulsion characteristics are changed as the liquid is subjected to changes in temperature, pressure, and degree of agitation.

Effect of Emulsion on Viscosity of Fluids

Emulsions are always more viscous than the clean oil contained in the emulsion. The ratio of the viscosity of an emulsion to the viscosity of the clean crude oil in oilfield emulsions depends on the shear rate to which it has been subjected.

Prevention of Emulsions

If all water can be excluded from the oil, it is produced and/or if all agitation of well fluids can be prevented, no emulsion will form. Exclusion of water in some wells is difficult or impossible, and the prevention of agitation is almost impossible. Therefore, production of emulsion from many wells must be expected. In some instances, however, emulsification is increased by poor operating practices.

Operating practices that include the production of excess water as a result of poor cementing or reservoir management can increase emulsion-treating problems. In addition, a process design that subjects the oil/water mixture to excess turbulence can result in greater treating problems. Unnecessary turbulence can be caused by over-pumping and poor maintenance of plunger and valves in rod-pumped wells, use of more gas-lift gas than is needed, and pumping the fluid where gravity flow could be used. Some operators use progressive cavity pumps as opposed to reciprocating, gear, or centrifugal pumps to minimize turbulence. Others have found that some centrifugal pumps can actually cause coalescence if they are installed in the process without a downstream throttling valve. Wherever possible, pressure drop through chokes and control valves should be minimized before oil/water separation.

Methods Used in Treating Crude Oil Emulsions

Three basic steps usually are required to separate a crude-oil/water emulsion into bulk phases of oil and water.

Step 1 — Destabilization. An emulsion is destabilized by counteracting the stabilizing effect of the emulsifier. The tough skin or film surrounding the dispersed water droplets must be weakened and broken. This is usually accomplished by adding heat and/or a properly selected, interfacially active chemical compound to the emulsion.

Step 2 — Coalescence. After the films encasing the dispersed droplets are broken, the dispersed droplets must coalesce into drops large enough to settle out of the continuous phase of oil. This usually is accomplished by imposing a period of moderate agitation or by subjecting the destabilized emulsion to an alternating electric field. This will increase the dispersed droplets contacting rate. Thus, coalescence will increase, resulting in larger droplets.

Step 3 — Gravity Separation. A quiet period of settling must be provided to allow the coalesced drops to settle out of the oil because of the difference in density between the water and oil. This is accomplished by providing a sufficient residence time and a favorable flow pattern in a tank or vessel that will allow the coalesced drops of water to separate from the oil.

Another way of stating the general emulsion-treating procedure is that to resolve a crude-oil/water emulsion into bulk oil and water, three things must be done:

- 1) to increase the probability of coalescence of dispersed water droplets on contact
- 2) to make the rate of contact of dispersed water droplets high without creating high shear forces
- 3) allow the liquids to settle quietly so that they can separate into bulk phases of oil and water.

All the incidental variables, such as selection of proper chemical, rate of chemical injection, treating temperature and pressure, oil and emulsion viscosity, flow

rate, vessel design, vessel size, and fluid levels, are controlled to execute these three steps in the quickest and most economical manner.

An emulsion-treating unit or system will use one or more of the further presented methods to aid in destabilizing, coalescence, and/or settling. In this paper methods with using electrostatic field to coalescence and necessarily preceding to them, methods of chemical and heating destabilization will be discussed.

<u>Destabilization</u>	<u>Coalescence</u>	<u>Gravity Separation</u>
<ul style="list-style-type: none"> • Chemical • Heating 	<ul style="list-style-type: none"> • Agitation • Coalescing • Electric field • Water • Filtering • Fibrous • Heating • Retention • Centrifugation 	<ul style="list-style-type: none"> • Gravity • Heating • Centrifugation
<p>plates</p> <p>washing</p> <p>packing</p> <p>time</p>	<p>settling</p>	

Chemical Demulsifiers

Certain chemical compounds are widely used to destabilize and to assist in coalescence of crude oil emulsions. These are referred to as dehydration chemicals or demulsifiers. This treatment method is popular because the chemicals are easily applied to the emulsion, usually are reasonable in cost, and usually minimize the amount of heat and settling time required.

The chemical counteracts the emulsifying agent, allowing the dispersed droplets of the emulsion to coalesce into larger drops and settle out of the matrix. For demulsifiers to work, they must:

- 1) be injected into the emulsion
- 2) intimately mix with the emulsion and migrate to all of the protective films surrounding all of the dispersed droplets
- 3) displace or nullify the effect of the emulsifying agent at the interface.

A period of continued moderate agitation of the treated emulsion to produce contact between and coalescence of the dispersed droplets and a quiet settling period must exist to allow separation of the oil and water.

Four actions are required of a chemical demulsifier:

Strong attraction to the oil/water interface. The demulsifier must have ability to migrate rapidly through the oil phase to reach the droplet interface where it must counteract the emulsifying agent.

Flocculation. The demulsifier must have an attraction for water droplets with a similar charge and bring them together. In this way, large clusters of water droplets gather, which look like bunches of fish eggs under a microscope.

Coalescence. After flocculation, the emulsifier film is still continuous. If the emulsifier is weak, the flocculation force may be enough to cause coalescence. This is not true in most cases, and the demulsifier must therefore neutralize emulsifier and promote rupture of the droplet interface film. This allows coalescence to occur. With the emulsion in a flocculated condition, the film rupture results in growth of water drop size.

Solids Wetting. Iron sulfides, clays, and drilling muds can be made water-wet, causing them to leave the interface and be diffused into the water droplets. Paraffins and asphaltenes can be dissolved or altered by the demulsifier to make their films less viscous, or they can be made oil-wet so that they will be dispersed in the oil.

Heating

The use of heat in treating crude oil emulsions has four basic benefits:

1) Heat reduces the viscosity of the oil, resulting in a greater force during collision of the water droplets. In addition, the reduced oil viscosity allows the water droplets to settle more rapidly through the less viscous oil.

2) Heat increases the droplets molecular movement. This aids in coalescence through increased collision frequency of the dispersed-phase droplets.

3) Heat may deactivate the emulsifier (e.g., dissolving paraffin crystals) or it can enhance the action of treating chemicals, causing the chemical to work faster and more thoroughly to break the film surrounding the droplets of the dispersed phase of the emulsion.

4) Heat may also increase the difference in density between the oil and the water, thus accelerating settling. In general, at temperatures below 180°F, the addition of heat will increase the difference in density. Most light oils are treated below 180°F; thus, the effect of heat on gravity is beneficial. For heavy crudes (below 20°API), which are normally treated above 180°F, heat may have a negative effect on difference in density. In special cases, increased heat may cause the density of water to be less than that of oil.

Electro coalescence

The small water drops dispersed in the crude oil can be coalesced by subjecting the water-in-oil emulsion to a high-voltage electrical field. When a nonconductive liquid (oil) containing a dispersed conductive liquid (water) is subjected to an electrostatic field, the conductive particles or droplets are caused to combine by one of three physical phenomena.

1) The water droplets become polarized and tend to align themselves with the lines of electric force. In so doing, the positive and negative poles of the droplets are brought adjacent to each other. Electrical attraction brings the droplets together and causes them to coalesce.

2) The water droplets are attracted to an electrode because of an induced electric charge. In an AC field, because of inertia, small droplets vibrate at a greater distance than larger droplets, promoting coalescence. In a DC field, the droplets tend to collect on the electrodes, forming larger and larger droplets until eventually they settle by gravity.

3) The electric field tends to distort and thus to weaken the film of emulsifier surrounding the water droplets. Water droplets dispersed in oil subjected to a sinusoidal alternating-current field will be elongated along the lines of force as voltage rises during the first half-cycle. As they are relaxed during the low-voltage portion, the surface tension pulls the droplets back toward spherical shape. The same effect is obtained in the next half of the alternating cycle. The weakened film is thus more easily broken when droplets collide.

Whatever the actual mechanism, the electrical field causes the droplets to move about rapidly in random directions, which increases the chances of collision with other droplets. When droplets collide with the proper velocity, coalescence occurs.

If the quantity of water in the oil is large, there is a tendency for the formation of a chain of charged water particles, which may form links between the two electrodes, causing short-circuiting. This is referred to as "chaining" and has been observed in emulsions containing 4% or less water. The short-circuit releases a burst of electrical energy that immediately causes this chain of water particles to become steam. The resulting explosions sound like popping popcorn. If chaining occurs, the voltage gradient is too large (i.e., the electrical grids of the electrostatic treater are too close together or the voltage is too high) for the amount of water being handled. Small amounts of gas breaking out of solution may also create sufficient turbulence and impede the coalescing process.

Electrostatic fields

Desalting is simply the washing of crude oil with fresh water to remove soluble salts. Although several ancillary benefits such as reduction of suspended solids in the oil and phenols in the wash water may be obtained, the primary objective is salt

removal. Changes in the oil production and refining industries in recent years have made the desalting process more difficult and yet much more critical to the success of downstream operations. These changes include the use of flash dehydration in some production fields, chemical stimulation of oil reservoirs, the production of lower quality crude oils, and the employment of more complex processes utilizing salt-sensitive catalyst systems in the refineries.

Although the desalting process consists of three primary steps – injection of wash water, contact between the wash water and the soluble salts, and separation of the aqueous phase – most of the installed hardware is involved in the phase separation step. Phase separation can again be divided into three steps– coagulation (destabilizing the dispersion), flocculation (drop growth), and sedimentation of the enlarged dispersed drops. Coagulation results when the chemical environment of the dispersion is favorable for its progress; although this is a fascinating subject, it will not be further discussed here. Flocculation may be accomplished by chemical forces, physical forces, or the two in combination. Chemical flocculation is the most common means of water treatment, but the usual sludge by-products render it undesirable for oil processing. The flocculation tool of choice in desalting applications has been the electrostatic field, and it is the development of this technique, which will be addressed here. The final step, sedimentation, is a function of the fluid flow regime within the process vessel.

The beneficial effects of electrostatic fields upon separation rates of two-phase dispersions were noted at the turn of the century. The early investigators worked with both AC (alternating current) and DC (direct current) fields for the removal of particulates in gas streams and found definite advantages in the use of DC fields in these applications; however, when they turned their attention to two-phase liquid dispersions, DC fields were quickly abandoned because of corrosion produced by sustained unidirectional electrical currents. In an AC field, the rapid reversal of the current causes the chemical reaction to be reversed before the corrosion products can be removed from the reaction site by diffusion; therefore, no net corrosion is observed. Corrosion considerations have limited the application of pure DC fields to niches where

the continuous phase consists of low conductivity, refined products rather than crude oils.

AC

The attractive force produces coalescence of water drops in an AC field. It is important to note that the attractive force is due only to the dipolar separation of charges within each drop and that no net charge exists on any of the drops. Consideration of this equation helps elucidate the strengths and weaknesses of the AC electrostatic field. The large exponents show that drop size and interdrop distance have the most significant effects on the attractive force. Therefore, large drops which are relatively close together are the most likely to be coalesced by the field. The AC field is most effective at the two points in the desalter where large drops exist in close proximity; namely, the inlet dispersion with its high water content, and the water-rich dispersion at the oil/water interface. Its efficacy in reduction of residual water in the effluent oil is much reduced since the water drops in this area are small and widely separated. It should be noted that the magnitude of the attractive force could also be increased by an increase in field gradient; however, the beneficial aspects of this strategy are limited by electrostatically induced instability of the drops at high field gradients.

Alternating current fields possess a high level of water tolerance. As drops align in an electrostatic field, it becomes much easier for an arc path to develop by progressing from drop to drop in a “daisy chain” effect. Such arcing immediately discharges the electrostatic field and can seriously degrade performance. Because of the rapid reversals of field direction in an AC field, such arcs are quenched at each reversal allowing chances for the process to “heal” the arc path as larger drops settle out of the arc zone.

Crude oil intimately mixed with the dilution (wash) water is introduced into the desalter vessel near the oil/water interface. The electrostatic field acts upon the dispersed water coalescing it into drops which are large enough to settle out of the oil stream. The oil with its residual water then enters the electrode zone where the

increased field gradient furthers the coalescence process. The rapid reversal of the field direction precludes electrostatically induced drop migration; therefore, for coalescence to occur, the drops must be brought into proximity by diffusion or flow mechanisms. Indeed, most of the improvements in AC desalting over the years have involved schemes to lengthen the retention time of the oil within the electrode zone. This has been done by increasing the number of charged electrodes from one to two or three, use of vertically hung plate electrodes, and modifying the flow path to achieve horizontal flow between the electrodes. All of these configurations provide enhanced performance, but none of them address the fundamental problems related to coalescence of small, widely spaced drops.

DC

Direct current fields produce drop polarization and alignment in the same manner as AC fields; however, their sustained unidirectional nature also produces drop migration allowing the electrostatic field to enhance the coalescence of the small, widely spaced drops. Additionally, drops in a DC field can acquire electrostatic charges as they closely approach the electrodes. These net charges greatly increase the electrostatic forces experienced by the drops, thereby promoting coalescence. Unfortunately, these benefits were previously unavailable for crude oil desalting because of corrosion considerations.

AC/DC

The electrical connection method allows the production of an AC field in the zone beneath the electrodes while a DC field is produced between adjacent electrodes. The positive and negative electrodes are charged on alternate half-cycles of the line voltage, yet are never powered by the transformer at the same time. Direct current discharge is therefore limited to the capacitively stored charge on the electrodes while the electrode array presents an AC field to the shell of the vessel, which militates against corrosion. Such an arrangement utilizes the water tolerance of the AC field as

well as its effectiveness in treating the water-rich zones at the inlet and the oil/water interface, and utilizes the drop migration and drop charging abilities of the DC field to achieve maximum water removal.

Pulsed AC/DC

Most conventional electrostatic oil dehydration systems achieve protection of the electrical power supply by use of 100% reactance transformers. An internal reactor produces a voltage drop in series with the primary winding of the transformer, which limits the power to the transformer windings. Although this scheme provides excellent protection, it also limits the utility of the electrical system in times of process upset. An alternate scheme uses an electronic controller to sense the load being drawn and to adjust the power to the transformer by using silicon controlled rectifiers (SCRs) to switch the power on and off rapidly so that very short bursts of high power are interspersed with “off” periods.(4) The transformer is thus maintained within its heat dissipation rating. This controller differs in action from a 100% reactor in that power is reduced because of time rather than by limitation of maximum voltage. Short bursts of high intensity energy are applied to the emulsion with duration of the pulses limited to maintain an average power output within the rating of the transformer. Recent research has shown that much of the coalescing action of an electric field occurs during the rapid change of voltage with time (high dV/dt) during an electrical pulse. Therefore, much of the coalescing ability of the electric field is preserved during this pulsing action and enhanced by its ability to sustain the maximum voltage.

Electrostatic Coalescing Treaters

Electrostatic treating can be used in either vertical or horizontal emulsion treaters by including electrical grids in the settling or coalescing sections. Figs. A.1 show how grids can be installed in the horizontal treaters.

Two grids of electrodes typically are installed in electrostatic emulsion treaters. One is wired to a source of electric current and the other is grounded. The emulsion flows between these electrodes, which are charged with a very high voltage. The electrodes are installed in the vessel to provide a final stage of coalescence to the emulsion after it has already been treated to near pipeline quality. In the design of Fig. A.1, the up flowing oil passes the “hot” electric grid, which is usually steel or stainless steel rods or bars spaced 4 to 6 in. apart.

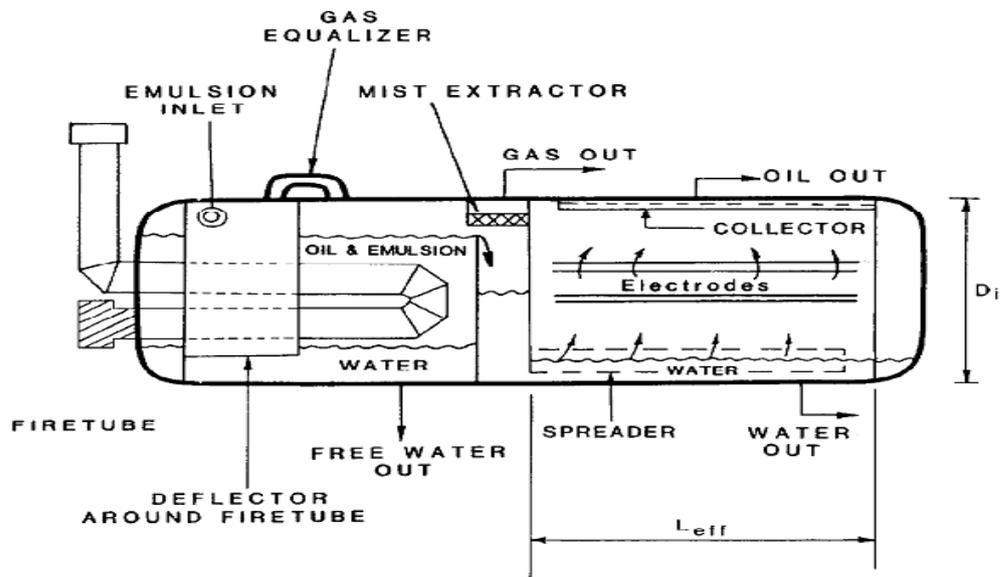


Figure A.1 - Typical horizontal electrostatic emulsion treater with vertical flow

This grid is stationary and hangs from multiple electric insulators. AC current is wired to this grid from an external single-phase transformer. The "cold" electric grid is mounted directly above the hot grid and is adjustable from 2.5 to 12 inches. from the "hot" grid. The normal operating spacing between the two grids is usually from 4 to 6 inches.

Coalescing takes place between the oil/water interface and the hot grid, as well as between and above the grids. The oil continues vertically to the outlet collector pipe with small calibrated holes in the top of the pipe to ensure uniform distribution. The electric section has no oil/gas interface. All gas must be removed of the heating section.

The greater the voltage gradient, the greater the forces causing coalescence. Experimental data show, however, that at some voltage gradient the water droplets can be pulled apart and a lighter emulsion can result. For this reason, electrostatic treaters are normally equipped with a mechanism for adjusting the voltage gradient in the field so that the optimum can be obtained.

CONCLUSION

Experimental and field data have shown that the most effective method for primary oil treatment is the methods, which combine chemical treating of the water-in-oil emulsions with the use of an electric field. The investigations which compare and evaluate optimal combinations of chemical demulsifiers considering the effect of different types of electric fields are of great importance. The DC (direct current) field nowadays is not used for desalting process because of corrosion of equipment produced by sustained unidirectional electrical currents. The AC (alternative current) field is widely employed by the oil producer. Its efficacy in reduction of residual water in the effluent oil is much reduced since the water drops are small and widely separated. It should be noted that the magnitude of the attractive force could also be increased by an increase in field gradient; however, the beneficial aspects of this strategy are limited by electrostatically induced instability of the drops at high field gradients. Finally, the pulsed AC/DC field is the most promising, but now only experimental data are obtained, and no field studies have been performed.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Фрагменты кода разработанной программы расчета

```
{Расчет массообменной секции }

procedure TForm1.Button1Click(Sender: TObject);
begin

  {*****Пересчет физико-химических параметров с учетом новой
обводненности*****}
  {Плотность,кг/м3}

  rn11:=rg*(1-w)+(rw*w);
  rn1:=rn11+(0.001828-rw*0.000532)*(tem-20);

  MM:=(44.29-rg)/(1.03-rg);
  bkv:=0.0000424*MM+0.00682;
  tkv:=0.0000000102*exp(1.8*ln(MM))+0.00518;
  vznt:=vzn/10*((Exp(bkv*(0.9*0.101)))/exp(tkv*(tem-20)))*10;
  rnt:=rg+(0.001828-rg)*0.000532*(tem-20);

  {*****Расчет максимальных диаметров*****}

  DMAX1:=43.3*((exp(1.5*ln(SIG))+0.7*VZW*(exp(0.7*ln(U2*100)))
*(exp(0.8*ln(SIG))))/
(exp(2.4*ln(U2*100))*exp(0.1*ln(RE1))*exp(0.1*ln(VZEMK*10000))
*RG1/1000*(exp(0.5*ln(VZN))));

  D3:=D2*100;
```

```
Edit10.Text:=FloatToStr(D3);

Kf:=0.4;
A:=EXP(3/5*ln(sig*0.001/Kf/Rg1));
B:=exp(2/5*ln(d3*rg/rn));
X:=exp(-6/5*ln(U2));
dmax2:=2*A*B*X;

A:=exp(1/7*ln(Rg/Rn));
B:=sqrt(2*SIG*0.001/Rn/d3);
dmax3:=0.18*d3*A*exp(6/7*ln(1/U2*B));

dmax4:=2.297*sig*0.001/0.2/rg*exp(0.4*ln(d3))/exp(1.2*ln(u2));

dmax5:=43*exp(1.5*ln(SIG*0.001))*(1+0.7*exp(0.7*ln(VZW*U2*10
00/SIG)))/
(VZN*RG1*exp(2.5*ln(U2)));

mm:=exp(5*ln(vzn))*u2*u2/d3/rg/exp(4*ln(sig*0.001));
{ Dd1:=exp(0.4*ln((1-0.2)*(1-0.863*exp(0.15*ln(mm)))));
Dd2:= exp(0.6*ln(rg1))*exp(1.2*ln(u2));

dmax6:=1.4*exp(0.6*ln(sig*0.001))*exp(0.4*ln(d3))/(dd1*dd2);

Dmax7:=22*sig*0.001/rn/u2/u2;

end
```

