

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

---

Институт – Институт природных ресурсов  
Направление подготовки – 18.04.01 Химическая технология  
Кафедра – Химической технологии топлива и химической кибернетики

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
Моделирование процессов разрушения водонефтяных эмульсий при промысловой подготовке нефти

УДК 665.6/7; 004.942

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДМ4Б	Филиппова Татьяна Владимировна		

Руководитель

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу “Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение”

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Криницина З.В.	к.т.н., доцент		

По разделу “Социальная ответственность”

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чулков Н.А.	к.т.н., доцент		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав.кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ХТТиХК	Юрьев Е. М.	к.т.н.		

Томск – 2016

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

<b>Код результата</b>	<b>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</b>
<b><i>Профессиональные компетенции</i></b>	
P1	Ставить и решать инновационные задачи инженерного анализа, связанные с созданием и обработкой материалов и изделий, с использованием системного анализа и моделирования объектов и процессов подготовки нефти
P2	Разрабатывать технологические процессы, проектировать и использовать новое оборудование и инструменты для обработки материалов и изделий, конкурентоспособных на мировом рынке
P3	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные высокотехнологичные линии автоматизированного производства, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на производстве, выполнять требования по защите окружающей среды
<b><i>Универсальные компетенции</i></b>	
P4	Демонстрировать глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах устойчивого развития
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности

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

Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки «Химическая технология»  
 Кафедра химической технологии топлива и химической кибернетики

УТВЕРЖДАЮ:  
 Зав. кафедрой  
 \_\_\_\_\_ Юрьев Е.М.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

<b>МАГИСТЕРСКОЙ ДИССЕРТАЦИИ</b>
---------------------------------

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

Студенту:

Группа	ФИО
<b>2ДМ4Б</b>	<b>Филипповой Татьяне Владимировне</b>

Тема работы:

<b>Моделирование процессов разрушения водонефтяных эмульсий при промышленной подготовке нефти</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1750/с от 09.03.2016

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.05.2016
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы; вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Водонефтяные эмульсии, технологическая схема УПН Приобского месторождения.</li> <li>2. Математическая модель процесса каплеобразования и отстаивания.</li> </ol>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Литературный обзор. Нефтяные эмульсии, методы разрушения водонефтяных эмульсий. Теоретические основы процесса каплеобразования. Классификация и типы деэмульгаторов. Основные принципы выбора реагентов-деэмульгаторов. Механизм действия деэмульгаторов при разрушении водонефтяных эмульсий.</li> <li>2. Объекты и методы исследований.</li> </ol>

	<p>Нефтяная эмульсия Приобского месторождения, технологическая схема установки промышленной подготовки нефти.</p> <p>Математическое моделирование.</p> <p>3. Расчеты и аналитика.</p> <p>Разработка методик учета деэмульгатора при разрушении водонефтяных эмульсий в математической модели. Проведение исследований влияния технологических параметров на процесс обезвоживания нефти Приобского месторождения</p> <p>4. Социальная ответственность.</p> <p>5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</p>
<b>Перечень графического материала</b>	<p>1. Опытная установка - 1 лист.</p> <p>2. Результаты исследований (4 листа).</p> <p>3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</p>
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Креницина Зоя Васильевна
Социальная ответственность	Чулков Николай Александрович
Иностранный язык	Сыскина Анна Александровна
<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	14.03.2016 г.

**Задание выдал руководитель:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДМ4Б	Филиппова Татьяна Владимировна		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2ДМ4Б	Филиппова Татьяна Владимировна

<b>Институт</b>	<b>Институт природных ресурсов</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ХТТнХК</b>
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление / специальность</b>	Химическая технология

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Итоговая плановая себестоимость НИ 74550 рублей.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Отчисления на социальные нужды 30,5 %, составили 14930 рублей.</i>

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	<i>С позиции финансовой и ресурсной эффективности, проект является наиболее приемлемым и конкурентоспособным.</i>
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>Составлен календарный план-график проведения НИ; Распланирован бюджет НИ.</i>
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Сравнительная эффективность разработки составляет 1,03.</i>

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

<ol style="list-style-type: none"> <li>1. <i>Сегментирование рынка</i></li> <li>2. <i>Календарный план-график проекта</i></li> <li>3. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i></li> <li>4. <i>Матрица SWOT</i></li> <li>5. <i>График проведения и бюджет НТИ</i></li> <li>6. <i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ</i></li> </ol>
--

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент	Креницына З.В.	к.т.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2ДМ4Б	Филиппова Татьяна Владимировна		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 144 с., 26 рис., 39 таблиц, 74 литературных источника, 11 приложений.

Ключевые слова: водонефтяная эмульсия, деэмульгатор, математическое моделирование, промысловая подготовка нефти, обезвоживание, обессоливание.

Объектом исследования являются водонефтяная эмульсия, технология промысловой подготовки нефти Приобского месторождения.

Целью данной работы является:

- Разработка зависимостей (на основании экспериментальных данных), учитывающих влияние расхода деэмульгатора на процесс разрушения водонефтяных эмульсий;
- Модернизация программного модуля процесса каплеобразования с учетом полученных зависимостей;
- Анализ технологии промысловой подготовки нефти Приобского месторождения;
- Проведение исследований влияния технологических параметров на процессы каплеобразования и отстаивания с применением моделирующей системы промысловой подготовки нефти.

В процессе работы найдены и обработаны экспериментальные данные, получены функциональные зависимости влияния концентрации деэмульгатора на величину межфазного натяжения. С учетом полученных зависимостей модернизирована математическая модель процесса каплеобразования и программа расчета. Выполнен анализ технологии подготовки нефти Приобского месторождения. Рассчитаны показатели процессов каплеобразования и отстаивания с применением моделирующей системы промысловой подготовки нефти, проведены исследования влияния технологических параметров на процессы разрушения водонефтяных эмульсий.

Область применения: на основании анализа проведенных исследований могут быть даны рекомендации по эффективному проведению процессов разделения водонефтяных эмульсий, результаты исследований могут быть применены в практике работ установок промышленной подготовки нефти, а также в учебном процессе при выполнении лабораторных и курсовых работ.

Экономическая значимость работы: анализ перспективности проведения научных исследований показал, что работа считается значимой с позиции финансовой и ресурсной эффективности. В будущем планируется исследование процессов и поиск эффективных режимов в промышленной подготовке нефти.

## ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- УПН – установка подготовки нефти
- НДС – нефтяные дисперсные системы
- ПАВ – поверхностно-активные вещества
- ЦППН – цех подготовки и перекачки нефти
- УПСВ – установка предварительного сброса воды
- УТПН – установка товарной подготовки нефти
- РВС – резервуар вертикальный стальной
- УПОГ – установка предварительного отбора газа
- СГ – сепаратор газовый
- СТГ – скруббер топливного газа
- КСУ – концевая сепарационная установка
- МС – моделирующая система
- СВЧ излучение – сверхчастотное излучение
- НТИ – научно-техническое исследование
- НИР – научно-исследовательская разработка
- ИСР – иерархическая структура работ
- НИОКР – научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы
- ПДК – предельно допустимая концентрация
- СИЗ – средства индивидуальной защиты
- ЭМИ – электромагнитное излучение
- ЭВМ – электронно-вычислительные машины
- ЭМП – электромагнитное поле
- ЧС – чрезвычайная ситуация

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	14
1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ.....	18
1.1 Типы эмульсий.....	18
1.2 Физико-химические свойства и характеристики нефтяных эмульсий.....	20
1.3 Методы разрушения водонефтяных эмульсий.....	24
1.4 Теоретические основы процесса каплеобразования.....	28
1.5 Классификация и типы деэмульгаторов.....	33
1.6 Основные принципы выбора реагентов-деэмульгаторов.....	36
1.7 Механизм действия деэмульгаторов при разрушении водонефтяных эмульсий.....	39
2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	41
3 РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА.....	49
3.1 Исследование процесса каплеобразования с применением математической модели	49
3.2 Исследование процесса каплеобразования с применением моделирующей системы	54
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	66
4.1 Предпроектный анализ.....	66
4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	66
4.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	67
4.1.3 SWOT-анализ.....	68
4.1.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации.....	69
4.1.5 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования	70
4.2 Инициация проекта.....	70
4.3 Планирование управления научно-техническим проектом.....	72
4.3.1 Иерархическая структура работ проекта.....	72
4.3.2 Контрольные события проекта.....	72
4.3.3 План проекта.....	72
4.3.4 Бюджет научного исследования.....	73
4.3.4.1 Основная заработная плата.....	73
4.3.4.2 Отчисления на социальные нужды.....	74
4.3.4.3 Накладные расходы.....	74
4.3.4.4 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта...	75
4.3.5 Организационная структура проекта.....	75
4.3.6 Матрица ответственности.....	76
4.3.7 План управления коммуникациями проекта.....	76

4.3.8 Реестр рисков проекта.....	76
4.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	76
4.4.1 Оценка сравнительной эффективности исследования.....	76
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	79
5.1 Производственная безопасность.....	80
5.1.1 Анализ вредных проявлений.....	80
5.1.1.1 Анализ химической опасности.....	81
5.1.1.2 Анализ воздействия электромагнитного излучения.....	82
5.1.1.3 Анализ производственного освещения.....	84
5.1.1.4 Анализ микроклимата.....	85
5.1.1.5 Шум и вибрация.....	85
5.1.2 Выявление опасных факторов проектируемой среды.....	86
5.1.2.1 Электро- и пожаробезопасность.....	86
5.1.2.2 Механическое и термическое травмирование.....	89
5.2 Экологическая безопасность.....	90
5.2.1 Анализ воздействия объекта на литосферу, атмосферу и гидросферу.....	90
5.3 Защита в чрезвычайных ситуациях.....	91
5.3.1 Перечень возможных ЧС на рабочем месте.....	91
5.3.2 Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.....	91
5.4 Правовые вопросы обеспечения безопасности.....	92
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	95
СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ.....	100
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	102
ПРИЛОЖЕНИЕ 1.....	110
ПРИЛОЖЕНИЕ 2.....	111
ПРИЛОЖЕНИЕ 3.....	113
ПРИЛОЖЕНИЕ 4.....	114
ПРИЛОЖЕНИЕ 5.....	116
ПРИЛОЖЕНИЕ 6.....	135
ПРИЛОЖЕНИЕ 7.....	136
ПРИЛОЖЕНИЕ 8.....	139
ПРИЛОЖЕНИЕ 9.....	140
ПРИЛОЖЕНИЕ 10.....	141
ПРИЛОЖЕНИЕ 11.....	143

## ВВЕДЕНИЕ

Развитие нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности напрямую связано с совершенствованием технологии подготовки и переработки нефти, разработкой и оптимизацией существующих процессов, обеспечивающих улучшение технико-экономических показателей и качества нефтепродуктов.

Одним из важных технологических процессов в нефтедобыче является промысловая подготовка нефти, в которой основную задачу составляет обезвоживание водонефтяной эмульсии.

От показателей работы установок первичной подготовки нефти зависит эффективность последующих процессов, поэтому необходимо совершенствование технологии отдельных узлов установок подготовки нефти, повышение их производительности, улучшение качества получаемых продуктов. Весьма существенным является также улучшение технико-экономических показателей установок, что достигается повышением производительности труда, снижением себестоимости товарной продукции, сокращением энергетических затрат, удельного расхода металла, капиталовложений и эксплуатационных расходов.

Современные системы сбора и подготовки нефти являются сложным комплексом технологически взаимосвязанных объектов. Разнообразие технологических параметров разрабатываемых месторождений, различие природно-климатических условий и физико-химических свойств нефти требует различных решений при проектировании новых и обустройстве существующих объектов подготовки нефти [1].

В последние годы добыча нефти становится все труднее, потому что эксплуатационные объекты некоторых месторождений, как правило, находятся в поздней стадии, которая характеризуется высокой выработанностью залежей нефти и значительным обводнением продукции скважин, вследствие закачки в пласт воды для поддержания внутрипластового давления.

При постоянном повышении добычи нефти методом заводнения существует проблема постепенного изменения группового химического состава сырой нефти на скважинах, что способствует изменению типа водонефтяной эмульсии при эксплуатации месторождения. В связи с этим требуются дополнительные расходы на исследование, тестирование, разработку и закуп новых реагентов, т.к. эффективность определенного реагента различна и зависит от состава нефти [2].

Смешивание нефти и сопутствующих ей пластовых вод способствует образованию устойчивых нефтяных эмульсий обратного типа с высоким содержанием солей. Часто эти эмульсии нежелательны, так как они могут привести к ряду проблем, включая: производство некачественной сырой нефти (с высоким содержанием твердых частиц и воды); отравлению катализаторов и коррозии труб и оборудования для отстаивания воды; экологические проблемы при разливах нефти в реках и океанах [3, 4].

Загрязнение солями поверхности нагревательного, теплообменного и технологического оборудования снижает ресурс работы оборудования, приводит к значительному увеличению тепловой нагрузки, требует значительных эксплуатационных расходов и энергетических затрат. Чрезмерные загрязнения установок солями может уменьшить скорость подачи сырья из-за закупоривания. При гидролизе кальция и хлорида магния в процессе перегонки сырой нефти и конверсии кубовых остатков образуется соляная кислота, которая не только вызывает коррозию, но также в сочетании с аммиаком, образованным в том же процессе, образует твердый хлористый аммоний на поверхностях [5].

Образование эмульсии при добыче нефти является дорогостоящей проблемой, вследствие спроса на дорогие химические продукты и оборудование, а иногда и неэффективного разделения. Простые гравитационные или электро-коалесцентные процессы разделения довольно дороги и отнимают много времени. Следовательно, химическая деэмульсация с добавлением поверхностно-активных деэмульгаторов по-прежнему является

одним из наиболее часто применяемых промышленных методов, разрушающих водонефтяные эмульсии.

Заводнение нефти щелочью, поверхностно-активным веществом и полимером может повысить нефтеотдачу и снизить издержки по добыче. Тем не менее, дозировки реагента со временем становятся все большими, а подбор необходимого реагента остается методом проб и ошибок. Дозирование в эмульсию деэмульгатора в больших концентрациях может привести и к обратному эффекту – повысить устойчивость эмульсии в результате образования устойчивых ассоциатов. Поэтому исследование и выбор наиболее эффективного деэмульгатора и его оптимального количества для продукции скважин является сложной задачей.

Нефти различных месторождений имеют различные физико-химические характеристики. Вследствие этого актуальной задачей на сегодняшний день является выбор типа деэмульгатора и подбор минимального, но эффективного расхода для совершенствования процесса обезвоживания и обессоливания.

Процесс обезвоживания включает стадии каплеобразования и отстаивания. Чем эффективнее прошел процесс каплеобразования, тем эффективнее будет разделение эмульсии на нефть и воду. Поэтому немаловажно знать, способы интенсификации этого процесса, и эффективность влияния различных технологических параметров на процессы каплеобразования.

Разработка современных технологических процессов подготовки и переработки природного углеводородного сырья, а также оптимальное использование существующих производств невозможна без применения компьютерных моделирующих систем, имеющих высокую точность описания параметров технологических процессов и позволяющих выполнять исследования этих процессов. Это представляет из себя огромное значение как для проектирования, так и для функционирования действующих промышленных производств. Поэтому для повышения эффективности и поиска оптимальных режимов действующих промышленных установок целесообразно

использовать моделирующие системы, адаптированные к условиям конкретного промышленного объекта.

Таким образом, на современном этапе в нефтяной промышленности с учетом увеличивающегося объема добычи нефти с высоким содержанием воды, ужесточения требований к качеству нефти, проблема интенсификации процесса деэмульсации нефти становится еще более значимой и для решения этой проблемы имеется необходимость разработки эффективных способов, позволяющих значительно улучшить процессы деэмульсации нефти. И поэтому целью настоящего исследования является анализ влияния технологических параметров на процесс каплеобразования при движении водонефтяной эмульсии по трубопроводу с использованием метода математического моделирования.

# 1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

## 1.1 Типы эмульсий

При добыче и переработке нефть дважды смешивается с водой, образуя эмульсии: при выходе с большой скоростью из скважины вместе с сопутствующей ей пластовой водой и в процессе обессоливания, т.е. промывки пресной водой для удаления хлористых солей [6].

Эмульсией в широком понимании обычно называют дисперсную систему, состоящую из двух взаимно нерастворимых или малорастворимых жидкостей, одна из которых распределена в другой в виде мелких капель [6].

На рис. 1 схематично показана структура водонефтяной эмульсии [7].

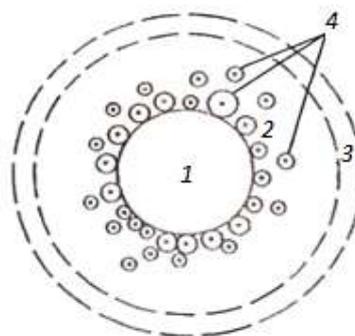


Рисунок 1 – Сложная структура водонефтяной эмульсии:

1 – глобула воды, 2 – бронирующий слой, 3 – дисперсионная среда – нефть, 4 – сложные структурные единицы – ассоциаты асфальтенов, твердых парафинов, механические примеси, окруженные сольватными оболочками

Глобулы воды имеют сферическую форму, так как сфера обладает наименьшей поверхностью при данном объеме. Бронирующий слой представляет собой совокупность природных эмульгаторов, которые находятся в ассоциативном состоянии в силу межмолекулярных взаимодействий между высокомолекулярными соединениями и окружены адсорбционными слоями из смол, полициклических гетероароматических соединений.

В образовании адсорбционных оболочек участвуют вещества с высокой поверхностной активностью такие, как асфальтены, смолы, парафин, тонкодисперсные неорганические вещества, состоящие из глины, песка и

горных пород, комплексы металлов: ванадий, никель, цинк, литий, железо, титан [3].

Встречающиеся в практике нефтяные дисперсные системы по дисперсности можно разделить на высоко- и грубодисперсные. К высокодисперсным, коллоидно-дисперсным в традиционном понимании, относятся нефтяные системы, содержащие частицы с размерами от нескольких нанометров до долей микрона, удельная межфазная поверхность которых может составлять десятки, сотни, а иногда и тысячи квадратных метров на один грамм дисперсной фазы. Частицы грубодисперсных НДС имеют размеры от микрона и более, удельная поверхность таких НДС менее  $1 \text{ м}^2/\text{г}$  [8].

Важно различать две фазы в эмульсии – дисперсная и непрерывная фазы. Непрерывной фазой является жидкость, в которой диспергируют очень маленькие капельки другой жидкости. Дисперсная фаза это жидкость, которая рассеивается в виде мелких капель в непрерывной фазе [9].

По характеру дисперсионной среды и дисперсной фазы различают эмульсии прямого типа, когда нефть размещается в виде мелких капелек в воде, и обратного типа, когда вода размещается в виде мелких капелек в нефти. Эмульсии прямого типа называются «нефть в воде» (Н/В), а эмульсии обратного типа – «вода в нефти» (В/Н) [10].

Эмульгаторы, растворимые в воде (гидрофильные) содействуют образованию эмульсии типа нефть в воде. Щелочные мыла, крахмал и т.д. являются гидрофильными эмульгаторами. Гидрофобные эмульгаторы (т.е. растворимые в нефти) способствуют образованию эмульсии типа вода в масле. Гидрофобные эмульгаторы включают нафтеновые кислоты, смолы, диспергированные в виде частиц в саже, глины и других веществ [9].

Существует понятие множественной эмульсии. Это такая система, когда в сравнительно крупных каплях воды могут находиться мелкие глобулы нефти, или в крупных каплях нефти находятся мелкие глобулы воды. Дисперсная фаза сама является эмульсией, и может быть как прямого, так и обратного типа. Такие эмульсии обычно имеют повышенное содержание механических

примесей. Они образуются в процессе деэмульсации нефти и очистки сточных вод на границе раздела фаз нефть-вода и составляют основу так называемых ловушечных (или амбарных) нефтей, чрезвычайно плохо разрушаемых известными методами. Поэтому в настоящее время актуальна разработка эффективных методов разрушения множественных нефтяных эмульсий [11].

Тип образующейся эмульсии в основном зависит от соотношения объемов двух фаз. Непрерывная фаза является жидкостью с большим объемом. На практике наиболее часто известны эмульсии обратного типа.

На способность к эмульгированию влияют следующие факторы [8]:

1) Содержание полярных компонентов: чем их больше, тем выше стойкость образующейся эмульсии. Известно, что нефти парафинового основания образуют менее стойкие эмульсии, чем нефти нафтенового основания.

2) Содержание растворенных в воде веществ (минерализация): чем больше минерализация воды, тем выше стойкость эмульсии.

Характеристики эмульсии постоянно меняются. Устойчивость их зависит от размера глобул воды, вязкости и плотности нефти, содержания в ней эмульгаторов и стабилизаторов эмульсии, легких фракций углеводородов, свойств и состава воды, температуры, давления, степени перемешивания и времени формирования. С чисто термодинамической точки зрения, эмульсией считается неустойчивая система из-за естественной тенденции фаз системы уменьшать их площадь поверхности и, следовательно, межфазную энергию. Тем не менее, большинство из эмульсии в течение определенного периода времени имеют кинетическую стабильность, что связано с меньшими размерами капель и присутствием межфазной пленки вокруг капли [12].

## **1.2 Физико-химические свойства нефтяных эмульсий**

Эмульсии должны удовлетворять следующим критериям [12]:

1. Эмульсии обладают всеми характерными свойствами коллоидного раствора, как Броуновское движение, эффект Тиндаля, электрофорез и т.д.

2. Они коагулируют при добавлении электролитов, содержащих ионы поливалентных металлов, которые создают отрицательный заряд на глобулах.

3. Размер диспергированных частиц в эмульсии в больше, чем в золях. Он варьируется в диапазоне от 1000 до 10000 Å.

4. Эмульсии могут быть преобразованы в две отдельные жидкости путем нагрева, центрифугирования, замораживания и т.д. Этот процесс также известен как деэмульсация.

Нефтяные эмульсии могут быть охарактеризованы с помощью свойств, как вязкость, дисперсность, плотность, электрических свойств и стабильность.

Дисперсность – это степень раздробленности дисперсной фазы в дисперсионной среде. Промысловые эмульсии никогда не бывают монодисперсны. Они всегда полидисперсны, т.е. содержат капли дисперсной фазы разных диаметров. Мерой дисперсности является удельная межфазная поверхность [6]:

$$S_{уд.} = \frac{S}{V}, \quad (1)$$

Отношение суммарной поверхности капелек к общему их объему (при диспергировании – поверхность  $S$  увеличивается, а объем системы  $V$  не изменяется). Отсюда [6]:

$$S_{уд.} \approx \frac{1}{d}, \quad (2)$$

где  $d$  – диаметр капли.

Размер капель пропорционален количеству затраченной энергии: чем больше затрачено энергии, тем меньше диаметр капель и больше их суммарная поверхность. Таким образом, дисперсность величина обратная диаметру капли.

Основными параметрами, определяющими степень дисперсности эмульсии или размер капелек воды в нефти, являются скорость потока, величина поверхностного натяжения на границе раздела фаз, частота и амплитуда пульсаций.

Вязкость нефти является чрезвычайно важным параметром при проектировании промысловых трубопроводов, при выборе отстойной аппаратуры и режима ее работы.

Вязкость нефти влияет на коалесценцию капель воды. По мере увеличения вязкости нефти, устойчивость к случайным движениям капель воды становится больше. Таким образом, капли не передвигаются быстро или далеко. Это уменьшает энергию и частоту столкновений капель и отрицательно влияет на процесс коалесценции [10].

Вязкость сырой нефти (как неньютоновской жидкости) зависит от многих факторов: pH воды и ее количества, содержащейся в нефти, температуры, присутствия механических примесей (особенно сульфида железа FeS) [9].

Плотность является одним из важнейших свойств эмульсий. Она зависит от плотности самой нефти и пластовой воды, образующих эмульсии, и их объемного или процентного содержания [6]. При увеличении температуры эмульсии плотность ее снижается.

Электрические свойства. Электропроводимость нефтяной эмульсии зависит не только от количества содержащейся воды и степени ее дисперсности, но и от количества растворенных в этой воде солей и кислот. Экспериментально установлено, что при помещении в электрическое поле нефтяных эмульсий, капельки воды располагаются вдоль его силовых линий, что приводит к резкому увеличению электропроводимости этих эмульсий. Явление это связано с тем, что глобулы воды имеют приблизительно в 40 раз большую диэлектрическую проницаемость, чем капли нефти. Это свойство капель воды послужило основой использования электрических полей для разрушения эмульсий обратного типа в процессе подготовки нефтей [6].

Устойчивость – способность в течение определенного времени не разделяться на нефть и воду. Это очень важный показатель для нефтяных эмульсий, он в значительной степени определяет выбор технологии их дальнейшей обработки, а также глубину отделения водной фазы от нефти.

Устойчивость дисперсной системы характеризуется неизменностью во времени ее основных параметров: дисперсности и равновесного распределения дисперсной фазы в среде. При оценке стойкости нефтяных эмульсий следует различать два понятия: кинетическую и агрегативную устойчивость.

Кинетическая (или седиментационная) устойчивость – это способность системы противостоять оседанию или всплыванию частиц дисперсной фазы под действием архимедовых сил. Кинетическая устойчивость разбавленных водонефтяных эмульсий пропорциональна вязкостным характеристикам нефти и обратно пропорциональна разности плотностей нефти, эмульгированных глобул воды и квадрату радиуса этих глобул.

Агрегативная устойчивость эмульсий – это способность глобул дисперсной фазы при их столкновении друг с другом или границей раздела фаз сохранять свой первоначальный размер.

Таким образом, высокодисперсные системы кинетически устойчивы (для них характерно установление седиментационно-диффузионного равновесия), а грубодисперсные системы разрушаются вследствие оседания (или всплытия) частиц дисперсной фазы.

Если частицы дисперсной фазы (глобулы воды) при столкновении друг с другом или границей раздела фаз слипаются под действием сил молекулярного притяжения (т.е. ван-дер-ваальсовых сил), образуя, более крупные агрегаты, такой процесс называется коагуляцией.

Следствием потери агрегативной устойчивости является потеря седиментационной (кинетической) устойчивости.

В процессе подготовки продукции нефтяных скважин к расслоению должна быть максимально снижена агрегативная и кинетическая устойчивость газоводонефтяных эмульсий.

На устойчивость водонефтяных эмульсий влияют [13]:

1) дисперсность системы: чем больше дисперсность эмульсии, тем стабильнее эмульсия при прочих равных условиях;

- 2) физико-химические свойства естественных эмульгаторов, образующих на границе раздела фаз адсорбционные защитные оболочки;
- 3) наличие двойного электрического слоя или заряда на капельках дисперсной фазы;
- 4) температура смешиваемых жидкостей;
- 5) вязкость и плотность нефти, содержание в эмульсии легких фракций углеводородов.

### **1.3 Методы разрушения водонефтяных эмульсий**

В нефтяной промышленности, после стадии экстракции, нефть обычно находится в виде эмульсии. Формирование эмульсии происходит за счет потока через пористые среды, через срез дросселей и из-за падения давления в результате откачки в нефтяных скважинах. Наличие природных ПАВ способствует образованию устойчивых эмульсий типа «вода-в-масле» за счет снижения поверхностного натяжения, тем самым способствуя дисперсии и эмульгированию капель. Такие эмульсии, несмотря на то, что они термодинамически неустойчивы, могут быть кинетически очень стабильными в течение длительных периодов времени.

Есть целый ряд факторов, влияющих на формирование эмульсии. Они могут быть разделены на две группы, одна из которых включает в себя физические факторы, такие как давление, температура и силовые взаимодействия, как силы Ван-дер-Ваальса, стерические, и с химические факторы: присутствие примесей, поверхностно-активных агентов, смол и асфальтенов. В процессе эксплуатации нефтяной скважины, содержание воды увеличивается с возрастом. Чтобы соответствовать международным требованиям, а также для получения нефтяной фазы достаточного качества, вода с нефтью должны быть разделены так, чтоб содержание воды в нефти было менее чем 0,5%.

Гравитационное разделение очень сложно, так как плотности нефти и воды близки; кроме того, из-за высокой вязкости нефти осаждение капель воды

происходит слишком медленно. Поэтому были разработаны быстрые и более эффективные методы, как использование химических деэмульгаторов, замораживающие (криологические) технологии, гидроциклоны, методы регулирования рН, центробежные отстойники, фильтрация, тепловая обработка, электростатическая деэмульсация, магнитное воздействие и различные сочетания перечисленных методов. Каждый из этих подходов имеет свои преимущества и недостатки. Например, использование химических деэмульгаторов может изменить межфазные свойства водонефтяной эмульсии, тем самым позволяя каплям воды сливаться в более крупные капли с большей легкостью. Тем не менее, затем деэмульгаторы должны быть удалены из водной и нефтяной фаз. Это вносит дополнительную сложность в процесс сепарации. Эффективность деэмульсации нефти реагентами зависит от многих факторов, основными из которых являются: эффективность используемого деэмульгатора, длительность и интенсивность перемешивания эмульсии с ПАВ, количества воды, содержащейся в эмульсии, и температуры эмульсии [14].

Со временем в эмульсиях увеличивается количество асфальто-смолистых веществ, накапливающихся на оболочке глобул. Все это приводит к повышению механической прочности защитных оболочек и к повышению стойкости эмульсии. Для некоторых нефтей повышение стойкости эмульсии отмечается довольно быстро, через несколько минут или же в течение часа – двух после эмульгирования. Поэтому время начала обработки эмульсии далеко не безразлично и должно быть уменьшено до минимума.

По месту ввода деэмульгатора можно разделить деэмульсацию химическими реагентами следующим образом:

1. Ввод деэмульгатора в скважину.
2. Ввод деэмульгатора в выкидную линию.
3. Ввод деэмульгатора в резервуар.
4. Ввод деэмульгатора на прием насоса, подающего эмульсию в нагревательное устройство.

Наиболее эффективным из них является ввод деэмульгатора в скважину.

Ввод деэмульгатора в выкидную линию скважины тоже является хорошим решением вопроса. Малое время, прошедшее с момента образования эмульсии, а также присутствие в системе газа, обеспечивающего хорошее перемешивание с деэмульгатором, являются положительными факторами. Чем ближе к скважине, тем больше температура и тем лучше условия для разложения эмульсии. Для некоторых нефтей дополнительного подогрева может и не потребоваться.

При вводе деэмульгатора на прием насоса, подающего эмульсию в нагревательное устройство, подача деэмульгатора производится фактически в более или менее застаревшую эмульсию. Но, благодаря устройству обслуживания, этот способ получил также большое распространение.

Ввод химического реагента в резервуар с эмульсией является самым нерациональным методом. Невозможно достичь удовлетворительного контакта деэмульгатора с эмульсией, даже производя циркуляцию их с помощью насоса, и обеспечить однородность нагрева. Такое осуществление деэмульсации дает очень большие потери светлых нефтепродуктов от испарения. Поэтому в настоящее время этот способ, как правило, не применяется.

Деэмульсация нефтей с помощью химических реагентов получила повсеместно очень большое распространение, благодаря гибкости метода: смена деэмульгатора не требует изменения аппаратуры, а хорошим подбором деэмульгатора и режима деэмульсации можно разрушить эмульсии различной стойкости, вплоть до очень стойких [15].

Регулирование рН может быть применено к разрушению эмульсии типа масло-в-воде, но, как правило, неэффективно для эмульсий типа вода-в-масле. Центрифугирование является эффективным методом для некоторых эмульсий, однако эксплуатационные расходы высоки [14].

Термообработка может быть использована для уменьшения вязкости нефти, таким образом, позволяя каплям воды оседать через нефтяную фазу с большей скоростью; однако и тепло-химические методы очистки являются

весьма дорогими в связи с высоким потреблением энергии и высокими ценами на реагенты.

Способ, использующий воздействие электрического поля высокого напряжения, основан на явлении усиленной коалесценции водных капель, суспендированных в нефти. Большинство коммерчески доступных электро-коалесцеров большие и громоздкие, т.к. их конструкция основана на медленной миграции капель, а не на процесс коалесценции. Это связано с отсутствием фундаментальных знаний о воздействии высоких электрических полей на осаждение капель.

В отсутствие электрического поля, слияние между каплями или между каплей и соответствующей фазой в несмешивающейся жидкой среде происходит в несколько этапов. На первом этапе, капли приближаются друг к другу или капля достигает границы раздела фаз, будучи разделенные тонкой пленкой непрерывной фазы. Следующий этап включает в себя истончение этой пленки, скорость которой зависит от капиллярного давления и расклинивающего давления. После того, как толщина пленки достигает критического значения, любое значительное нарушение или неустойчивость приведет к ее разрыву и коалесценции. Применение электрического поля, в дополнение к ускорению процесса миграции, значительно улучшает процесс утоньшения пленки, следовательно, существенно сокращается время слияния [14]. В результате индукции капли воды поляризуются с образованием электрических зарядов в вершинах капель. Под влиянием напряженности электрического поля форма капель постоянно изменяется, и капли воды испытывают непрерывную деформацию. Все это способствует разрушению адсорбированной пленки на капли воды и их слияния [5].

Тем не менее, электро-коалесценция может привести к распаду и образованию вторичных капель, когда либо напряженность электрического поля слишком высока, либо капли стали слишком большими. В целом, даже при отсутствии электрического поля, при разрыве пленки могут образовываться

вторичные капли; эти вторичные капельки значительно меньше по сравнению с первичными каплями и, следовательно, их труднее отделить [14].

В связи с тем, что в состав эмульсии входит вода, представляется возможным использование энергии сверхчастотного электромагнитного поля для эффективного разрушения устойчивых эмульсий [16].

При СВЧ электромагнитном излучении на эмульсию основная энергия поглощается водной фазой. В результате в глобулах воды возникают объемные источники тепла, за счет чего происходит их интенсивный нагрев, приводящий к разрушению бронирующих оболочек.

Помимо СВЧ электромагнитного излучения существует вероятность воздействия на водонефтяную эмульсию контролируемой дозой ЭМИ в видимой части оптического диапазона длин волн. Однако широкому использованию видимого диапазона длин волн в физике нефтяного пласта препятствует тот факт, что нефть непрозрачна в видимой части оптического диапазона длин волн и, следовательно, ЭМИ воздействует только на поверхностные слои нефти. Поэтому данную технологию можно использовать для высокообводненных нефтей, т.к. коэффициент поглощения электромагнитного излучения водой минимален [17].

#### **1.4 Теоретические основы процесса каплеобразования**

Явление слияния диспергированных капель воды в непрерывную фазу как сырая нефть называют коалесценцией глобул воды или каплеобразованием [18]. Слияние происходит в три этапа. Во-первых, капли приближаются друг к другу и сталкиваются, захватывая небольшое количество непрерывной фазы между ними, которая называется разделяющей жидкой пленкой [19]. Затем жидкость в этой пленке сливается, пока не достигнет критической толщины [10]. В этот момент, в результате разрыва пленки происходит коалесценция. С первого шага, видно, что скорость слияния тесно связана с частотой столкновений. Две капли сливаются, если они находятся рядом друг с другом в

течение времени, достаточного для утончения жидкой пленки между ними до критического значения, необходимого для разрыва [19].

Процесс слияния зависит от времени. При диффузии двух несмешивающихся жидкостей, слияние при столкновении двух капель происходит редко. Если пара капель подвергается давлению турбулентных пульсаций, и кинетическая энергия колебаний, индуцируемых в паре коалесцирующих капель, больше, чем энергия адгезии между ними, контакт будет нарушен, прежде чем завершится коалесценция.

Время «роста» размера капель за счет коалесценции можно оценить с помощью следующего уравнения [10]:

$$t = \frac{\pi}{6} \left( \frac{d^j - (d_0)^j}{\psi \cdot K_s} \right), \quad (3)$$

где  $d_0$  – начальный размер капель, мм;

$d$  – конечный размер капель, мм;

$\psi$  – объемная доля дисперсной фазы;

$K_s$  – эмпирический параметр для конкретной системы;

$j$  – эмпирический параметр, который всегда больше, чем 3, и зависит от вероятности того, что капли будут "отскакивать", прежде чем произойдет их слияние;

$t$  – время, необходимое для роста капли, мин.

Когда энергия колебаний очень низка и стремится к 0,  $j$  стремится к 3. Предположим, что значение будет 4, тогда минимальное время, необходимое для получения желаемого диаметра частиц может быть выражено как:

$$t = \frac{\pi}{6} \left( \frac{d^4 - (d_0)^4}{\psi \cdot K_s} \right), \quad (4)$$

Предполагая, что  $d_0$  меньше по сравнению с размером капель, т.е. "увеличиваем" коалесценцию в гравитационном отстойнике, вышепредставленное уравнение может быть аппроксимировано:

$$t = \frac{\pi}{6} \left( \frac{d^4}{\psi \cdot K_s} \right) \quad (5)$$

Следующие качественные выводы для слияния в гравитационном отстойнике можно сделать из этого отношения:

1 – Удвоение времени пребывания увеличивает максимальный размер капли, образованной в гравитационном отстойнике, меньше, чем на 19 %. Если  $j > 4$ , рост диаметра капель будет еще медленнее. По этой причине, после начального короткого периода коалесценции, добавлять дополнительное время удерживания не очень эффективно.

2 – Для более разбавленных дисперсных систем будет необходимо большее время пребывания для "роста" размера частиц. То есть, коалесценция происходит быстрее в концентрированных эмульсиях. По этой причине нефть «промывают водой».

Скорость процесса осаждения описывается предельной скоростью, которая в режиме Стокса определяется по формуле [18]:

$$V_{oc.} = \frac{\rho_v}{18} \frac{D_0^2}{\mu_n} \left( 1 - \frac{\rho_n}{\rho_v} \right) g, \quad (6)$$

где  $\rho_n, \rho_v$  – плотность капли воды и нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$D_0$  – диаметр капли, м;

$g$  – ускорение силы тяжести, м/с<sup>2</sup>;

$\mu_n$  – динамическая вязкость нефти (Па·с).

Уравнение описывает предельную скорость капель пропорциональную квадрату диаметра капель. Таким образом, при заданных условиях эксплуатации метод ускорения процесса оседания заключается в том, чтобы заставить маленькие капельки воды объединяться в более крупные.

Неопределенность в дизайне коалесценции возникает из-за отсутствия фундаментального понимания гидродинамики и скорости процесса, которые регулируют рост капель и, следовательно, площадь их поверхности. Процесс коалесценции проводится в результате объединения различных механизмов.

Столкновение может произойти из-за случайного движения капель в потоке текучей среды. Кроме того, капли разных размеров имеют различные падающие скорости, которые могут привести к столкновению. Наконец, капли, расположенные в области относительно высокой скорости жидкости могут сталкиваться с каплями, находящимися в области медленной скорости [18].

В целом есть три сочетания суб-процессов, которые будут влиять на скорость разрушения эмульсии. Это агрегация (флокуляция), слияние (коалесценция) и разделение фаз.

Агрегация – это процесс, в котором капли эмульсии объединяются (слипаются) без разрыва стабилизирующего слоя на границе с образованием агрегатов из двух и более глобул. Движущими силами для флокуляции могут быть [12]:

1. Объемные силы, такие как силы тяжести, и центрифугирование, вызывающие образование пены или седиментацию, в зависимости от того, меньше или больше массовая плотность капель, чем в непрерывной фазе.

2. Броуновское движение.

3. Термо-капиллярная миграция (температурные градиенты).

Коалесценция – это необратимый процесс, в котором две или более эмульсионных капель сливаются и образуют одну большую каплю. Как уже упоминалось, для больших капель, приближающихся друг к другу, защитные оболочки их взаимодействуют и начинают деформироваться. Скорость истончения оболочки становится основным фактором, определяющим общую стабильность эмульсии. Механизм истончения пленки сильно зависит от объемных свойств (вязкости) и т.д., в дополнение к поверхностным силам.

Возникновение эмульсии обусловлено объективными процессами, сопровождающими совместное движение по трубопроводам несмешиваемых жидкостей и состоящее в дроблении и равномерном распределении одной из них в объеме другой. Важно знать условия, при которых возможно расслоение эмульсии в трубопроводах, коммуникациях и аппаратах установок подготовки

нефти. Для этого необходимо определять условия взвешивания в нефти капель воды максимальных размеров.

При появлении в потоке капель, размеры которых превышают масштабы турбулентных пульсаций, последние испытывают тенденции к дроблению.

Максимальные размеры устойчивых капель зависят от многих факторов, в том числе от скорости потока, поверхностного натяжения на границе раздела нефть-вода, вязкости нефти и воды, режима движения. Существует достаточно большое количество методик расчета размеров капель. При расчетах максимального диаметра капель часто применяется формула Тронова В.П. [20, 21]:

$$d_{\max} = 43,3 \cdot \frac{\sigma^{1,5} + 0,7\mu_w \cdot u^{0,7} \cdot \sigma^{0,8}}{u^{2,4} \cdot \text{Re}^{0,1} \cdot \nu_{\text{см}}^{0,1} \cdot \rho_n \cdot \mu_n^{0,5}}, \quad (7)$$

где  $d_{\max}$  – максимальный размер устойчивых капель;

$\sigma$  – поверхностное натяжение;

$\mu_w, \mu_n$  – динамическая вязкость воды и нефти соответственно;

$u$  – средняя объемная скорость потока;

$\nu_{\text{см}}$  – кинематическая вязкость смеси;

$\rho_n$  – плотность нефти.

Важно отметить, что максимальный диаметр капель зависит от обводненности нефти (рис. 2) [22].

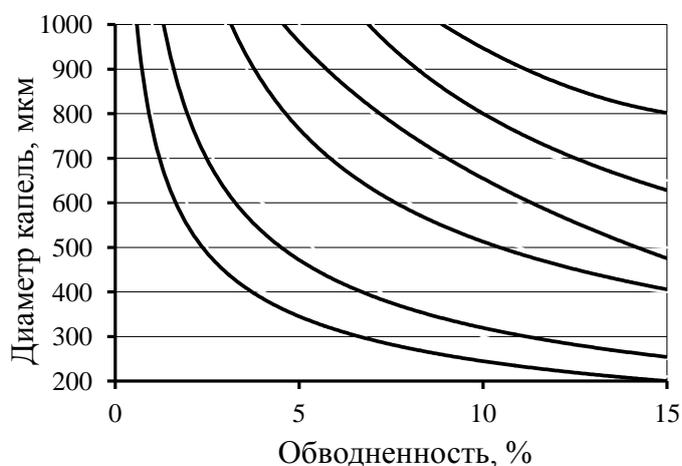


Рисунок 2 – Зависимость диаметра капель от обводненности

Таким образом, процесс каплеобразования состоит из двух этапов – массообмена и коалесценции. На первом этапе завершаются массообменные процессы и разрушение бронирующих оболочек, на втором – укрупнение капель до заданных размеров с последующим расслоением потока.

Этапами для разрушения водонефтяных эмульсий является ее дегазация, обезвоживание, обессоливание и стабилизация. Удаление газа из нефти проводится с помощью сепарации и стабилизации [2]. При сепарации не происходит изменения химического состава разделяемых веществ. Сепарация, как правило, происходит в несколько стадий, и на каждой стадии могут использоваться различные типы сепараторов.

А для обезвоживания и обессоливания нефти на практике применяют, как говорилось выше, подогрев эмульсии (термообработка), введение в нее деэмульгатора (химическая обработка), электрическое поле (электрообработка).

В настоящее время существует много разновидностей систем сбора и подготовки нефти, газа и воды, и технология их зависит от климатических и топографических условий, качества нефти (содержания парафинов, смол, асфальтенов) и ее физико-химических свойств [2].

### **1.5 Классификация и типы деэмульгаторов**

Существует два типа деэмульгаторов – неэлектролитные и коллоидного типа. К неэлектролитным деэмульгаторам относятся органические вещества (бензол, спирты, бензиновые фракции, керосин), растворяющие эмульгаторы нефти и снижающие при этом ее вязкость. Их используют главным образом в лабораторной и исследовательской практике, а в промышленной технологии обезвоживания нефти не применяют из-за большого их расхода и высокой стоимости, а также сложности их отделения от нефти после осаждения воды.

Наибольшее применение в промышленности получили поверхностно-активные вещества коллоидного типа. Деэмульгаторы этого типа делятся на две группы: на ионогенные и неионогенные [13, 23].

Ионогенные деэмульгаторы можно также разделить на анионоактивные и катионоактивные в зависимости от того, какие поверхностно-активные группы они содержат – анионы или катионы.

Анионоактивные деэмульгаторы (сульфанол, сульфозэфиры, сульфированные масла, карбоновые кислоты, НЧК-нейтрализованный черный контакт) в присутствии воды диссоциируют на отрицательно заряженные ионы углеводородной части и положительные ионы металла или водорода. Катионоактивные (АНП-2, хлористая соль первичного амина, катапин-А) в присутствии воды распадаются на положительно заряженный радикал и отрицательно заряженный остаток кислоты. В качестве деэмульгаторов они используются очень редко.

Неионогенные деэмульгаторы (проксамин-385, проксанол 305, проксанолы 146 и 186, дисолван-4411, сепарол 25 (Германия), прогалит (Германия), X-2647 (Япония), кемеликс (Великобритания), L-1632 (США), дипроксамин-157, доуфакс, ОП-10, ОЖК, прохинор, R-11 и др.) ионов в водных средах не образуют. Они нашли самое широкое применение в технологии обезвоживания нефтей. Характерной особенностью неионогенных ПАВ является малое влияние водорастворимых солей и рН среды на их поверхностно – активные свойства. Это обстоятельство предопределило их применение для разрушения нефтяных эмульсий, внутренняя фаза которых представлена высокоминерализованными пластовыми водами [13].

По растворимости в воде их условно можно разделить на водорастворимые, водонефтерастворимые и нефтерастворимые.

К водорастворимым относятся оксиэтилированные жидкие органические кислоты (ОЖК), алкилфенолы (ОП-10 и ОП-30), а также органические спирты (неонол, синтанол, оксанол) [24]. К водонефтерастворимым неионогенным деэмульгаторам относят блок-сополимеры этилен- и пропиленоксидов (диссолван-4411, проксанолы 186 и 305, проксамин 385, сепарол WF-25 и др.). Нефтерастворимые деэмульгаторы образуют в нефти истинные или коллоидные растворы и почти совсем не растворяются в воде. К этим

деэмульгаторам относятся дипроксамин-157, оксафоры 1107 и 43, прохинор-2258 и др. [25].

В процессе деэмульсации нефти водорастворимые деэмульгаторы на 75-85% переходят в дренажную воду, водонефтерастворимые на 30-60%, а нефтерастворимые на 10-15 % [24].

Теоретически деэмульгатор может быть эффективным только для какой-то одной эмульсии, имеющей определенное соотношение жидких фаз, определенную степень дисперсности, определенное количество эмульгатора определенного состава. Следовательно, деэмульгатор в процессе разработки нефтяного месторождения теоретически должен заменяться по мере изменения состава эмульсий и их физических свойств [15].

Неионогенные деэмульгаторы имеют ряд преимуществ перед ионогенными деэмульгаторами. Преимущества эти следующие:

- 1) Низкий удельный расход;
- 2) Они могут растворяться как в нефти, так и в воде;
- 3) Не реагируют с кислотами и солями, содержащимися в нефти и пластовой воде, и не дают осадков в аппаратах и трубах;
- 4) Стоимость неионогенных ПАВ в 40–60 раз выше стоимости ионогенных, а расход их в сотни раз меньше. Кроме того, малорастворимые реагенты быстрее смешиваются с нефтью даже при небольшом перемешивании, а также с увеличением обводненности нефтяных эмульсий не требуется увеличения их расходов [8].

Современным деэмульгаторы должны соответствовать следующим требованиям [24]:

- 1) не взаимодействовать с основным веществом нефти и не изменять ее свойства;
- 2) не вызывать коррозию аппаратуры;
- 3) обеспечивать высокую деэмульгирующую активность при малых расходах;
- 4) легко извлекаться из сточных вод;

- 5) хорошо растворяться в одной из фаз эмульсии;
- 6) не коагулировать в пластовых водах;
- 7) быть относительно дешевыми и доступными.

Кроме того, реагент должен быть однородной жидкостью без взвешенных и оседающих частиц. Температура застывания его должна соответствовать климатическим условиям нефтяного региона, характеризуемым абсолютными минимальными температурами воздуха [26].

### **1.6 Основные принципы выбора реагентов-деэмульгаторов**

В последующие годы ПАВ чаще всего применялись не как индивидуальные продукты, а в композициях. Объясняется это рядом причин как экономического, так и физико-химического, производственного (сырьевая база, технология, энергетические ресурсы) характера. Нередко дефицитные и дорогостоящие поверхностно-активные вещества можно частично заменить более дешевыми композициями, или в других случаях усиливать действие ПАВ, добавляя к ним минеральные и органические продукты.

Действующее во многих странах законодательство требует производство биоразлагаемых синтетических моющих средств. Известно, что почти на 100 % биохимически разлагаются ПАВ, имеющие линейное строение гидрофобной части молекулы: сульфаты первичных спиртов, алкилсульфонаты, олефинсульфонаты. Широко применявшиеся до середины 1960-х годов тетрапропиленбензосульфонат и оксиэтилированные алкилфенолы (ОП-7, ОП-10) – небiorазлагаемые соединения [25].

Эффективность деэмульгаторов испытывается на идентичных образцах эмульсий, которые готовят из безводной нефти и пластовой воды одного и того же месторождения и подвергают седиментации в течение одного и того же времени [27].

Необходимым условием успешного обезвоживания и обессоливания нефти при ее подготовке является применение высокоэффективных деэмульгаторов с использованием оптимальной технологии обработки

эмульсии, поскольку только они обеспечивали необратимое разрушение защитных слоев на каплях эмульгированной воды [28]. Применение реагентов показывает, что использование композиционных составов порой в несколько раз эффективнее, чем использование какого-либо соединения в чистом виде. Это обусловлено, прежде всего, тем, что различные классы соединений выполняют различные функции [29].

Детальное изучение влияния строения молекул ПАВ определенного класса органических соединений на их деэмульгирующую способность позволяет выявить наиболее эффективную группу веществ, относящихся к данному классу соединений, и на основе их строения подобрать для производства этих веществ необходимое сырье и разработать технологию получения. Этот подход обеспечивает возможность получения препаратов с высокой деэмульгирующей способностью применительно к различным технологическим процессам подготовки нефтей с различными физико-химическими свойствами.

С учетом высокой стоимости зарубежных деэмульгаторов на установке подготовки нефти существует целесообразность использования композиций, состоящих на 70...80 % из отечественных деэмульгаторов, а 100 %-ые импортные деэмульгаторы применять только при нарушении технологического режима или в случае повышенной устойчивости эмульсии [25].

Необходимо также помнить об участившихся в последнее время случаях поступления на УПН эмульсий повышенной устойчивости с аномальной структурой. Эмульсии с аномальной структурой практически не разделяются в термодинамических условиях и характеризуются неравномерным распределением капель воды в объеме нефти, а также наличием субстанции гелеобразного вида с заключенными в ней каплями воды. При анализе методом ИК-спектроскопии в образцах эмульсий с аномальной структурой, отобранных из резервуаров некоторых УПН, было установлено значительное количество деэмульгатора. Это может происходить в результате неконтролируемого выноса деэмульгатора

и приводить к периодическому увеличению его концентрации в продукции скважин [30].

Другой возможностью передозирования является отсутствие соответствующего растворителя к деэмульгатору (например, низших спиртов в случае использования маслорастворимого деэмульгатора, когда внешней средой эмульсии является вода), обеспечивающего самопроизвольное диспергирование деэмульгатора в дисперсионной среде. В этом случае не будет достигнуто доведение деэмульгатора непосредственно до глобул дисперсной фазы. Естественно, что в данном случае некоторая часть дисперсной фазы получит деэмульгатор в количестве, препятствующем дальнейшей коалесценции дисперсной фазы [31].

Известно, что образовавшиеся в эмульсии структуры под действием большого количества деэмульгатора в значительной степени являются обратимыми. Однако некоторое количество гелей и ассоциатов может оставаться даже при невысоких расходах подобных деэмульгаторов. На УПН это может приводить к достаточно быстрому накоплению промежуточных слоев в технологических аппаратах.

Возможный механизм образования ассоциатов повышенной устойчивости связан с затрудненным распределением деэмульгатора в объеме воды и нефти. Вследствие этого происходит образование комплексов, включающих воду и некоторые компоненты нефти, которые адсорбируются на фрагментах деэмульгатора [30].

Таким образом, дозирование в эмульсию деэмульгатора в больших концентрациях может привести к обратному эффекту – повысить устойчивость эмульсии в результате образования устойчивых ассоциатов. Наиболее наглядно такой эффект проявляется в эмульсиях угленосного горизонта для деэмульгаторов с высокой степенью гидрофобности.

Смешивание эмульсий, содержащих значительное количество деэмульгатора, с необработанными эмульсиями значительно уменьшает число ассоциатов, имеющих повышенную устойчивость. Однако некоторая их часть

остаются и переходят в промежуточные слои отдельных аппаратов УПН. Это следует учитывать при использовании таких деэмульгаторов для промышленной подготовки нефти.

### **1.7 Механизм действия деэмульгаторов**

Процесс действия деэмульгаторов на эмульсию весьма сложен. Существует несколько представлений о механизме действия деэмульгаторов. Основы механизма деэмульсации при помощи реагентов наиболее полно разработаны в трудах П.А. Рибендера.

Адсорбируясь на коллоидных или грубодисперсных частицах природных эмульгаторов, молекулы деэмульгаторов изменяют их смачиваемость и занимают их место на границе раздела фаз, что переводит эти частицы с границы раздела в объем водной или нефтяной фазы. Поверхностное натяжение при этом понижается. Образующиеся адсорбционные слои из молекул деэмульгатора практически не обладают заметными структурно-механическими свойствами, что способствует быстрой коалесценции капель воды с такими оболочками при их столкновениях друг с другом [1].

Для разрушения эмульсий, стабилизированных твердыми частицами (бронирующими эмульгаторами), деэмульгатор должен иметь хорошие смачивающие свойства для перевода этих частиц вглубь объема.

Некоторые убеждены, что под влиянием введенных в систему ПАВ снимаются электрические поля, которые до этого препятствовали слиянию капель эмульсии.

Согласно воззрению Де Грота, введение в нефть деэмульгаторов способствует образованию комплексных соединений гидрофобных стабилизаторов нефтяных эмульсий с гидрофильными молекулами деэмульгатора, в результате чего природные стабилизаторы нефти теряют способность эмульгировать воду [1].

Другие исследователи считают, что при разрушении эмульсии деэмульгатором происходит обращение фаз, а потому деэмульгаторами

являются поверхностно – активные вещества, способные образовывать эмульсию обратного типа по отношению к той, которую образуют эмульгаторы.

Механизм разложения нефтяных эмульсий типа В/Н методом обращения фаз следующий. Введенный гидрофильный эмульгатор проникает через асфальтово-смолистую оболочку глобул в воду. В воде он быстро распространяется и растворяется. Раствор эмульгатора в воде понижает поверхностное натяжение со стороны воды. В связи с этим оболочка водяной частицы разрывается, и вода, охватывая частицу нефти и, заворачивая оболочку вокруг нее, становится внешней средой, сливается с другими частицами воды, укрупняется и отделяется от нефти, либо оболочка глобул вдавливаются в нее, то есть внутрь частицы воды в виде асфальтово-смолистой частицы, вокруг которой образуется непрочная оболочка из гидрофильного эмульгатора.

Благодаря этому также создаются условия для слияния частиц воды.

Следовательно, для деэмульсации методом обращения фаз пригодны реагенты, обладающие гидрофильными свойствами, имеющие большую поверхностную активность, превышающую таковую у асфальтово-смолистых веществ, и образующие оболочки с низкой механической прочностью. Такими свойствами обладают натриевые и калиевые мыла нафтеновых и жирных кислот, натриевые и кальциевые соли сульфокислот [15].

Рассмотрев характер действия деэмульгаторов нефтяных эмульсий, видим, что они обеспечивают создания основного условия – уничтожение препятствий для слияния частиц воды, то есть замену бронирующих, механически прочных оболочек слабыми, а также нейтрализацию заряда глобул.

## 2 ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объектом данного исследования является водонефтяная эмульсия, технология процессов промысловой подготовки нефти месторождений Западной и Восточной Сибири, процессы каплеобразования и отстаивания и реагенты-деэмульгаторы.

В результате прохождения преддипломной практики на Приобском месторождении была изучена технология УПН и собраны данные о физико-химическом составе и свойствах добываемой нефти.

В табл. 1 представлены основные физико-химические характеристики исходного сырья и продукции ЦППН-7 Приобского месторождения.

Таблица 1 – Характеристика нефти Приобского нефтяного месторождения

Наименование	Ед. изм.	Количество
Плотность нефти в пластовых условиях	кг/м <sup>3</sup>	780
Плотность нефти при однократном разгазировании	кг/м <sup>3</sup>	884
Плотность эмульсии	кг/м <sup>3</sup>	920
Вязкость пластовой нефти	мПа·с	2,1
Вязкость нефти в стандартных условиях		
при 20°C	мПа·с	31
при 50°C	мПа·с	11,5
Массовое содержание (среднее значение):		
серы	% масс.	1,25
смола	% масс.	7,0
асфальтенов	% масс.	2,1
парафинов	% масс.	2,0
Выход фракций		
100°C	% об.	6,3
150°C	% об.	15,4
250°C	% об.	32,25
300°C	% об.	42,1
Газовый фактор (среднее значение)	м <sup>3</sup> /т	40
Обводнённость	% масс.	50
Содержание механических примесей	мг/дм <sup>3</sup>	180-300

Учитывая принятую технологическую классификацию, определяющую технологию переработки, нефть Приобского месторождения относится:

- по содержанию парафина к парафиновому виду (от 1,5 до 6 % масс.);
- по содержанию серы к сернистым (0,61-1,8 % масс).

Компонентный состав пластовой, однократно разгазированной нефти, нефтяного газа Приобского месторождения приведен в табл. 2.

Таблица 2 – Компонентный состав пластовой нефти, нефтяного газа и разгазированной нефти

Наименование	Концентрация компонентов, % масс.		
	Выделившийся газ	Сепарированная нефть	Пластовая нефть
CO <sub>2</sub>	2	0,02	0,51
N <sub>2</sub> + редкие	1,0	–	0,30
CH <sub>4</sub>	56,85	0,25	23,48
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	10,89	0,32	4,32
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	15,5	1,71	6,62
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	2,13	0,59	1,05
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	7	2,71	3,81
i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1,28	1,39	1,27
n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	2	2,55	2,14
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> + остаток	1,35	90,46	56,50
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	0,965	884	780
Молярная масса, г/моль	22,25	212,83	142,00

На рис. 3 приведена принципиальная технологическая схема Приобского месторождения, Верхнечонского месторождения – в Приложении 1.

Технологическая схема УПН Приобского месторождения включает в себя следующие основные технологические объекты: сепарационные установки (СУ, 2 шт.); установки предварительного сброса воды (УПСВ, 8 шт.); установки подготовки нефти (УТПН, 16 шт.); резервуарный парк (РВС-10000м<sup>3</sup>, 8 шт.); насосную нефти; узел учета нефти; вспомогательные объекты. Проектная мощность объекта составляет по нефти – 12,0 млн. т/год. Основными модулями расчета схемы являются процессы: сепарации, каплеобразования и отстаивания.

УПН представляет собой два параллельно работающих модуля: УПН-1 и УПН-2. В данной работе рассматривается УПН-1. Принципиальная технологическая схема установки приведена на рис. 3.

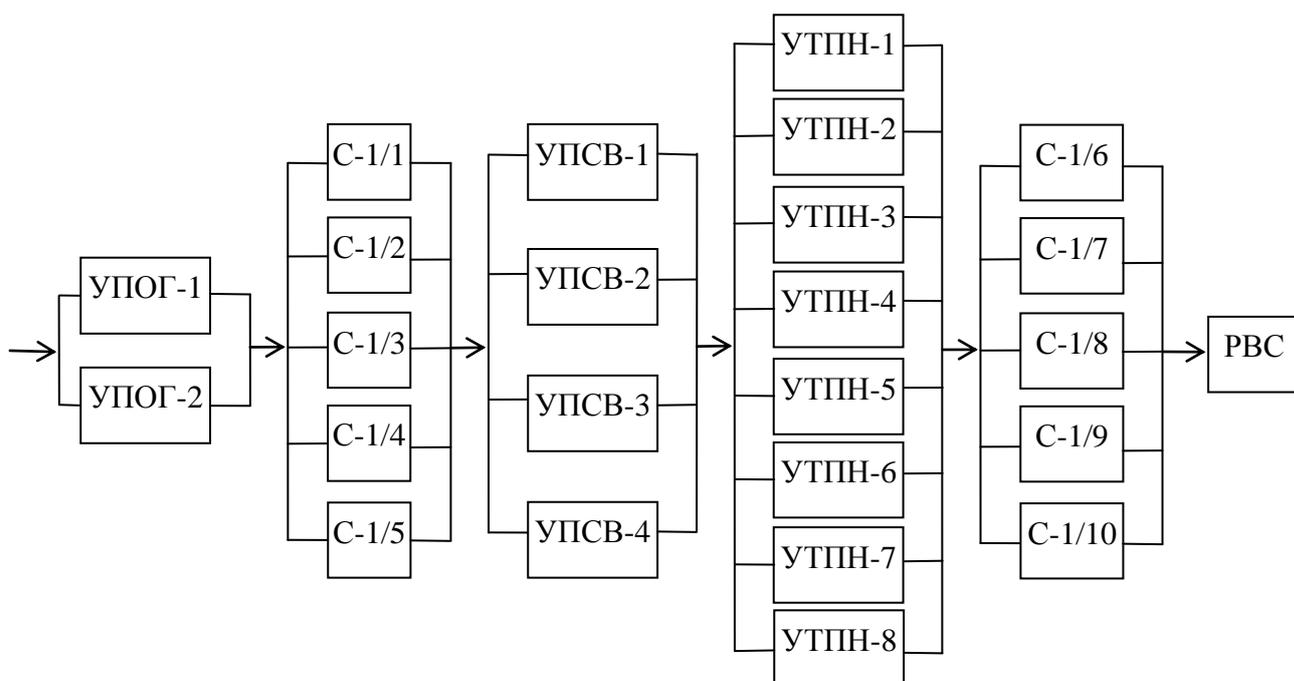


Рисунок 3 – Принципиальная схема установки подготовки нефти УПН-1  
Приобского месторождения:

УПОГ-1,2 – установка предварительного отбора газа;

С-1/1...1/5 – сепарационная установка первой ступени; УПСВ 1-4 – установка предварительного сброса воды; УТПН 1-8 – установка подготовки нефти;

С-1/6...1/10 – концевая сепарационная установка.

На установку нефтяная эмульсия с температурой 35-40 °С и давлением 5,0-8,0 кгс/см<sup>2</sup> двумя параллельными потоками направляется на сепарацию в УПОГ-1,2, где отбирается примерно 80% газа, поступающего на сепарацию, что повышает качество сепарации нефти, и сокращает ее потери.

Частично отсепарированная эмульсия поступает далее в двухфазные сепараторы I ступени сепарации С-1/1...С-1/5, в которых при давлении 0,1-0,8 МПа происходит отбор попутного нефтяного газа. Обвязка сепараторов С-1/1...С-1/5 предусматривает объединение потоков нефти.

Газ из сепараторов С-1/1...С-1/5 вместе с газом, выделившимся в УПОГ-1,2, направляется в сепаратор газовый СГ-1. В сепараторе газовом при давлении 0,1-0,8 МПа от газа отделяется жидкая фаза и отводится в каждую из линий выхода нефти из сепараторов С-1/1...С-1/2.

Газ из СГ-1 вместе с газом от аппаратов УПСВ-1..4 направляется затем в блок учета газа, где осуществляется учет количества газа, идущего потребителю или сбрасываемого на факел высокого давления.

Часть газа отбирается до регулирующего клапана на выходе из сепаратора газового СГ-1 на собственные нужды.

После сепарации нефтяная эмульсия из С-1/1...1/5 поступает на установки предварительного сброса воды УПСВ-1...4 – аппараты типа "Хитер-Тритер" тип-1. Установка предназначена для сброса основного количества воды из поступающей жидкости с помощью нагрева.

В емкость аппарата поступает нефть, вода и попутный газ. Жидкая фаза попадает во входной отсек установки, где происходит первичное отделение газа от жидкости. Отделившийся газ через коалесцирующий фильтр выводится из емкости. Эмульсия, нефть и связанная вода проходят вокруг жаровой трубы. Несвязанная вода собирается на дне емкости в зоне отстоя.

Температура в жаровых трубах поддерживается путем сжигания попутного нефтяного газа. В установках УПСВ в качестве топливного газа используется собственный газ, выделившийся в процессе сепарации.

В УПСВ-1...4 идет нагрев эмульсии до температуры 55 °С, сепарация попутного нефтяного газа при давлении 0,1-0,7 МПа и сброс отделившейся воды. Газ данной ступени сепарации направляется к узлу учета газа, где производится его совместный учет с газом первой ступени сепарации.

Пройдя установку предварительного сброса воды нефтяная эмульсия с остаточным содержанием воды до 30%...35% направляется на установку товарной подготовки нефти УТПН-1...8 – аппараты типа "Хитер-Тритер" тип-2, где происходит подготовка нефти до остаточного содержания воды не более 5% при температуре до 55 °С и давлении  $P = 0,1-0,7$  МПа.

В установках УТПН-1...8 происходит, кроме нагрева эмульсии, ее электрохимическая обработка. Установки подготовки нефти оборудованы трансформатором, создающим высокое напряжение между двумя решетками внутри аппарата, что способствует качественному отделению воды от нефти.

На УПН-1 имеется два коллектора сбора пластовой воды Ду500 каждый. Пластовая вода (с расходом 450-600 м<sup>3</sup>/ч и температурой 20-55 °С), сбрасываемая из УПСВ-1...4, поступает только в один коллектор, тогда как вода, сбрасываемая из УТПН-1...8, может поступать в оба коллектора. Далее оба коллектора объединяются, и пластовая вода поступает на очистные сооружения РВС-3000м<sup>3</sup> №№1-3 и в РВС-10000м<sup>3</sup> №4.

Для обеспечения эффективного ведения процесса обезвоживания в поток нефтяной эмульсии вводится деэмульгатор (20-40 г/т) и для предотвращения образования солей на стенках труб вводится ингибитор солеотложения (20-30 г/м<sup>3</sup>) перед УПОГ-1,2.

Нефть от УТПН 1...8 с расходом до 20200 м<sup>3</sup>/сут направляется в сепараторы-буферы С-1/6...С-1/10. Сепараторы-буферы работают в качестве концевой сепарационной установки. Нефть из сепараторов КСУ поступает в резервуары РВС-1...8 емкостью 10000 м<sup>3</sup>, предназначенные для подготовки и хранения подготовленной нефти.

Реагент, используемый на установке, представляет собой неионогенное поверхностно-активное вещество на основе блоксополимеров окиси этилена и пропилена различной молекулярной массы и различного соотношения окисей в блоке или комплексообразователи, растворенные в органических растворителях. Состав его приведен в табл. 3.

Таблица 3 – Состав деэмульгатора

Наименование компонента	Массовая доля, %	ПДК р.з., мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Сополимеры оксида этилена и пропилена	по рецептуре	не устанавливается	4
Метанол	до 50	15/5	3
Толуол*	до 50	150/50	3
* – Реагенты могут изготавливаться по рецептуре, предусматривающей в составе органического растворителя толуол, а могут изготавливаться с использованием в качестве растворителя только метилового спирта и (или) смеси метанол-толуол			

Краткая характеристика технологического оборудования и режимов работы основных аппаратов УПН-1 указана в Приложении 2.

В табл. 4 приведены физико-химические характеристики нефтей месторождений Западной и Восточной Сибири.

Таблица 4 – Физико-химические характеристики нефти

<b>Параметр, свойство</b>	<b>Приобское месторождение</b>	<b>Верхнечонское месторождение</b>
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	868	876
Вязкость при 20 °С, мм <sup>2</sup> /с	28-34	26-30
Обводненность, % масс.	50	20
Молекулярная масса, г/моль	212	292
Мощность установки, млн. т/год	6,0	8,9

Развитие промысловых технологий идет по пути модернизации процессов в соответствии с возрастающей значимостью углеводородного сырья в экономике страны и повышением требований к товарной нефти. Однако, многообразие характеристик продукции нефтяных промыслов ограничивает использование типовых технологических схем и аппаратов, что вызывает необходимость дифференцированного подхода для каждого конкретного случая [32, 33]. Поэтому для решения данных задач в настоящее время наиболее эффективным является применение математического моделирования и моделирующих систем, адаптированных к условиям конкретного промышленного объекта.

Математическое моделирование процессов первичной подготовки нефти является необходимым этапом при решении задач анализа, оптимизации, повышения эффективности действующих установок подготовки нефти, разработки систем автоматизированного проектирования и технологических регламентов на проектирование УПН.

В данной работе при моделировании процессов промысловой подготовки нефтей месторождений Западной и Восточной Сибири использовалась математическая модель расчета процесса каплеобразования и моделирующая система (МС) для расчета процессов промысловой подготовки нефти, разработанные на Кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики ТПУ [34, 35].

Математическая модель процесса каплеобразования включает математическое описание процессов разрушения водонефтяной эмульсии (массообмен) и каплеобразования и позволяет рассчитывать диаметр формирующейся в потоке эмульсии капли, поверхностное натяжение, линейную скорость потока, диаметр и длину трубопровода и др. показатели [36].

Диаметр капли в математической модели рассчитывается по методике Тронова [20, 21]:

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

где  $d_{\max}$  – максимальный размер устойчивых капель;

$\sigma$  – поверхностное натяжение;

$\mu_b, \mu_n$  – динамическая вязкость воды и нефти соответственно;

$u$  – средняя объемная скорость потока;

$\nu_{\text{см}}$  – кинематическая вязкость смеси;

$\rho_n$  – плотность нефти.

МС включает модели процессов сепарации, каплеобразования и отстаивания, учитывающие физико-химическую сущность процессов подготовки, что позволяет получать достоверные результаты и выдавать оперативные рекомендации по эффективным режимам работы установки [37].

На рис. 4 приведены основные блоки моделирующей системы промышленной подготовки нефти [38].

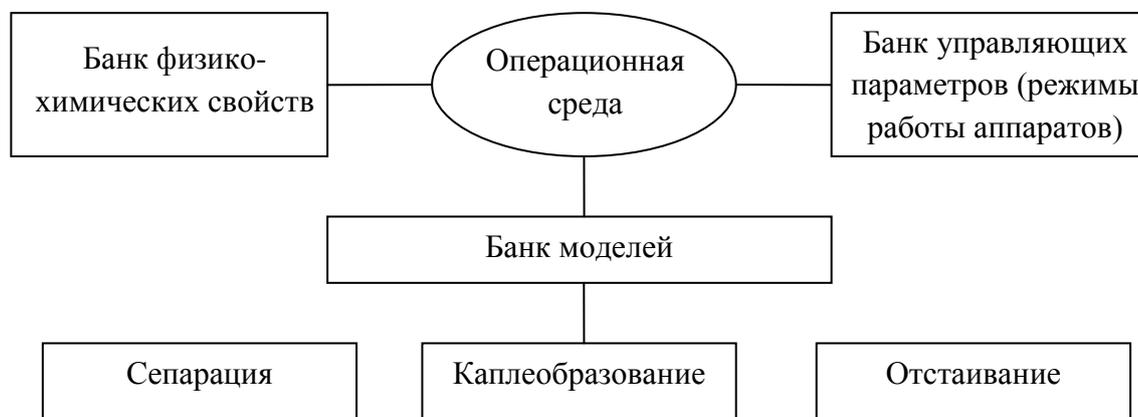


Рисунок 4 – Основные блоки МС

Модели основных процессов МС основаны на физико-химических закономерностях процессов подготовки нефти, а также включают эмпирические зависимости. Математическое описание процесса отстаивания основывается на известных законах осаждения капель воды под действием сил тяжести [18]:

$$V_{ос.} = \frac{\rho_v}{18} \frac{D_0^2}{\mu_n} \left( 1 - \frac{\rho_n}{\rho_v} \right) g,$$

где  $\rho_n, \rho_v$  – плотность капли воды и нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$D_0$  – диаметр капли, м;

$g$  – ускорение силы тяжести, м/с<sup>2</sup>;

$\mu_n$  – динамическая вязкость нефти (Па·с).

## **4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

### **4.1 Предпроектный анализ**

#### **4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования**

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

Целевой рынок это группы потребителей или сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. А разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга), называется сегментированием.

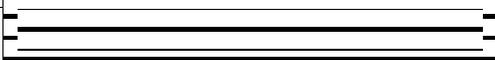
Для данной разработки целесообразно использовать такие критерии сегментирования рынка: как размер компании, отрасль, географический и поведенческий критерии.

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

Что касается отраслей, то не все предприятия могут пользоваться данным исследовательским проектом, а только нефтяная промышленность. Отсюда вытекает географический критерий, потому что не всякий регион и не всякая страна имеет газовые и нефтяные ресурсы. Поведенческий критерий тоже важен, ведь клиенты выгода для потребителя выбирает товар (услугу) исходя из выгоды, цены, качества, срочности приобретения товара.

Целесообразно выбрать два наиболее значимых критерия, по которым будет производиться сегментирование рынка (табл. 10).

Таблица 10 – Карта сегментирования рынка

		Отрасль	
		Газодобывающие предприятия	Нефтегазодобывающие предприятия
Размер компании	Крупные		
	Средние		
	Малые		

	Роснефть		Газпром		Новатэк		Томскнефть		Норд Империял
---	----------	---	---------	---	---------	--	------------	---	---------------

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

#### 4.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам, и позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, пример которой приведен в табл. 6.1 (Прил. 6).

$K_{к1}$ ,  $K_{к2}$  – выпускники, занимающиеся аналогичной разработкой на кафедре ХТТиХК ТПУ. Позиция разработки и конкурентов оценивается по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле [51]:

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

где  $K$  – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

$V_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Полученные значения говорят об эффективности научной разработки и позволяют определить направления для ее будущего повышения. Разработка является конкурентоспособной, уникальной и простой в применении, но следует увеличить перспективность на рынке и получить сертификацию разработки.

#### **4.1.3 SWOT-анализ**

SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Он проводится в несколько этапов [51].

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в табл. 7.1 (Прил. 7).

После формулирования областей SWOT переходим к реализации второго этапа, который состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды и помогает выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. В рамках данного этапа строим интерактивную матрицу проекта, которая помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения, что поставить (Прил. 7, табл. 7.2).

В случае, когда две возможности сильно коррелируют с одними и теми же сильными сторонами, можно говорить об их единой природе. В этом случае, возможности описываются следующим образом: В3В4С3С4.

В рамках третьего этапа должна быть составлена итоговая матрица SWOT-анализа, которая приводится в магистерской работе (Прил. 7, табл. 7.3).

#### 4.1.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации

В данном разделе будет оценена степень готовности разработки к коммерциализации и выяснен уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения). Для этого необходимо заполнить специальную форму, содержащую показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта (Прил. 8).

При проведении анализа по таблице, приведенной выше, по каждому показателю ставится оценка по пятибалльной шкале. Так, при оценке степени проработанности научного проекта 1 балл означает не проработанность проекта, 2 балла – слабую проработанность, 3 балла – выполнено, но в качестве не уверен, 4 балла – выполнено качественно, 5 баллов – имеется положительное заключение независимого эксперта. Для оценки уровня имеющихся знаний у разработчика система баллов принимает следующий вид: 1 означает не знаком или мало знаю, 2 – в объеме теоретических знаний, 3 – знаю теорию и практические примеры применения, 4 – знаю теорию и самостоятельно выполняю, 5 – знаю теорию, выполняю и могу консультировать.

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле [51]:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i ,$$

где  $B_i$  – балл по  $i$ -му показателю.

Значение  $B_{\text{сум}}$  позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Если значение  $B_{\text{сум}}$  получилось от 75 до 60, то такая разработка считается перспективной, а знания разработчика достаточными для успешной ее коммерциализации. Если от 59 до 45 – то перспективность выше среднего.

В данном случае получили перспективность разработки выше среднего. Это говорит о том, что необходимо проработать вопросы финансирования научной разработки, определить пути продвижения научной разработки на

рынок, разработать стратегию реализации научной разработки и возможно привлечь требуемых специалистов в команду проекта.

#### **4.1.5 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования**

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

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

#### **4.2 Инициация проекта**

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.

Для начала, определим заинтересованных сторон проекта, которые активно участвуют в проекте или интересы которых могут быть затронуты как положительно, так и отрицательно в ходе исполнения или в результате завершения проекта. Информацию по заинтересованным сторонам проекта представить в табл. 11.

Таблица 11 – Заинтересованные стороны проекта

<b>Заинтересованные стороны проекта</b>	<b>Ожидания заинтересованных сторон</b>
Нефтегазовая и нефтехимическая промышленность	Получение новых технологий по разрушению стойких водонефтяных эмульсий
Научно-исследовательские институты и лаборатории	

В табл. 12 представлена информация о иерархии целей проекта в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения и критериях их достижения.

Таблица 12 – Цели и результат проекта

<b>Цели проекта:</b>	Реализация проекта, решение вопроса финансирования научной разработки, определение путей продвижения разработки на рынок, разработка стратегии реализации научной разработки, привлечение требуемых специалистов в команду проекта.
<b>Ожидаемые результаты проекта:</b>	Получение возможности реализации проекта, повышение оперативности доступа к информации о наличии продукции, оптимизация планов.
<b>Критерии приемки результата проекта:</b>	Уникальность, адекватность и унифицированность разработки.
<b>Требования к результату проекта:</b>	Достоверность разработки
	Простота применения и восприятия
	Ресурсоэффективность
	Ресурсосбережение

Рабочая группа данного проекта и соответствующая роль и функции каждого участника в проекте приведены в табл. 9.1 (Прил. 9).

Теперь рассмотрим факторы, которые могут послужить ограничением степени свободы участников проекта, а так же «границы проекта» – параметры проекта или его продукта, которые не будут реализованы в рамках данного проекта (табл. 13).

Таблица 13 – Ограничения проекта

<b>Фактор</b>	<b>Ограничения/ допущения</b>
1. Бюджет проекта	бюджет проекта может быть ограничен
1.1. Источник финансирования	неопределенность в источнике финансирования
2. Сроки проекта:	ограничения по срокам использования проекта
2.1. Дата завершения проекта	10.06.2016
3. Прочие ограничения и допущения*	ограничение времени работы участников проекта, ограничения по времени использования научного оборудования, обязательная сертификация разработки

## 4.3 Планирование управления научно-техническим проектом

### 4.3.1 Иерархическая структура работ проекта

Иерархическая структура работ (ИСР) – детализация укрупненной структуры работ [52]. В процессе создания ИСР структурируется и определяется содержание всего проекта. На рис. № 24 представлен шаблон иерархической структуры работ по проекту.

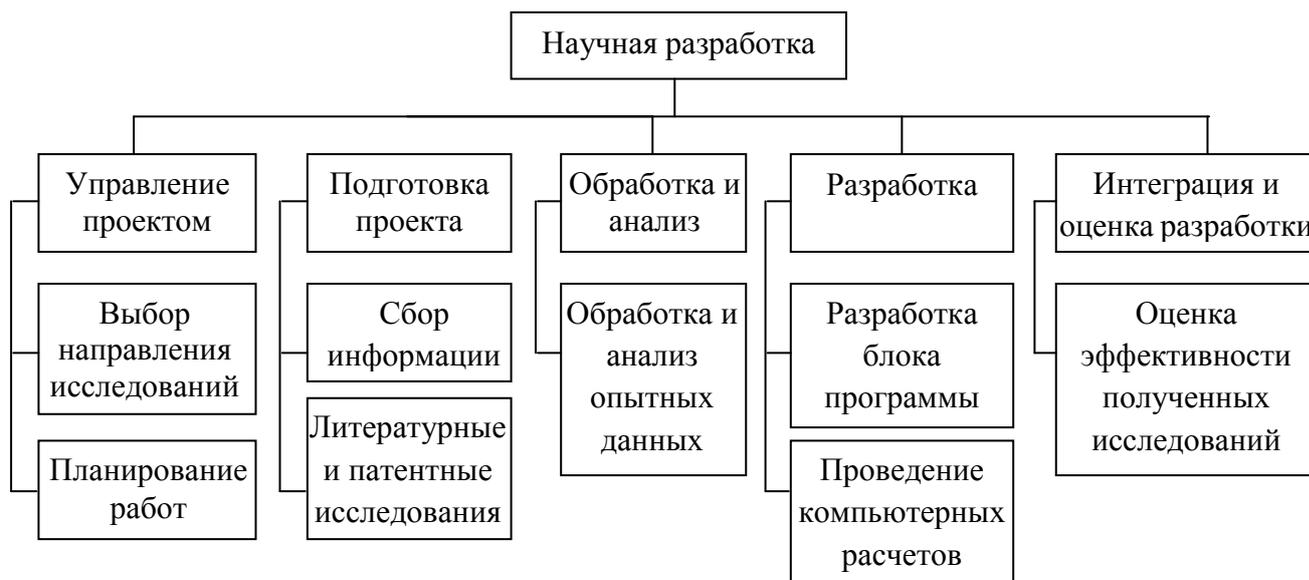


Рисунок 24 – Иерархическая структура работ по проекту

### 4.3.2 Контрольные события проекта

В рамках данного раздела определены ключевые события проекта, их даты и результаты, которые должны быть получены (Прил. 9, табл. 7.2).

### 4.3.3 План проекта

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ – линейный график представляется в виде таблицы (Прил. 10, табл. 10.1). На основе табл. 10.1 построен календарный план-график (Прил. 10, табл. 10.2) по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта с разбивкой по месяцам и декадам за период времени дипломирования.

#### 4.3.4 Бюджет научного исследования

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям: материальные затраты НТИ; основная заработная плата исполнителей темы; дополнительная заработная плата исполнителей темы; отчисления во внебюджетные фонды; затраты научные и производственные командировки; контрагентные расходы; накладные расходы.

##### 4.3.4.1 Основная заработная плата

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

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

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

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p = 1215 \cdot 30 = 36450 \text{ руб.},$$

где  $Z_{\text{дн}}$  – среднедневная заработная плата работника, руб;

$T_p$  – продолжительность работ научно-технического работника, раб. дн.;

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{23265 \cdot 10,4}{199} = 1215 \text{ руб.},$$

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

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года;

$F_{\text{д}}$  – годовой фонд рабочего времени, раб. дн. (табл. 14).

Таблица 14 – Баланс рабочего времени

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

Расчёт основной заработной платы приведён в табл. 15.

Таблица 15 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	Разряд	$k_p$	$Z_m$ , руб	$Z_{дн}$ , руб.	$T_p$ , раб. дн.	$Z_{осн}$ , руб.
Руководитель	доцент	1,3	23265	1215	22	36450
Инженер	–	–	–	–	–	12500

#### 4.3.4.2 Отчисления на социальные нужды

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн.рук.} + Z_{осн.инж.}) = (36450 + 12500) \cdot 0,305 = 14930 \text{ руб.}$$

где  $k_{внеб}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2014 году водится пониженная ставка – 30,5%.

#### 4.3.4.3 Накладные расходы

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

$$Z_{накл} = (\sum \text{статей } 1 \div 3) \cdot k_{нр},$$

где  $k_{нр}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы (16%).

#### 4.3.4.4 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции. Бюджет затрат по каждому варианту исполнения приведен в табл. 16.

Таблица 16 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
1. Затраты по основной заработной плате	48950	Пункт 3.4.1
2. Отчисления во внебюджетные фонды	14930	Пункт 3.4.2
3. Накладные расходы	10670	Пункт 3.4.3
4. Бюджет затрат НИИ	74550	Сумма ст. 1-3

#### 4.3.5 Организационная структура проекта

В практике используется несколько базовых вариантов организационных структур [53]: функциональная, проектная, матричная. Для выбора более подходящей организационной структуры используем табл. 11.1 (Прил. 11).

Проектная организационная структура научного проекта приведена на рис. 25.

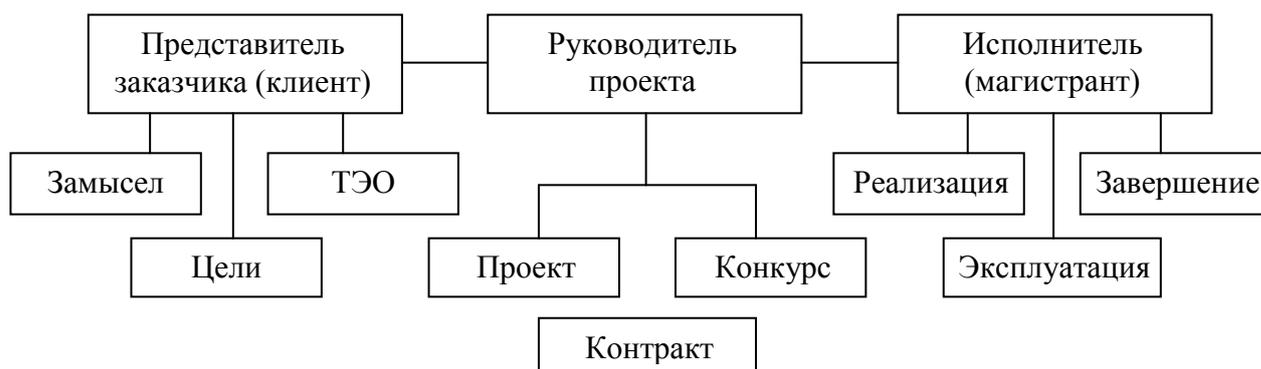


Рисунок 25 – Проектная структура проекта

### 4.3.6 Матрица ответственности

Для распределения ответственности между участниками проекта сформируем матрицу ответственности (Прил. 11, табл. 11.2).

### 4.3.7 План управления коммуникациями проекта

План управления коммуникациями отражает требования к коммуникациям со стороны участников проекта. Пример плана управления коммуникациями приведен в табл. 17.

Таблица 17 – Пример плана управления коммуникациями

<b>Какая</b> информация передается	<b>Кто</b> передает информацию	<b>Кому</b> передается информация	<b>Когда</b> передает информацию
Статус проекта	Руководитель проекта	Представителю заказчика	Ежеквартально (I декада квартала)
Обмен информацией о текущем состоянии проекта	Исполнитель проекта	Участникам проекта	Еженедельно (пятница)
Документы и информация по проекту	Ответственное лицо по направлению	Руководителю проекта	Не позже сроков графиков и к. точек
О выполнении контрольной точки	Исполнитель проекта	Руководителю проекта	Не позже дня контрольного события по плану управления

### 4.3.8 Реестр рисков проекта

Идентифицированные риски проекта включают в себя возможные неопределенные события, которые могут возникнуть в проекте и вызвать последствия, которые повлекут за собой нежелательные эффекты. Информацию по данному разделу необходимо свести в таблицу (Прил. 11, табл. 1.3).

## 4.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

### 4.4.1 Оценка сравнительной эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования, нахождение

которого связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех вариантов исполнения научного исследования и определяется как [54]:

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

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

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

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

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом (табл. 18) [54]:

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

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$b_i^a, b_i^p$  – бальная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки.

Таблица 18 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Адекватность разработки	0,30	5	4	5
2. Унифицированность	0,20	4	4	4
3. Простота применения	0,26	5	5	4
4. Универсальность	0,24	3	3	3
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>4,05</b>	<b>4,02</b>	<b>3,9</b>

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки определяется по формуле [54]:

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_{\Phi}^p}, \quad I_{финр}^a = \frac{I_m^a}{I_{\Phi}^a}.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта (табл. 19), которая рассчитывается по формуле [54]:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^a}.$$

Таблица 19 – Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
Интегральный финансовый показатель разработки	0,972	1	1,002
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,05	4,02	3,9
Интегральный показатель эффективности	4,15	4,02	3,89
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,03	1,01	0,94

На основании значений интегральных показателей эффективности вариантов исполнения, оптимальным считается вариант текущего проекта.

## СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА

Филиппова Т. В. Учет влияния концентрации деэмульгаторов при разрушении водонефтяной эмульсии // Химия и химическая технология в XXI веке: материалы XV Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых имени профессора Л.П. Кулёва: в 2 т. – Томск: ТПУ, 2014. – Т. 2. – С. 93-94.

Филиппова Т. В. Анализ влияния технологических параметров на процесс каплеобразования при промышленной подготовке нефти // Проблемы геологии и освоения недр: труды XIX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 70-летию Победы советского народа над фашистской Германией. – Томск: Изд-во ТПУ, 2015. – Т. 2. – С. 236-238.

Филиппова Т. В. Исследование влияния расхода деэмульгатора на разрушение водонефтяной эмульсии при промышленной подготовке нефти // Химия и химическая технология в XXI веке: материалы XVI Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых, посвященной 115-летию со дня рождения профессора Л.П. Кулёва: в 2 т. – Томск: Изд-во ТПУ, 2015. – Т. 2. – С. 97-99.

Usheva N.V., Moyzes O.E., Kuzmenko E.A., Kim S.F., Khlebnikova E.S., Gizatullina S.N., Filippova T.V. Analysis of technological conditions influence on efficiency of oilfield treatment (Article number 012047) // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2015 – Vol. 27. – P. 1-5.

Филиппова Т. В., Мойзес О. Е. Учет влияния деэмульгатора при моделировании процесса разрушения водонефтяных эмульсий // Международный студенческий научный вестник. – 2015. – №. 3-4. – С. 544-546.

Филиппова Т. В. Проблемы роста научного знания // Современные техника и технологии: сборник трудов XXI международной научной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Томск: Изд-во ТПУ, 2015. – Т. 2. – С. 323-325.

Филиппова Т. В. Исследование влияния технологических параметров на процесс каплеобразования при разрушении водонефтяной эмульсии // Проблемы геологии и освоения недр: труды XIX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 70-летнему юбилею Победы советского народа над фашистской Германией. – Томск: Изд-во ТПУ, 2016.

Филиппова Т. В. Моделирование процесса каплеобразования при промышленной подготовке нефти Приобского месторождения // Химия и химическая технология в XXI веке: материалы XVII Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых имени профессора Л.П. Кулёва: в 2 т. – Томск: ТПУ, 2016.