

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

---

Институт электронного обуче-  
ния

Специальность 240403 Химическая технология природных энергоносителей и углерод-  
ных материалов

Кафедра Химической технологии топлива и химической кибернетики

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ/РАБОТА**

Тема работы
Модернизация установки подготовки нефти на Игольско-Таловом месторождении УДК <u>622.276.6.05(571.16)</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 - 5201	Копасова А.В.		

Руководитель

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антоневич О.А.	к.б.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

Томск – 2016 г.

**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>ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ</b>
-------------------------

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

Студенту:

Группа	ФИО
<b>3-5201</b>	<b>Копасовой Ангелине Владимировне</b>

Тема работы:

Модернизация установки подготовки нефти на Игольско-Таловом месторождении		
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1778/с	от 3.03.2016

Срок сдачи студентом выполненной работы:	6.06.2016
--	-----------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><small>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду; энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</small></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Технологическая схема УПН Игольско-Талового месторождения, производительность, составы материальных потоков, физико-химические характеристики нефти.</li> </ol>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><small>(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).</small></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Литературный обзор. Теоретические основы процессов подготовки нефти.</li> <li>2. Объекты и методы исследований. Технология УПН Игольско-Талового месторождения</li> <li>3. Расчеты и аналитика. Обработка и анализ экспериментальных данных.</li> </ol>

	Расчеты. 4. Социальная ответственность 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Технологическая схема -1лист Результаты расчетов (4 листа) Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	
<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
3-5201	Копасова Ангелина Владимировна		

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

Институт электронного обучения  
 Направление подготовки (специальность) 240403 Химическая технология природных  
 энергоносителей и углеродных материалов  
 Уровень образования специалист  
 Кафедра Химической технологии топлива и химической кибернетики  
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:

<b>Дипломная работа</b>
-------------------------

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

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2016 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
25.03.14	Введение	2
31.03.14	Литературный обзор	5
7.04.14	Теоретический анализ	5
9.04.14	Постановка задачи исследования	2
30.04.14	Экспериментальная часть	45
5.05.14	Результаты и обсуждения	15
7.05.14	Заключение	6
17.05.14	Финансовый менеджмент	6
24.05.14	Социальная ответственность	5
26.05.14	Список использованных источников	3
5.06.14	Презентация, доклад	2
10.06.14	Получение рецензии	1
11.06.14	Защита	3
<b>Итого:</b>		<b>100</b>

Составил преподаватель:

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

**СОГЛАСОВАНО:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ХТТ и ХК	Юрьев Е.М.	к.т.н., доцент		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОС-  
БЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-5201	Копасова Ангелина Владимировна

<b>Институт</b>	<b>Электронного обучения</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ХТТ и ХК</b>
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	ХТПЭ и УМ

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>Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование; опрос.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.</i>

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений ИР</i>	<i>На основе проведенного анализа выбора организационной структуры научного проекта, было выявлено, что наиболее выгодной является проектная структура.</i>
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	<i>Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.</i>
3. <i>Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	<i>Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий. ...</i>
4. <i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	<i>Составление календарного плана проекта. Определение бюджета ИР.</i>
5. <i>Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	<i>Проведение оценки экономической эффективности модернизации установки подготовки на Игольском месторождении, внедрение электродегидратора.</i>

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

1. «Оценка конкурентоспособности технических решений
  2. Матрица SWOT
  3. График проведения и бюджет НИИ
  4. Расчёт чистого денежного потока
  5. Расчет инвестиционных показателей НИИ
1. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИИ

**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	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-5201	Копасова Ангелина Владимировна		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-5201	Копасова А.В.

<b>Институт</b>	<b>Институт электронного обучения</b>	<b>Кафедра</b>	<b>Химической технологии топлива и химической кибернетики</b>
<b>Уровень образования</b>	<b>Специалитет</b>	<b>Направление/специальность</b>	240403 Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Установка подготовки нефти «Игольско-Талового м.р.»
--	---

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

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты;</li> <li>– (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).</li> </ul> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).</li> </ul>	<p><i>1.1 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны (ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ); повышенный уровень шума на рабочем месте (ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ);</i></p> <p><i>1.2 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны ГОСТ 12.1.005-88 ССБ; Гигиеническими требованиями к микроклимату производственных помещений СанПиН 2.2.4.548-96.</i></p> <p><i>1.3. –электробезопасность – статическое электричество (специальная антиэлектростатическая защита: одежда, обувь, средства защиты рук; предохранительные приспособления (браслеты и кольца));</i></p> <p><i>- пожаровзрывобезопасность (причины: отступление от норм установленного технологического режима эксплуатации; разгерметизация фланцев трубопроводов или аппаратов с нефтепродуктами; неисправность средств сигнализации и блокировки технологического процесса; несоблюдение инструкций по промышленной безопасности и противопожарных правил. Средства пожаротушения: ручные порошковые огнетушители ОП-5, ОП-10, ОП-50, углекислотные огнетушители ОУ-6, пожарные ящики с песком в комплекте пожарные рукава).</i></p>
<b>2. Экологическая безопасность:</b>	– <i>Анализ воздействия объекта на</i>

<ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p><i>атмосферу (выбросы):</i> Среди загрязнений воздушной среды выбросами УПН являются углеводороды и сернистый газ.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы): Нефти и нефтепродукты, сбрасываемые со сточными водами: сырая нефть, мазут.</li> <li>– Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы): Накапливаются такие выбросы, как углеводороды, серы, фенол, аммиак, а также тяжелые металлы, вымываемые снегом из атмосферы.</li> </ul>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Пожары, взрывы, угроза взрывов;</li> <li>- Пожаровзрывоопасность веществ и материалов;</li> <li>- Меры:</li> </ul> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. строгое соблюдение норм технологического режима - порядка и правил ведения технологических процессов на всех составляющих установки; бесперебойное снабжение установки сырьём, паром, водой, электроэнергией, воздухом КИП, азотом;</li> <li>2. выполнение всего комплекса технических и организационных мероприятий по поддержанию на высоком уровне пожаровзрывобезопасности всего технологического оборудования, технической надёжности КИП и обеспечивающих систем;</li> <li>3. постоянная готовность сил и средств к локализации аварий и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций.</li> </ol>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Согласно статье 224 ТК РФ у сотрудников, которые заняты на работах во вредных или опасных условиях, продолжительность рабочего времени сокращается на 4 часа в неделю .</li> <li>2) Компоновка оборудования, зданий и сооружений выполнена в соответствии с действующими «Ведомственными указаниями проектирования предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности» (ВУПП-88) .</li> </ol>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антоневич О.А.	к.б.н		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5201	Копасова А.В.		

## **РЕФЕРАТ**

Выпускная квалификационная работа содержит 81 страниц, 8 рисунков, 31 таблицу, 26 литературных источников, 2 приложения.

**НЕФТЬ, НЕФТЯНАЯ ЭМУЛЬСИЯ, ОБЕЗВОЖИВАНИЕ, ОБЕССОЛИВАНИЕ, ЭЛЕКТРОДЕГИДРАТОР, ДЕЭМУЛЬГАТОР**

Объект исследования – водонефтяная эмульсия, технология промышленной подготовки нефти Игольско-Талового месторождения.

Цель работы – модернизация установки подготовки нефти Игольско-Талового месторождения для повышения эффективности разделения нефтяной эмульсии, а также снижения себестоимости нефти за счет увеличения производительности установки и снижения расхода деэмульгатора.

Для достижения этой цели предлагается в существующую схему обезвоживания и обессоливания нефти после двух параллельно работающих отстойников включить электродегидратор.

Рассчитана производительность электродегидратора с учетом свойств нефти месторождения «Игол», производительность составляет 437 т/час; а также определено остаточное содержание воды на выходе из электродегидратора, которое составляет 0,6% при исходном содержании воды равном 5%.

Внедрение электродегидратора позволяет получать стабильные результаты по содержанию воды в нефти на выходе, тогда как в настоящее время содержание воды в нефти после отстойников колеблется в пределах 1,5-10%.

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	10.
<b>ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР</b> .....	12
1.1. Аналитический обзор объекта.....	12
1.2. Характеристика исходного сырья.....	15
1.3. Электрические свойства эмульсий	18
1.4. Физико - химические свойства природных эмульгаторов	20
1.5. Старение эмульсий	24
1.6. Промысловая подготовка нефти	26
<b>2. ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ</b> .....	29
<b>3. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ</b> .....	35
3.1. Материальный и тепловой баланс.....	35
3.2. Выбор конструкции электродегидратора .....	38
3.3. Расчет производительности электродегидратора 1ЭГ200 - 2Р.....	40
3.4. Определение содержания воды в нефти на выходе .....	41
3.5. Определение содержания хлористых солей на выходе из электродегидратора.....	43
<b>4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ</b> .....	46
<b>5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕСУРСНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТА</b> .....	56
<b>6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</b> .....	65
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	75
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ</b> .....	76
Графический материал:.....	
Приложение А.....	
Приложение Б .....	

## **ВВЕДЕНИЕ**

В сегодняшней жизни для развития промышленности, техники и технологий использование нефти и нефтепродуктов является неотъемлемой частью современной жизни. Из нефти вырабатывают горючее для двигателей внутреннего сгорания, топливо для котельных установок и газовых турбин, смазочные масла, битумы для дорожных покрытий, сажа для резиновой промышленности, кокс для электродов и множество других промышленных и потребительских товаров.

Газ, природный газ, газы нефтепереработки, ароматические углеводороды, жидкие и твёрдые парафины – все это необходимое и незаменимое сырьё для современной нефтехимической промышленности.

Полимерные материалы, синтетические волокна, каучук, моющие средства, спирты, альдегиды и многие другие ценные материалы все это производят на базе газа и нефти.

Российская Федерация ставит перед собой одну из основных задач: для успешного социально-экономического развития является создание эффективной, конкурентоспособной экономики. При любых вариантах развития экономики на ближайшие 10-15 лет природные ресурсы, в первую очередь ископаемые топливно-энергетические ресурсы, будут являться одним из основных факторов экономического роста страны.

Располагая почти 13% территории мира, около 3% населения Россия имеет 13% прогнозных ресурсов и около 6% разведанных запасов нефти, 42% энергоресурсов и 34% запасов природного газа, около 20% разведанных запасов каменного и 32% запасов бурого угля. За всю историю существования Россия имеет около 20% извлекаемых ресурсов по нефти и по газу 5% . Обеспеченность добычи разведанными запасами топлива оценивается по нефти и газу в несколько десятков лет, а по углю и природному газу значительно выше.

Общее состояние запасов нефти которое должно пополняться и воспроизводиться характеризуется как кризисное. Уже начиная 2000 годов,

приросты запасов нефти не компенсируют их добычу. В целом по России прирост разведанных запасов нефти с газовым конденсатом по сравнению с 1995 годом сократился более, чем в 5 раз и составил 199,8 млн. тонн, и компенсируется только за счет 67% объема ее добычи (308.3 млн. тонн).

В целом по России, выработка запасов нефти, на разрабатываемых месторождениях составляет 55,8%. Наиболее высокая выработка запасов наблюдается по Северо-Кавказскому (83,2%) и Поволжскому (78.6%) регионам, наименьшая это Западная Сибирь (41,9%) и Дальний Восток (39.8%). Значительная часть текущих извлекаемых запасов нефти сосредоточена в заводненных пластах, в пластах с низкой проницаемостью, в подгазовых и водонефтяных зонах, что создает значительные сложности при их разведке и добыче к образованию стойких эмульсий. В связи с этим, возникает задача усовершенствования оборудования подготовки нефти.

В 2016 г. исполнится 50 лет существования нефтяной отрасли в Томской области. За это время открыто 101 нефтяное и газоконденсатное месторождение. Нефтяники и строители ввели в разработку 28 нефтяных месторождений, поставив России около 300 млн.т. нефти, построили сотни километров магистральных нефтепроводов и газопроводов, ЛЭП, дорог. Все это явилось крупным вкладом в развитие Томской области [1]<sup>1</sup>.

Сегодня рыночная ситуация благоприятна – цена нефти 26 долл./бар. Наша нефть оказалась неконкурентоспособной из-за сравнительно высокой себестоимости. Поэтому снижение себестоимости нефти является одной из основных задач, решение которой может быть реализовано, в том числе и за счет совершенствования оборудования.

В данной работе предлагается реконструкция установки обезвоживания нефти Игольско-Талового месторождения. Реконструкция проводится с целью снижения расхода дорогостоящего деэмульгатора, а также повышения эффективности работы установки обезвоживания.

---

<sup>1</sup> Совенков Н.Д. «Черное золото» лит.обз. изд. ПЕГАС стр.145, 2015 г.

## 1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

Скважинная продукция представляет собой смесь газа, нефти и воды. Вода и нефть при этом образуют эмульсии.

*Эмульсией* называется дисперсная система, состоящая из 2-х (или нескольких) жидких фаз, т.е. одна жидкость содержится в другой во взвешенном состоянии в виде огромного количества микроскопических капель (глобул).

Жидкость, в которой распределены глобулы, называются дисперсионной средой или внешней фазой.

Жидкость, которая распределена в дисперсионной среде, называется дисперсной или внутренней фазой.

Условием образования дисперсной системы является практически полная или частичная нерастворимость вещества дисперсной фазы в среде. Поэтому вещества, образующие различные фазы, должны сильно различаться по полярности. Наибольшее распространение получили эмульсии, в которых одной из фаз является вода. В этих случаях вторую фазу представляет неполярная (или малополярная) жидкость, называемая в общем случае маслом. В нашем случае – это нефть[2<sup>2</sup>].

### 1.1 Типы эмульсий

Существуют два основных типа эмульсий: дисперсии масла в воде (М/В) и дисперсии воды в масле (В/М).

Нефтяные эмульсии:

1. Первый тип – прямые эмульсии, когда капли нефти (неполярная жидкость), являются дисперсной фазой и распределены в воде (полярная жидкость) – дисперсионной среде. Такие эмульсии называются «нефть в воде» и обозначаются Н/В.

2. Второй тип – обратные эмульсии, когда капельки воды (полярная жидкость) – дисперсная фаза – размещены в нефти (неполярная жидкость), являющейся дисперсионной средой. Такие эмульсии называются «вода в нефти» и обозначаются В/Н.

3. Множественная эмульсия – 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 [3<sup>3</sup>].

Свойства нефтяных эмульсий влияют на технологические процессы добычи нефти, внутрипромыслового транспорта, сепарации, предварительного обезвоживания, деэмульсации (разрушения эмульсий), очистки и подготовки нефтепромысловых сточных вод.

Вплоть до объемной доли дисперсной фазы  $C_d = 74\%$ , соответствующей плотной упаковке шаров, частицы дисперсной фазы могут сохранять сферическую форму.

Поэтому увеличение  $C_d$  выше этой величины связано с деформацией частиц дисперсной фазы и, как следствие, появлением новых свойств.

Тип эмульсии устанавливается по свойствам ее дисперсионной среды.

Эмульсии типа Н/В (вода - внешняя фаза) смешиваются с водой в любых соотношениях и обладают высокой электропроводностью.

Эмульсии В/Н смешиваются только с углеводородной жидкостью и не обладают заметной электропроводностью.

Тип эмульсий в разбавленных эмульсиях определяется чаще всего объемным соотношением фаз – дисперсную фазу образует вещество, находящееся в системе в меньшем количестве.

В промышленных условиях о количестве воды в эмульсиях судят обычно по их цвету: эмульсии, содержащие до 10% воды, по цвету не отличаются от безводной нефти; эмульсии, содержащие 15-20% воды, имеют цвет от коричневого до желтого; эмульсии содержащие более 25% воды, – желтые.

### ***Поверхностное натяжение***

Энергия, затраченная на образование эмульсии, концентрируется на границе раздела фаз в виде свободной поверхностной энергии и называется поверхностным (или межфазным) натяжением,  $\sigma$ . Капли жидкой дисперсной фазы при этом приобретают сферическую форму, т.к. сфера обладает наименьшей поверхностью при данном объеме:

$\sigma = \frac{F}{S}$  - это удельная работа образования поверхности.  $[\sigma] = \text{эрг}/\text{см}^2$ ; Дж/м<sup>2</sup>; Н/м; дин/см. ( $\sigma = P/2L$ ).

Из физики: поверхностное натяжение – это сила, стягивающая гипотетическую пленку на поверхности жидкости и противодействующая ее растяжению, т.е. поверхностное натяжение – определяется работой против сил молекулярного взаимодействия.

Поверхностное натяжение - важнейшая молекулярная константа вещества (при  $T = \text{const}$ ), характеризующая полярность жидкости.

Поэтому полярные жидкости с сильным межмолекулярным взаимодействием имеют высокие значения поверхностного натяжения: для воды  $\sigma = 72.5$  эрг/см<sup>2</sup>, а для слабополярного гексана  $\sigma = 18.4$  эрг/см<sup>2</sup>. Таким образом, создание новой межфазной поверхности требует затраты энергии на преодоление сил межмолекулярного взаимодействия (ММВ) и значительная часть этой энергии накапливается на межфазной границе в виде избыточной поверхностной энергии. Поэтому молекулы, находящиеся на поверхности раздела фаз являются «особенными» по своему энергетическому состоянию.

## 1.2 Физико-химические свойства нефтяных эмульсий

Главнейшей характеристикой эмульсии является дисперсность – это степень раздробленности дисперсной фазы в дисперсионной среде. От дисперсности зависят многие другие свойства эмульсий.

Промысловые эмульсии никогда не бывают монодисперсны. Они всегда полидисперсны, т.е. содержат капли дисперсной фазы разных диаметров.

Размер капель пропорционален количеству затраченной энергии: чем больше затрачено энергии, тем меньше диаметр капель и больше их суммарная поверхность:

$$F \uparrow \rightarrow d \downarrow \rightarrow D \uparrow \rightarrow S \uparrow$$

По дисперсности нефтяные эмульсии подразделяются на:

- Мелкодисперсные –  $dK = 0.2 - 20$  мкм;
- Среднедисперсные -  $dK = 20 - 50$  мкм;
- Грубодисперсные -  $dK = 50 - 300$  мкм.

Диапазон размера капель в нефтяных эмульсиях: 10-5–10-2см (0.1–100мкм), таким образом, нефтяные эмульсии содержат капли всех трех размеров, т.е. нефтяные эмульсии – полидисперсны.

Знание вязкости необходимо при проектировании промысловых трубопроводов, по которым нефть со скважин перекачивается на установку ее подготовки, а также при выборе отстойной аппаратуры и режима ее работы. Вязкость нефтяной эмульсии не является аддитивным свойством, т.е. не равна сумме вязкости нефти и воды. Вязкость сырой нефти (т.е. нефти, содержащей капельки воды) зависит от многих факторов: количества воды, содержащейся в нефти; температуры, при которой получена эмульсия; присутствия механических примесей (особенно сульфида железа FeS) и pH воды. Причем, дисперсность и содержание воды в эмульсии в процессе сбора продукции непрерывно изменяются. Кроме того, нефтяные эмульсии, как и парафинистые нефти, является неньютоновской жидкостью, поэтому их

вязкость при движении по трубопроводам будет зависеть от градиента скорости [4<sup>4</sup>].

$$\mu = \frac{dv}{dr},$$

т.е.  $\mu_{\text{Э}}$  – кажущаяся вязкость, поэтому  $\mu_{\text{Э}}^* = f(\mu_{\text{Н}}, \mu_{\text{В}}, T, W, D, \rho_{\text{Н}}, \rho_{\text{В}}, dv/dr)$ .

Содержание воды как дисперсной фазы в водонефтяной эмульсии может колебаться от следов до 80-85%.

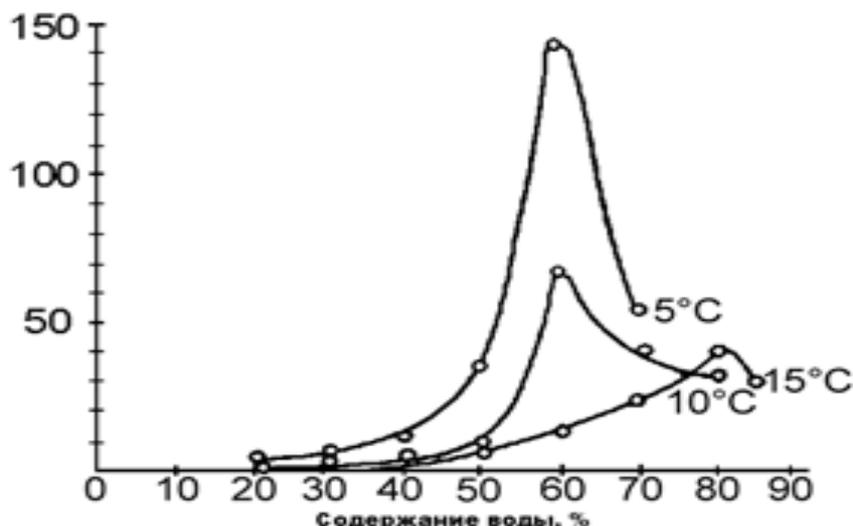


Рисунок 1.1 - Зависимость кажущейся вязкости эмульсии от содержания воды в нефти и температуры

Из анализа кривых (рисунок 1.3.) следует, что увеличение содержания воды в нефтяной эмульсии до определенного предела увеличивает кажущуюся вязкость  $\mu_{\text{Э}}^*$  эмульсии, а, следовательно, и увеличивает энергетические затраты на перекачку такой эмульсии

Критическая концентрация воды  $W_{\text{кр}}$  называется точкой инверсии. В точке инверсии происходит обращение фаз и дисперсная фаза (вода) становится дисперсионной средой, а дисперсионная среда (нефть) – дисперсной фазой, т.е. эмульсия меняет свой тип с В/Н на тип Н/В.

Обращение фаз нефтяных эмульсий имеет исключительно большое практическое значение. Эмульсия типа Н/В транспортируется при меньших энергетических затратах, чем эмульсия типа В/Н. Поэтому при транспортировании эмульсии выгодно, чтобы внешней фазой была вода, при

этом трубопроводы должны быть защищены от коррозии. Кроме того, этот прием используется в процессе подготовки нефти для лучшей очистки ее от воды.

Для нефтей разных месторождений  $0,5 < W_{кр} < 0,9$ . В большинстве случаев  $W_{кр} \approx 0,71$

Такой диапазон значений  $W_{кр}$  объясняется различием физико-химических свойств компонентов эмульсии и в первую очередь присутствием в этой эмульсии различных эмульгаторов – веществ, способствующих образованию эмульсии, стабилизирующих ее.

При одной и той же обводненности  $W$  и одной и той же скорости сдвига  $dv/dr$  вязкость зависит от раздробленности дисперсной фазы. Если это так, то становится понятным наличие большого числа различных формул для зависимости вязкости от концентрации дисперсной фазы и разброс значений вязкости, который они дают применительно к одной и той же дисперсной системе.

Из рисунка 1.2 следует, что уменьшение размеров капель до некоторой величины не влияет на вязкость. После достижения порогового значения (зависящего, в свою очередь, от объемной концентрации дисперсной фазы) дальнейшее уменьшение размера капель ведет к появлению и последующему усилению зависимости вязкости от размера капель.

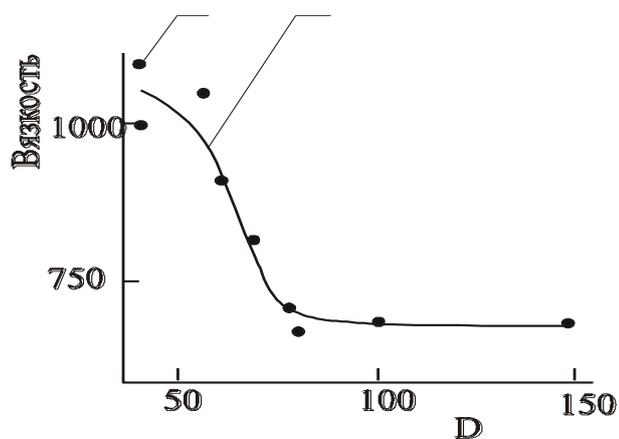


Рисунок 1.2 Зависимость вязкости эмульсии (мПа\*с) от максимального диаметра капель (мкм)

### 1.3 Электрические свойства эмульсий

Нефть и вода в чистом виде – диэлектрики. Проводимость нефти  $10^{-10}$ – $10^{-15}$  (Ом\*см)<sup>-1</sup>, воды  $10^{-7}$  –  $10^{-8}$  (Ом\*см)<sup>-1</sup>. Однако даже при незначительном содержании в воде растворенных солей или кислот электропроводность ее увеличивается в десятки раз. Поэтому электропроводность нефтяной эмульсии обуславливается не только количеством содержащейся воды и степенью ее дисперсности, но и количеством растворенных в этой воде солей и кислот.

Экспериментально установлено, что в нефтяной эмульсии, помещенной в электрическое поле, диполи воды ориентируются вдоль его силовых линий. Это приводит к резкому увеличению электропроводности эмульсий.

Важным показателем для нефтяных эмульсий является их устойчивость, т.е. способность в течение определенного времени не разделяться на нефть и воду.

Устойчивость дисперсной системы характеризуется неизменностью во времени ее основных параметров: дисперсности и равновесного распределения дисперсной фазы в среде.

Избыток свободной энергии делает такие системы термодинамически неустойчивыми. Для них характерны самопроизвольные процессы, снижающие этот избыток.

При рассмотрении устойчивости нефтяных эмульсий (как и устойчивости любых дисперсных систем) следует разграничивать два вида устойчивости: кинетическую (седиментационную) и агрегативную.

➤ Седиментационной называется устойчивость дисперсной фазы по отношению к силе тяжести, т.е. это способность системы противостоять оседанию или всплыванию частиц (глобул) дисперсной фазы под действием сил тяжести.

Для разбавленных систем кинетическая устойчивость может оцениваться, как величина обратная скорости оседания (или всплывания) частиц дисперсной фазы:

$$K_Y = \frac{1}{W_r} = \frac{9 \times \nu_N}{2(\rho_B - \rho_H)r_B^2 g},$$

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

$r$  – радиус частиц, м;

$\rho_B - \rho_H$  – разность плотностей дисперсной фазы и дисперсионной среды, кг/м<sup>3</sup>;

$\nu$  – кинематическая вязкость, м<sup>2</sup>/с;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

Из уравнения следует, что чем выше вязкость дисперсионной среды, меньше разность плотностей эмульгируемых сред и радиус глобул воды (частиц дисперсной фазы), тем выше кинетическая устойчивость эмульсий.

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

➤ Агрегативная устойчивость – это способность системы к сохранению дисперсности и индивидуальности частиц дисперсной фазы.

В таких агрегатах частицы еще сохраняются как таковые какое-то время, затем самопроизвольно сливаются с уменьшением поверхности раздела фаз:  $d \uparrow \rightarrow D \downarrow \rightarrow S \downarrow$ .

Следствием потери агрегативной устойчивости является потеря седиментационной (кинетической) устойчивости:  $d \uparrow \rightarrow D \downarrow \rightarrow S \downarrow \rightarrow KY \downarrow$ .

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

Некоторые нефтяные эмульсии обладают чрезвычайно высокой устойчивостью и могут существовать долго.

Однако, несмотря на термодинамическую неустойчивость ( $\Delta F > 0$ ), нефтяные эмульсии (как и многие другие лиофобные коллоидные системы) оказываются устойчивыми кинетически, не изменяясь заметно в течение длительного времени.

Наблюдаемая долговечность таких систем свидетельствует о том, что наряду с ван-дер-ваальсовскими силами притяжения между частицами существуют и силы отталкивания или эффекты, препятствующие притяжению.

#### **1.4 Физико-химические свойства природных эмульгаторов**

Для образования эмульсий недостаточно только перемешивания двух несмешивающихся жидкостей. Действительно, при интенсивном встряхивании бензола или растительного масла с водой, эмульсия существует лишь во время встряхивания или в момент его окончания, после чего сразу же начинается коалесценция, быстро приводящая к разделению системы на два жидких слоя. Длительное существование эмульсий обеспечивается лишь в условиях стабилизации за счет образования адсорбционно-сольватного слоя на межфазной границе.

➤ Вещества, стабилизирующие эмульсии, называются эмульгаторами.

Они содержатся в нефти, это:

1. Асфальтены;
2. Смолы;
3. Кристаллы парафина;
4. Нафтенновые кислоты;
5. Порфирины;
6. Твердые минеральные частицы: глина, сульфид железа.

Эмульгаторы присутствуют и в пластовой воде: это кислоты и соли.

Все нефти образуют эмульсии, но способность их к эмульгированию далеко не одинакова, поэтому:

1) чем больше в нефти содержится полярных компонентов, тем выше стойкость образующейся эмульсии: известно, что нефти парафинового основания образуют менее стойкие эмульсии, чем нефти нафтенового основания;

2) чем больше минерализация воды, тем выше стойкость эмульсии.

Т.к. неустойчивость эмульсий связана, прежде всего, с избытком межфазной свободной энергии, то эмульгаторами должны быть вещества, снижающие поверхностное натяжение на границе раздела фаз. Такие вещества называются поверхностно-активными (ПАВ).

В процессе перемешивания нефти с пластовой водой и образования мелких капелек воды, частицы эмульгатора адсорбируются на поверхности этих капелек (или, как принято говорить, на поверхности раздела фаз) и образуют пленку (оболочку), препятствующую слиянию капелек при столкновении. Таким образом, ПАВ создают структурно-механический барьер.

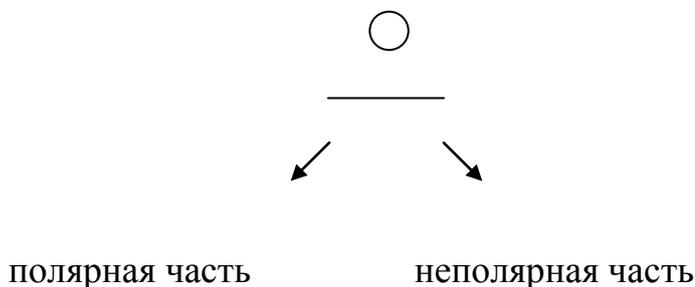
Адсорбционные слои структурируются вследствие ориентации (взаимодействия) молекул и боковой когезии (т.е. в результате притяжения диполей полярных групп соседних молекул, образования водородных связей или гидрофобного взаимодействия неполярных групп). Такие адсорбционные слои обладают определенными структурно-механическими свойствами: высокой вязкостью и прочностью.

Изучение свойств этих пленок показало, что асфальтены и порфирины образуют наиболее прочные твердообразные пленки, а смолы – весьма слабые пленки. Поэтому в композиции со смолами асфальтены дают жидкообразные пленки.

Строение ПАВ. Молекулы ПАВ имеют характерную особенность строения – дифильность, т.е. имеют полярную, гидрофильную часть или

группу (-COOH, -OH и др.) и неполярную часть, например углеводородные радикалы.

Это изображается следующим образом:



Благодаря такому дифильному строению, молекулы эмульгатора концентрируются на поверхности раздела фаз, определенным образом ориентируются – полярной группой в сторону воды, а неполярной – к нефти, и создают структуру – механический барьер, защищающий капли воды от слияния при столкновениях (рисунок 1.5).

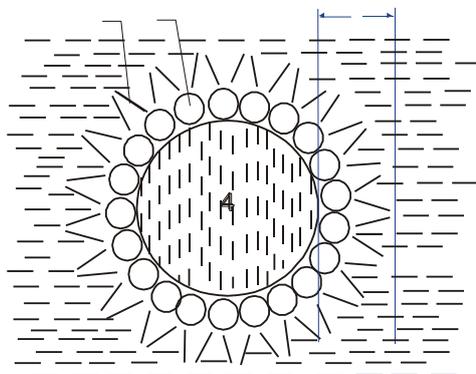


Рисунок 1.3- Строение бронирующей оболочки

Таким образом, стабилизирующее действие эмульгатора заключается:

- 1) в снижении поверхностного натяжения на межфазной границе;
- 2) в образовании структурно-механического барьера.

Обобщая влияние рассмотренных двух факторов, дисперсности и природных эмульгаторов, на устойчивость нефтяных эмульсий, следует отметить, термодинамически неустойчивая, в силу избытка поверхностной

энергии, система может самопроизвольно перейти в устойчивое состояние двумя путями:

$$F = \sigma * S,$$

отсюда  $F \downarrow$  за счет  $S \downarrow$  или  $\sigma \downarrow$ ,

$S$  уменьшается - при потере устойчивости за счет снижения дисперсности  $D \downarrow$ , поверхностное натяжение уменьшается - за счет адсорбции эмульгаторов. т.е. эмульгаторы, снижая поверхностное натяжение, придают системе некоторую кинетическую устойчивость.

Для всех практических целей важно знать тип образующейся эмульсии: Н/В или В/Н. В концентрированных системах тип эмульсии определяется (гидрофильно-гидрофобным балансом) эмульгатором: если эмульгатор гидрофильное вещество – получается прямая эмульсия: Н/В; если эмульгатор гидрофобное вещество – получается обратная эмульсия: В/Н, вне зависимости от класса эмульгатора.

Несомненно, что после диспергирования сравнимых между собой объемов нефти и воды в первый момент существуют капли и воды и нефти. Затем капли одного типа, менее устойчивые, коалесцируют, образуя дисперсионную среду, а более устойчивые выживают и становятся дисперсной фазой. Устойчивость обеспечивается в том случае, если защитный барьер расположен вне капли, в дисперсионной среде, а не внутри капли.

При смене типа эмульгатора, например в результате добавления электролита, может произойти обращение фаз эмульсии.

Таким образом, если управлять прочностью адсорбционных слоев, изменяя рН, концентрацию ионов, вводя ПАВ и т.д., то можно, следовательно, воздействовать и на устойчивость дисперсной системы.

Интересно отметить, что сравнительные исследования эмульгаторов промысловых водонефтяных эмульсий показали, что:

- даже близкие по характеристикам нефти могут значительно отличаться по составу эмульгаторов;

- эмульсионные пробы нефтей, отобранные в разное время и из различных точек системы сбора одного и того же месторождения могут значительно отличаться по устойчивости и составу эмульгаторов.

### **1.5 Старение эмульсий**

Адсорбция эмульгаторов на поверхности раздела фаз, формирование защитного слоя, всегда протекает во времени, (т.е. требуется определенное время). Поэтому эмульсия В/Н со временем становится более устойчивой, т.е. происходит ее «старение» (заканчивается примерно за сутки). Из-за этого свежие эмульсии разрушаются легче и быстрее. Важный практический вывод: чем раньше начать разрушать эмульсию, тем будет легче ее разрушить.

Обезвоженная, обессоленная и дегазированная нефть после завершения окончательного контроля поступает в резервуары товарной нефти и затем на головную насосную станцию магистрального нефтепровода.

Рассмотрим основные принципы технологических процессов промышленной подготовки нефти и воды. Продукция нефтяных скважин прежде всего подвергается процессу сепарации (отделению от нефти газа, а также воды). Сепарацию нефти выполняют в специальных агрегатах-сепараторах, которые бывают вертикальными и горизонтальными. Обезвоживание и обессоливание нефти – взаимосвязанные процессы, т.к. основная масса солей сосредоточена в пластовой воде и удаление воды приводит одновременно к обессоливанию нефти.

Обезвоживание нефти затруднено тем, что нефть и вода образуют стойкие эмульсии типа "вода в нефти". В этом случае вода диспергирует в нефтяной среде на мельчайшие капли, образуя стойкую эмульсию. Следовательно, для обезвоживания и обессоливания нефти необходимо отделить от нее эти мельчайшие капли воды и удалить воду из нефти. Для обезвоживания и обессоливания нефти используют следующие технологические процессы: гравитационный отстой нефти, горячий отстой

нефти, термохимические методы, электрообессоливание и электрообезвоживание нефти. Наиболее прост по технологии процесс гравитационного отстоя. В этом случае нефтью заполняют резервуары и выдерживают определенное время (48 ч и более). Во время выдержки происходят процессы коагуляции капель воды, и более крупные и тяжелые капли воды под действием сил тяжести (гравитации) оседают на дно и скапливаются в виде слоя подтоварной воды.

Однако гравитационный процесс отстоя холодной нефти – малопродуктивный и недостаточно эффективный метод обезвоживания нефти. Более эффективен горячий отстой обводненной нефти, когда за счет предварительного нагрева нефти до температуры 50 - 70<sup>0</sup>С значительно облегчаются процессы коагуляции капель воды и ускоряется обезвоживание нефти при отстое. Недостатком гравитационных методов обезвоживания является его малая эффективность.

Более эффективны методы химические, термохимические, а также электрообезвоживание и обессоливание. При химических методах в обводненную нефть вводят специальные вещества, называемые деэмульгаторами. В качестве деэмульгаторов используют ПАВ. Их вводят в состав нефти в небольших количествах от 5÷10 до 50÷60 г на 1 т нефти. Наилучшие результаты показывают так называемые неионогенные ПАВ, которые в нефти не распадаются на анионы и катионы. Это такие вещества, как дисолваны, сепаролы, дипроксилы и др. Деэмульгаторы адсорбируются на поверхности раздела фаз "нефть-вода" и вытесняют или заменяют менее поверхностно-активные природные эмульгаторы, содержащиеся в жидкости. Причем пленка, образующаяся на поверхности капель воды, непрочная, благодаря чему происходит слияние мелких капель в крупные, т.е. процесс коалесценции. Крупные капли влаги легко оседают на дно резервуара. Эффективность и скорость химического обезвоживания значительно повышается за счет нагрева нефти, т.е. при термохимических

методах, за счет снижения вязкости нефти при нагреве и облегчения процесса коалесценции капель воды.

Электрообезвоживание и электрообессоливание нефти связаны с пропуском нефти через специальные аппараты-электродегидраторы, где нефть проходит между электродами, создающими электрическое поле высокого напряжения (20÷30 кВ). Для повышения скорости электрообезвоживания нефть предварительно подогревают до температуры 50÷70°C [2].

### **1.6 Промысловая подготовка нефти**

При промысловой подготовке нефти в соответствии с необходимыми нормами и качеством нефть может проходить три основных технологических процесса: обезвоживание, обессоливание, стабилизация. Наиболее сложным является обезвоживание нефти. Трудность заключается в том, что нефть и вода склонны к образованию эмульсий обратного типа (т.е. вода в нефти), при этом содержание воды может достигать 80–90 %. Данные эмульсии достаточно трудно разбиваются. Частицы воды имеют размеры 1–10 микрон, при таком их размере силы тяжести и силы трения примерно равны, и тем самым разделение за счет разности плотностей практически отсутствует. Вокруг частиц воды возникает бронирующий слой из АСПВ, который проявляет поверхностно-активные свойства. Со временем такая эмульсия упрочняется. Механизм разрушения эмульсий основан на процессах коагуляции (слипания) и коалесценции воды.

Для проведения данных процессов применяют в основном тепловые и химические методы. Тепловой метод: жидкость подогревается в печах до температуры 35–70 °С и отправляется в отстойники. В процессе нагрева снижается вязкость жидкости, а значит, и силы внутреннего трения, увеличивается объем и снижается плотность, причем плотность нефти снижается значительно больше плотности воды, а следовательно, повышается разность плотностей воды и нефти.

Большие глобулы воды начинают догонять маленькие, пробивают бронирующий слой и объединяются. Химические методы: предполагают разбить ПАВ или убрать их с поверхности глобул воды. Добавляют реагенты, которые усиливают сродство АСПВ к нефти или к воде, таким образом добиваясь их ухода в нефть или в воду. Главное не ошибиться в расчетах и дозировке, иначе подобные действия могут привести к усилению эмульсии. Наиболее хорошие деэмульгаторы – ПАВ неионогенного типа (которые не диссоциируют на ионы в воде). Также применяются такие методы, как электродеэмульсация, центрифугирование, фильтрация или их совокупность.

**Обессоливание:** обеспечивается добавлением в нефть пресной воды, которая забирает на себя часть солей. Также существуют установки по электрообессоливанию нефти.

**Стабилизация:** регулирует давление насыщенных паров. Если нефть не стабилизировать, она будет терять легкие УВ везде, где есть контакт с атмосферой. Легкие УВ отделяют, но не выкидывают в атмосферу. Для этого нагретую нефть прогоняют через сепаратор или проводят ректификацию нефти (процесс массообмена жидкопаровой фазы при температуре 230 °С).

Требования к качеству товарной нефти определяют необходимость проведения ее промышленной подготовки. Продукция скважин после отделения газа поступает на пункты сбора в виде нефтяной эмульсии – механической смеси нефти и попутно добываемой воды. Образующаяся при перемешивании в скважинах и сборных нефтепроводах дисперсная система (нефтяная эмульсия) характеризуется определенной стойкостью и требует для разделения (деэмульсации) применения специальных средств и технологий. Частичное разрушение эмульсий происходит в нефтесборных коллекторах за счет ввода в скважинную продукцию специальных реагентов (деэмульгаторов) и обеспечения определенных режимов движения эмульсий в трубопроводах. Частичное отделение воды от нефти может происходить в УПСВ (установка предварительного сброса воды) перед сборным пунктом или после него. Неразрушенная эмульсия после ЦСП и УПСВ направляется

на УППН.

Одним из показателей качества товарной нефти является давление ее насыщенных паров. Чем больше это давление, тем в большей мере нефть испаряется (теряет легкие фракции) при контакте с атмосферным воздухом. С целью снижения давления насыщенных паров нефть при ее подготовке на промысле может подвергаться горячей сепарации или ректификации

## 2 ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

*Объектом исследования* является – технология промышленной подготовки нефти Игольско-Талового месторождения.

На рис 2. приведена технологическая схема Игольско-Талового месторождения. Игольско-Таловое нефтяное месторождение находится в Каргасокском районе, в юго-западной части Томской области. Месторождение нефти открыто в 1977 г. Всего на месторождении выявлено 5 залежей. С начала разработки на месторождении было добыто 24 млн. тонн нефти. Лицензия на право пользования участком недр, включающим Игольско-Таловое месторождение, принадлежит «Томскнефть ВНК».

Частично обезвоженная и частично дегазированная нефть поступает по сборному коллектору на центральный пункт сбора (ЦПС). На ЦПС сосредоточены установки по подготовке нефти и воды. На установке по подготовке нефти осуществляют в комплексе все технологические операции по ее подготовке.

### **Первая и вторая ступени сепарации нефти**

Нефтяная эмульсия Игольско - Талового месторождения, подается в коллектор ЦППН с узла подключений с давлением **1,6 кгс/см<sup>2</sup>**.

В приемном коллекторе I ступени сепарации в поток нефти подается деэмульгатор из блока дозирования реагента (БРХ N 431).

Расход деэмульгатора определяется достижением максимальной эффективности его действия, зависит от применяемой на данный момент марки.

Наиболее эффективным реагентом, из числа применяемых на УПН, показал себя реагент типа "Сепарол – WF - 41 ", расходная норма которого 8 – 10 г/т подготовленной нефти.

Обработанная реагентом нефтяная эмульсия с давлением 1,6 кгс/см<sup>2</sup> поступает на первую ступень сепарации УБС 6300 /14 (установка блочная сепарационная).

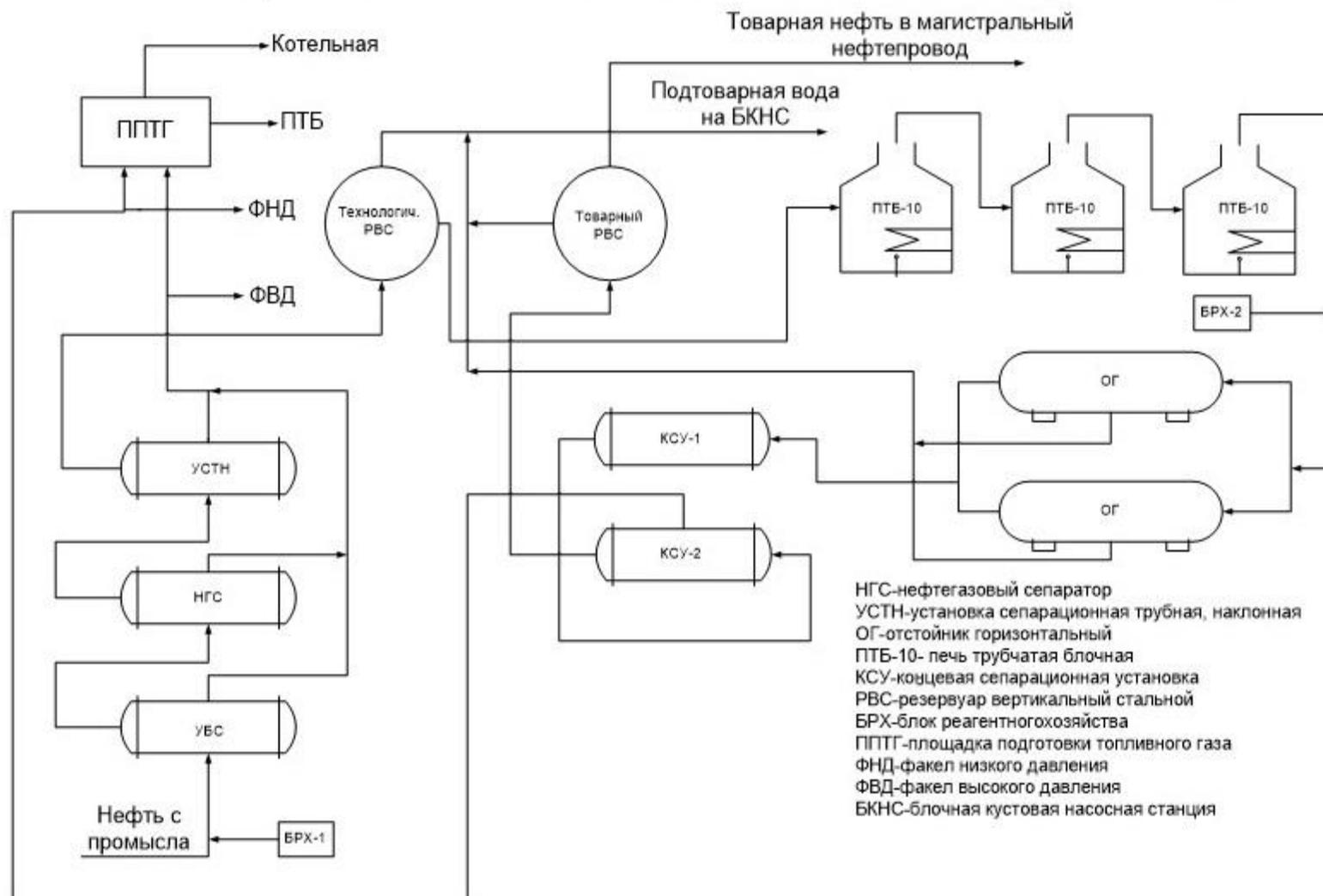


Рисунок 1.4 – Принципиальная технологическая схема ЦППН – 5 «Игол».

## **Разгазирование нефти**

Сепарационный блок УБС -6300/14 состоит из устройства предварительного отбора газа – депульсатора, емкости технологической, установленной горизонтально на двух опорах, каплеотбойника.

Газонефтяная смесь из приемного коллектора поступает в депульсатор, в котором происходит разделение расслоившихся в подводящем трубопроводе нефти и газа. Отделившийся газ отводится в каплеотбойник, а нефть поступает в технологическую емкость.

В каплеотбойнике газ проходит через струнные отбойники, очищается от капельной нефти и направляется в газовый сепаратор ГС с давлением  $1,4 \text{ кгс/см}^2$ .

Нефть в технологической емкости проходит через две перегородки из просечно-вытяжных листов, которые способствуют вытеснению промежуточного слоя между пузырьками газа, их коалесценции и отделению остаточного газа от нефти.

Из сепаратора УБС - 6300/14 частично разгазированная нефть с давлением  $1,6 \text{ кгс/см}^2$  поступает в успокоительный нефтеподводящий коллектор.

## **Разгазирование нефти в нефтегазовом сепараторе (НГС)**

НГС является промежуточным сепаратором I и II степени сепарации, (существующая схема позволяет использовать НГС как на второй степени сепарации, так и на первой, включая его последовательно или параллельно с УБС).

Из НГС нефть с давлением  $1,6 \text{ кгс/см}^2$  поступает в успокоительный нефтеподводящий коллектор.

**Разгазирование нефти на УСТН-1М Установка сепарационная трубная наклонная.** Из успокоительного коллектора нефть с давлением  $0,85 \text{ кгс/см}^2$  поступает в наклонную колонну, где происходит разделение газодонефтяной смеси на составляющие компоненты. Благодаря наклону нефтеотводящих трубопроводов, выделившийся газ и газ, увлеченный

потоком нефти, скапливается вдоль верхней образующей и движется вверх при нисходящем движении нефти. Весь газ выводится из колонны с давлением  $0,05 \text{ кгс/см}^2$  в газопровод низкого давления факельной системы.

Разгазированная нефть через нефтеотводящий коллектор самотеком поступает в технологический резервуар РВС-5000 № 5

**Первая ступень обезвоживания нефти в сырьевом резервуаре РВС-5000 №5.** Сырьевой резервуар предназначен для отделения пластовой воды, вывода подтоварной воды на БКНС, вывода частично обезвоженной нефти к насосам внутренней перекачки. Сброс подтоварной воды из технологического резервуара осуществляется на БКНС. Уровень подтоварной воды в сырьевом резервуаре поддерживается 180-200 см.

Из сырьевого резервуара с уровня 3-х или 5-ти метров нефть поступает в коллектор, подводящий к насосам внутренней перекачки.

Поступившая из технологического резервуара в коллектор нефть проходит через фильтр жидкостный сетчатый, предназначенный для защиты насосного оборудования.

**Вторая ступень обезвоживания нефти в горизонтальных отстойниках ОГ-200П.** С выхода насосов внутренней перекачки нефтяная эмульсия поступает в коллектор печи ПТБ –10

Нагрев нефтяной эмульсии до температуры  $40^\circ\text{C}$  активизирует работу деэмульгатора.

Нагретая эмульсия с давлением 1-  $2,6 \text{ кгс/см}^2$  поступает в отстойники ОГ – 200П для разделения нефтяной эмульсии на нефть и подтоварную воду.

Отстойник представляет собой горизонтальную емкость, оснащенную двумя коллекторами-распределителями.

Нефтяная эмульсия поступает в отстойный отсек по коллекторам-распределителям и через отверстия коробчатых распределителей, которые служат для гашения энергии вытекающих струй эмульсии, равномерного

распределения потока по аппарату и предотвращения перемешивания вышележащего отстоя нефти, равномерно распределяется по аппарату.

Принцип работы отстойника основан на гравитационном отстое и эффекте промывки эмульсии слоем отстоявшейся воды. Отстойный отсек, в зоне расположения обсадной трубы уровнемера и штуцера отвода воды, имеет вертикальные перегородки, препятствующие перемешиванию жидкости и образующие успокоительную зону.

Сброс воды из отстойников осуществляется в технологические резервуары № 1, № 2 с последующей откачкой на БКНС.

Обезвоженная нефть с обводненностью 0,6-0,8 % с давлением 1,2-1,5 кгс/см<sup>2</sup> поступает на концевые сепарационные установки (КСУ № 1, № 2).

Концевая сепарационная установка предназначена для окончательной сепарации нефти перед поступлением ее в резервуар товарной нефти.

Давление на выходе с КСУ не должно превышать 0,05 кгс/см<sup>2</sup>

Подготовленная нефть из концевого сепаратора самотеком с давлением 0,3 – 1 кгс/см<sup>2</sup> поступает в резервуар товарной нефти.

Резервуары товарной нефти предназначены для приема нефти с установки подготовки нефти, окончательного обезвоживания нефти путем отслаивания остаточной подтоварной воды, хранения, отпуска и учета нефти при проведении учетно-расчетных операций при приеме-сдаче нефти между "отправителями нефти" НГДУ "Васюганнефть" ОАО "Томскнефть" и грузополучателями ЛПДС "Парабель".

Подготовленную нефть насосы внешней перекачки с давлением 10-37 кгс/см<sup>2</sup> в линии нагнетания, подают на узел учета нефти (при работе по основному варианту приема-сдачи нефти) или в нефтепровод Игольско - Таловое-Герасимовское-Лугинецкое месторождения – Парабель при работе по резервной схеме – прием-сдача нефти по резервуарам.

Цехом подготовки нефти должны достигаться определенные параметры по качеству товарной нефти, которые приведены в таблице 4.1.

Таблица 1.1 - Физико-химические показатели товарной нефти  
(степень подготовки для нефтеперерабатывающих предприятий ГОСТ 9965 – 76)

Наименование показателя	Норма для группы		
		I	II
1. Содержание воды %, не более	,5	,5	
2. Содержание СL солей, мг/л не более	00	00	00
3. Содержание мех. примесей %, не более	,05	,05	,05
4. Давление насыщенных паров, кПа	6,7	6,7	6,7

В настоящее время на УПН Игольско-Талового месторождения обезвоживание нефти происходит на установках предварительного сброса пластовой воды: первая ступень- холодный отстой в сырьевых резервуарах, затем после нагрева до 40°С отделение воды в отстойниках ОГ-200П (рис 2.4).

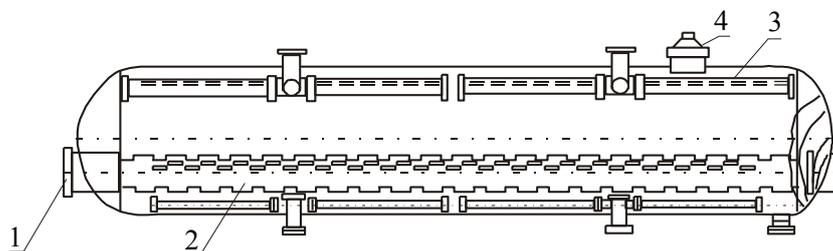


Рисунок 1.5 - Технологическая схема аппарата ОГ-200П для предварительного разделения нефти и пластовой воды

1 – патрубок ввода эмульсии; 2 – распределитель эмульсии: труба Ø700мм, 64 ряда отверстий, в ряду – 285 отверстий, продольный вырез: ширина – 6мм, длина – 60мм; 3 – трубы для вывода обезвоженной нефти; 4 – вывод газа

*Методы расчета* – методики расчета химико-технологической аппаратуры [18 – 23].



### 4.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта.

Таблица 4.2 - SWOT-анализ

	<p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <p>С1.Снижение себестоимости нефти за счет производительности установки</p> <p>С2.снижение расхода деэмульгатора</p> <p>С3. Безопасность и экологичность проекта.</p> <p>С4.Квалифицированный персонал</p>	<p><b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <p>Сл1.Отсутствие маркетинговых услуг по продвижению результатов проекта.</p> <p>Сл2.Отсутствие инжиниринговых услуг по обучению персонала для работы над проектом</p>
<p><b>Возможности:</b></p> <p>В1Снижение себестоимости продукта</p> <p>В2.Снижение расхода материалов</p>	<p>Получение дополнительных результатов в процессе исследования.</p>	<p>Повышение квалификации и обучение персонала</p>
<p><b>Угрозы:</b></p> <p>У1.Отсутствие спроса на новации в сфере исследовательского проекта.</p> <p>У2. Сертификация продукции</p>	<p>1. Разработка нормативной документации</p> <p>2.Лицензирование</p>	<p>1. Изменение процесса</p> <p>2.Продвижение новых технологий</p>

#### 4.4. Оценка готовности проекта к коммерциализации

Таблица 4.3. - Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научно-проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
	Определен имеющийся научно-технический задел	3	1
	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	4	4
	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	3	2
	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	4	3
	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	2	1
	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	2	1
	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	2	4
	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	1	2
	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	4
0.	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	2
1.	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	3	1
2.	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	3	2
3.	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	1	2
4.	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	2	3
5.	Проработан механизм реализации научного проекта	2	2
	<b>ИТОГО БАЛЛОВ</b>	<b>38</b>	<b>34</b>

## Инициация проекта

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

Таблица 4.4. - Заинтересованные стороны проекта

<b>Заинтересованные стороны проекта</b>	<b>Ожидания заинтересованных сторон</b>
Вп «ОАО»ТомскНИПИнефть то	модернизация установки подготовки нефти для повышения эффективности разделения нефтяной эмульсии.

Таблица 4.5 - Цели и результат проекта

<b>Цели проекта:</b>	разработка мероприятий по усовершенствованию работы ЦППН и систем сбора и подготовки нефти
<b>Ожидаемые результаты проекта:</b>	Снижение себестоимости, увеличение производительности
<b>Критерии приемки результата проекта:</b>	1.Программа капитальных вложений Игольского нефтяного месторождения на 2015 год .2. Заключение Экспертизы промышленной безопасности, регистрационный № заключения 58-ТУЗ. 3. Лицензия на право пользования недрами ТН № 000НЭ Игольско-Талового месторождения, срок до 26.04.2038г.
<b>Требования к результату проекта:</b>	<b>Требование:</b>
	Составить выводы об изменении производительности установки.

## Организационная структура проекта

Таблица 4.6 - Рабочая группа проекта

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудо- затраты, час.
		Руководитель	Координация деятельности проекта	
		Исполнитель	Выполнение ВКР	
ИТОГО:				

Таблица 4.7 - Ограничения проекта

Фактор	Ограничения/ допущения
3.1. Бюджет проекта	235 627
3.1.1. Источник финансирования	ОАО «ТН ВНК» То
3.2. Сроки проекта:	04.03.15-4.06.15
3.2.1. Дата утверждения плана управления проектом	04.03.15
3.2.2. Дата завершения проекта	04.06.15

## 4.5. Планирование управления научно-техническим проектом

### 4.5.1. План проекта

Таблица 4.8 - Линейный график.

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Изучение литературы, составление литературного обзора	10	04.03	14.03	
Расчет на математической модели	4	14.03	18.03	
Обсуждение полученных результатов	35	01.04	05.05	
Оформление выводов	10	05.05	15.05	
Оформление пояснительной записки	11	20.05	01.06	
<b>Итого:</b>	<b>70</b>			

Таблица 4.9 - Календарный план-график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнители	Т <sub>к</sub> , кал ,дн.	Продолжительность выполнения работ														
			февр		март			апрель			май			июнь			
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
Изучение литературы, составление литературного обзора	Специалист	10															
Расчет на математической модели	Специалист	4															
Обсуждение полученных результатов	Специалист, руководитель	35															
Оформление выводов	Специалист	10															
Оформление пояснительной записки	Специалист	11															

#### 4.6 Бюджет научного исследования

#### Сырье, материалы, покупные изделия и полуфабрикаты (за вычетом отходов)

Таблица 4.10. - Группировка затрат по статьям

Затраты по статьям				
Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого плановая себестоимость
70	7805	178241	49511	235627

Таблица 4.11 - Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование	Единица измерений	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
деэмульгатор	мкм	0,09	65	5,85
Всего за материалы			30,2	
Транспортно-заготовительные расходы (3-5%)			33,95	
Итого по статье $C_m$				70

***Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ***

Таблица 4.12 - Расчет затрат по статье «Спецоборудование для НИР»

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость с учетом НДС, руб.	Норма амортизации, %	Амортизация, руб.
1	Расх. Материалы	1	156100	15	23415
	Итого		156100		23415
	За период выполнения НИР				7805

**Основная заработная плата**

Таблица 4.13 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Специальтет
Календарное число дней	100	120
Количество нерабочих дней	35	35
- выходные дни	6	6
- праздничные дни		
Потери рабочего времени		
- отпуск	-	-
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	59	59

Таблица 4. 14 - Расчёт основной заработной платы

Исполнители	З <sub>б</sub> , руб.	k <sub>р</sub>	З <sub>м</sub> , руб	З <sub>дн</sub> , руб.	T <sub>р</sub> , раб.дн.	З <sub>осн</sub> , руб.
Руководитель	23264,86	1,3	30244,4	8102	22	178241
Специалист	8000	1,3	10400	1833,2	22	40330,8

### Дополнительная заработная плата научно-производственного персонала

Таблица 4.15 - Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Специалист
Основная зарплата	178241	40330,8
Дополнительная зарплата		-
Итого по статье C <sub>зн</sub>	178241	40330,8

### Отчисления на социальные нужды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

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

где  $k_{\text{внеб}} = 27,1$  % коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Таблица 4.16 - Отчисления на социальные нужды

	Руководитель	Специалист
Зарплата	178241	40330,8
Отчисления на социальные нужды	49511	11203

#### 4.7 Организационная структура проекта

В практике используется несколько базовых вариантов организационных структур: функциональная, проектная, матричная.

Наиболее подходящей организационной структурой является проектная структура, представленная на рисунке 1.

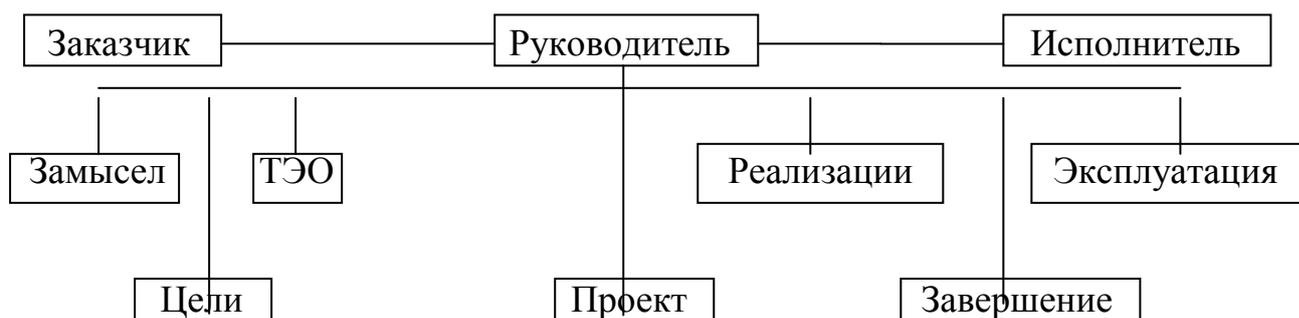


Рисунок 4.1 - Организационная структура проекта.

**Вывод:** На основе проведенного анализа выбора организационной структуры научного проекта, было выявлено, что наиболее выгодной является проектная структура.

#### Энергопотребление

Расчет затрат на электроэнергию научного оборудования приведен в таблице 4.17 (при средней стоимости 1 кВт электроэнергии -7 руб.).

Таблица 4.17-Затраты на электроэнергию

№	Наименование прибора	Количество, штук	Потребляемая мощность, кВт/ч	T приб., ч	E,кВт*ч	Стоимость, руб.
1	Лабораторное оборудование	1	0,009	0,5	0,0045	0,0315
2	Стабилизатор	1	2,6	30	78	546
3	ЭДГ	1	0,56	52	29,12	203,84
<b>ИТОГО</b>						<b>749,87</b>

## **5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования**

Показатели экономической эффективности проекта учитывают финансовые последствия его осуществления для предприятия, реализующего данный проект. В этом случае показатели эффективности проекта в целом характеризуют с экономической точки зрения.

Эффективность научного ресурсосберегающего проекта включает в себя социальную эффективность, экономическую и бюджетную эффективность. Показатели общественной эффективности учитывают социально-экономические последствия осуществления инвестиционного проекта как для общества в целом, в том числе непосредственные результаты и затраты проекта, так и затраты, и результаты в смежных секторах экономики, экологические, социальные и иные внеэкономические эффекты.

Бюджетная эффективность характеризуется участием государства в проекте с точки зрения расходов и доходов бюджетов всех уровней.

### **5.1 Динамические методы экономической оценки инвестиций**

Динамические методы оценки инвестиций базируются на применении показателей:

- Чистая текущая стоимость (**NPV**);
- срок окупаемости (**PP**);
- внутренняя ставка доходности (**IRR**);
- индекс доходности (**PI**).

Все перечисленные показатели основываются на сопоставлении чистых денежных поступлений от операционной и инвестиционной деятельности, и их приведении к определенному моменту времени. Теоретически чистые денежные поступления можно приводить к любому моменту времени (к будущему либо текущему периоду). Но для практических целей оценку инвестиции удобнее осуществлять на момент принятия решений об инвестировании средств.

## 5.2 Чистая текущая стоимость (NPV)

Данный метод основан на сопоставлении дисконтированных чистых денежных поступлений от операционной и инвестиционной деятельности.

NPV определяется по формуле

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{ЧДП_{опt}}{(1+i)^t} - I_0,$$

где  $ЧДП_{опt}$  – чистые денежные поступления от операционной деятельности;

$I_0$  – разовые инвестиции, осуществляемые в нулевом году;

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

$n$  – горизонт расчета;

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

Чистая текущая стоимость является абсолютным показателем. Условием экономичности инвестиционного проекта по данному показателю является выполнение следующего неравенства:  $NPV > 0$ .

Чем больше  $NPV$ , тем больше влияние инвестиционного проекта на экономический потенциал предприятия, реализующего данный проект, и на экономическую ценность этого предприятия.

Таким образом, инвестиционный проект считается выгодным, если  $NPV$  является положительной.

Таблица 5.1 - Расчет чистой текущей стоимости по проекту в целом

№	Наименование показателей	Шаг расчета				
		0	1	2	3	4
1.	Выручка от реализации, тыс.руб	0	230112	230112	230112	230112
2.	Итого приток	0	230112	230112	230112	230112
3.	Инвестиционные издержки, тыс.руб.	-235627	0	0	0	0
4.	Операционные затраты, тыс. руб С+Ам+ФОТ	0	48449	48449	48449	48449
5.	Налоги Выр-опер=донал.приб*20%	0	36333	36333	36333	36333

Продолжение таблицы 5.1						
6.	Итого отток Опер.затр+налоги	-235627	84782	84782	84782	84782
7.	Чистый денежный поток ЧДП=Пчист+Ам Пчист=Пдонал.-налог		153135	153135	153135	153135
8.	Коэффициент дисконтирования (приведения при $i = 0,20$ )	1,0	0,833	0,694	0,578	0,482
9.	Дисконтированный чистый денежный поток ( $c7*c8$ )	-235627	127561,5	106275,7	88512,03	73811,07
10.	Тоже нарастающим итогом ( <b>NPV</b> )	-235627	-108066	-1790	86722	160533

Таким образом, чистая текущая стоимость по проекту в целом составляет 160 533 д. ед., что позволяет судить о его эффективности.

### 5.3 Дисконтированный срок окупаемости

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

Этот недостаток устраняется путем определения дисконтированного срока окупаемости.

Наиболее приемлемым методом установления дисконтированного срока окупаемости является расчет кумулятивного (нарастающим итогом) денежного потока (см. табл. 5.2).

Таблица 5.2 – Дисконтированный срок окупаемости

№	Наименование показателя	Шаг расчета				
		0	1	2	3	4
1.	Дисконтированный чистый денежный поток ( $i = 0,20$ )	-235627	127561,5	106275,7	88512,03	73811,07
2.	Тоже нарастающим итогом	-235627	-108066	-1790	86722	160533
3.	Дисконтированный срок окупаемости	<b>PP<sub>дск</sub> = 1 + 108066 / 106275,7 = 2,01</b> месяца				

#### 5.4 Внутренняя ставка доходности (IRR)

Для установления показателя чистой текущей стоимости (NPV) необходимо располагать информацией о ставке дисконтирования, определение которой является проблемой, поскольку зависит от оценки экспертов. Поэтому, чтобы уменьшить субъективизм в оценке эффективности инвестиций на практике широкое распространение получил метод, основанный на расчете внутренней ставки доходности (IRR).

Между чистой текущей стоимостью (NPV) и ставкой дисконтирования (i) существует обратная зависимость. Эта зависимость следует из таблицы 5.3 и графика, представленного на рисунке 2.

Таблица 5.3 - Зависимость NPV от ставки дисконтирования

№ п/п	Наименование показателя	0	1	2	3	4	NPV
1	Чистые денежные потоки	-235627	153135	153135	153135	153135	
2	Коэффициент дисконтирования						
	i=0,1	1	0,909	0,826	0,751	0,683	
	i=0,2	1	0,833	0,694	0,578	0,482	
	i=0,4	1	0,714	0,51	0,364	0,26	
	i=0,5	1	0,667	0,444	0,295	0,198	
	i=0,6	1	0,625	0,390	0,244	0,095	
	i=0,7	1	0,588	0,335	0,203	0,070	
3	Дисконтированный денежный поток						
	i=0,1	-235627	139200	126490	115004	104591	249658
	i=0,2	-235627	127561	106276	88512	73811	160533
	i=0,4	-235627	109338	78099	55741	39815	47366
	i=0,5	-235627	102141	67992	45175	30321	10002
	i=0,6	-235627	95709	59723	37365	14548	-28282
	i=0,7	-235627	90043	51300	31086	10719	-52478

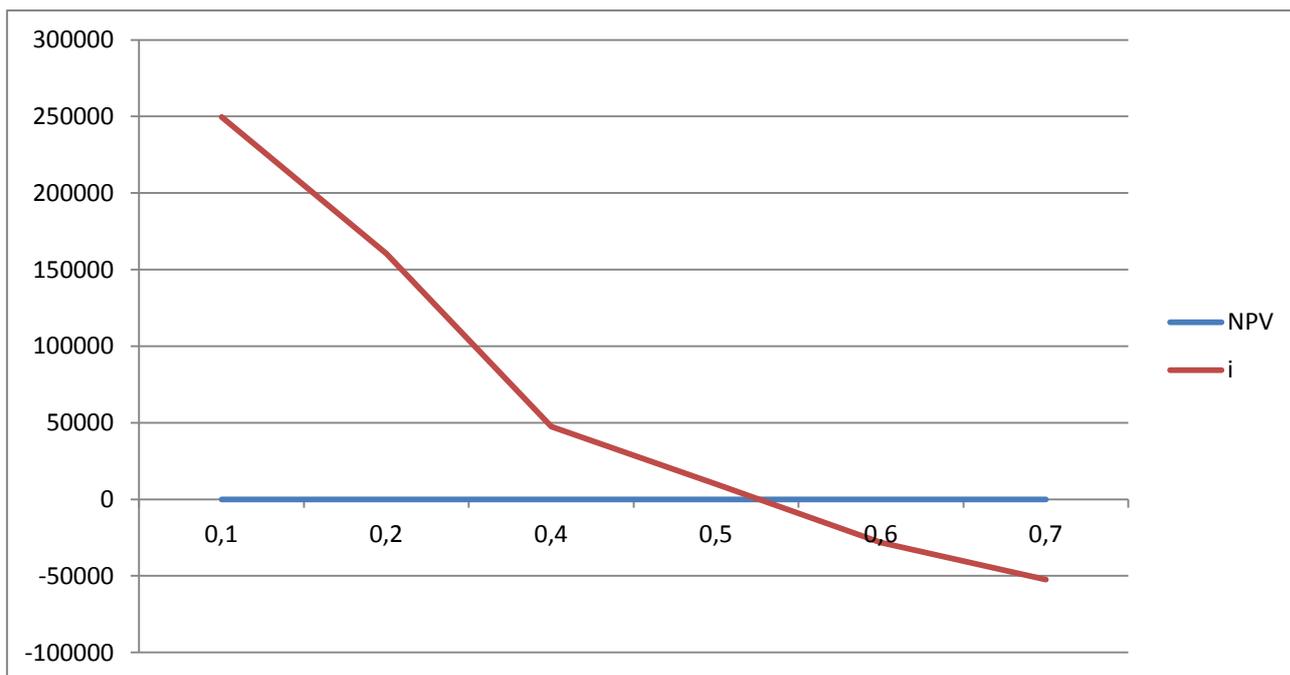


Рисунок 5.1 – Зависимость NPV от ставки дисконтирования

Из таблицы и графика следует, что по мере роста ставки дисконтирования чистая текущая стоимость уменьшается, становясь отрицательной. Значение ставки, при которой NPV обращается в нуль, носит название «внутренней ставки доходности» или «внутренней нормы прибыли». Из графика получаем, что IRR составляет 0,4.

### 5.5 Индекс доходности (рентабельности) инвестиций (PI)

Индекс доходности показывает, сколько приходится дисконтированных денежных поступлений на рубль инвестиций.

Расчет этого показателя осуществляется по формуле

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{ЧПД_t}{(1+i)^t} / I_0,$$

где  $I_0$  – первоначальные инвестиции.

$$PI = \frac{127561+106276+88512+73811+160533}{235627} = 1,7.$$

$PI=1,11 > 1$ , следовательно, проект эффективен при  $i=0,2$ ;  $NPV=160\ 533$ .

## 5.6 Оценка сравнительной эффективности исследования

Таблица 5.5 – Группировка затрат по статьям аналогов разработки

Вариант исполнения аналога №	Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого плановая себестоимость
1	100	572615	204544	70240	847499
2	70	7805	178241	49511	235627

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{520745}{847499} = 0,61,$$

$$I_{\Phi}^{a1} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{847499}{847499} = 1,$$

$$I_{\Phi}^{a2} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{235627}{847499} = 0,28,$$

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).

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

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

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

где  $I_m$  – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;  $a_i$  – весовой коэффициент i-го параметра;

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

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности рекомендуется проводить в форме таблицы, пример которой приведен ниже.

Таблица 5.6 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,1	4	5	4
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	4	3	1
3. Помехоустойчивость	0,15	5	5	2
4. Энергосбережение	0,15	4	5	4
5. Надежность	0,30	4	3	3
6. Материалоемкость	0,15	2	2	2
ИТОГО	1	23	23	16

$$I_m^p = 4 * 0,1 + 4 * 0,15 + 5 * 0,15 + 4 * 0,15 + 4 * 0,30 + 5 * 0,15 = 3,85;$$

$$I_m^1 = 5 * 0,1 + 3 * 0,15 + 5 * 0,15 + 4 * 0,15 + 5 * 0,30 + 2 * 0,15 = 3,65;$$

$$I_m^2 = 4 * 0,1 + 1 * 0,15 + 2 * 0,15 + 5 * 0,15 + 3 * 0,30 + 2 * 0,15 = 2,65.$$

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

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_{\phi}^p} = \frac{3,85}{0,61} = 6,31;$$

$$I_{\text{финр}}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_{\phi}^{a1}} = \frac{3,65}{1} = 3,65;$$

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_m^{a2}}{I_{\phi}^{a2}} = \frac{2,65}{0,28} = 9,4.$$

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

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^{a1}} = \frac{6,31}{3,65} = 1,7,$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^{a2}} = \frac{6,31}{9,4} = 0,7,$$

где  $\mathcal{E}_{\text{ср}}$  – сравнительная эффективность проекта;  $I_{m^p}$  – интегральный показатель разработки;  $I_{m^a}$  – интегральный технико-экономический показатель аналога.

Таблица 5.7 - Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Аналог 1	Аналог 2	Разработка
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,28	0,61
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,65	2,65	3,85
3	Интегральный показатель эффективности	3,65	9,4	6,31
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,7		0,7

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет судить о приемлемости существующего варианта решения поставленной в дипломной работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

В ходе проведения анализа показателей эффективности инвестиций была получена чистая текущая стоимость (NPV) –160 533тыс. руб.

Данный инвестиционный проект можно считать выгодным, NPV положительная величина. Дисконтированный срок окупаемости проекта ( $PP_{дск}$ ) составляет 2,01 месяца. Внутренняя ставка доходности (IRR) – 40% – инвестиционный проект экономически оправдан, так как выполняется условие неравенства  $IRR > i$ . Индекс доходности (PI) – 1,7 превышает единицу, следовательно, что данная инвестиция приемлема.

