

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки (специальность) 18.03.01. «Химическая технология»  
(Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов)  
Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Повышение эффективности подготовки нефти на ЦППН №5</b>
<u>УДК 622.276.8.665 62</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д33	Щербачевич Игорь Игоревич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кузьменко Е.А.	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	Король И.С.	к.х.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ООП, доцент	Кузьменко Е.А.	к.т.н		

Томск – 2018 г.

## Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P1	Применять базовые и специальные, математические, естественнонаучные, социально-экономические и профессиональные знания в профессиональной деятельности
P2	Применять знания в области современных химических технологий для решения производственных задач
P3	Ставить и решать задачи производственного анализа, связанные с созданием и переработкой материалов с использованием моделирования объектов и процессов химической технологии
P4	Разрабатывать <b>новые</b> технологические процессы, проектировать и использовать новое оборудование химической технологии, <b>проектировать объекты химической технологии в контексте предприятия, общества и окружающей среды</b>
P5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области современных химических технологий
P6	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современное высокотехнологичное оборудование, обеспечивать его высокую эффективность, <b>выводить на рынок новые материалы</b> , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на химико-технологическом производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.
<i>Общекультурные компетенции</i>	
P7	Демонстрировать знания социальных, этических и культурных аспектов профессиональной деятельности.
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.
P9	<b>Активно</b> владеть <b>иностраннным языком</b> на уровне, позволяющем разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности.
P10	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, <b>демонстрировать лидерство в инженерной деятельности и инженерном предпринимательстве</b> , ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.

Министерство образования и науки Российской Федерации  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования

«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Центр цифровых образовательных технологий  
Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки (специальность) 18.03.01. «Химическая технология» (Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов)  
Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП  
Мойзес О.Е.  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

**Бакалаврской работы**

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

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Д33	Щербачевич Игорю Игоревичу

Тема работы:

**Повышение эффективности подготовки нефти на ЦППН №5**

Утверждена приказом директора (дата, номер)

от 13.04.18 г. №2589

Срок сдачи студентом выполненной работы:

28.05.18 г.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

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

**Объект исследования** – установка подготовки нефти ЦППН № 5, **производительность** -8,2 млн тонн в год , **режим работы** – непрерывный; **вид сырья** – пластовая нефть Игольско-Талового месторождения; **требование к продукту** – соответствие ГОСТ 2084-77; **особые требования** к пожаро-, взрывобезопасности, экологической безопасности производства, энергосбережению,

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p><b>Аналитический обзор:</b> Особенности технологии первичной подготовки нефти, оборудование установок первичной подготовки нефти;  <b>Постановка задачи исследования;</b>  <b>Описание процедуры исследования;</b>  <b>Обсуждение результатов выполненной работы;</b>  <b>Заключение по работе</b></p>
--	---

<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p><b>Технологическая схема ЦППН № 5;</b>  <b>Схема модернизации УПН</b>  <b>Результаты исследования</b></p>
--	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	<b>К.э.н., доцент Рыжакина Татьяна Гавриловна</b>
<b>Социальная ответственность</b>	<b>Доцент Король Ирина Степановна</b>

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**


<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	<b>15.01.18 г.</b>
---	--------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	<b>Кузьменко Е.А.</b>	К.т.н, доцент		15.01.18 г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д33	<b>Щербачевич И.И.</b>		15.01.18 г.

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 18.03.01. «Химическая технология»  
(Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов)  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

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

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	28.05.2018
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
19.02.2018 г.	<i>Работа с литературой: теоретическая часть, эмульсии и их классификации, способы деэмульгирования, электродегидраторы и их классификация</i>	20
25.03.2018 г.	<i>Рассмотрение объектов исследования(Технологическая схема и основные параметры процесса, стадии)</i>	15
02.04.2018 г.	<i>Оценка работы технология подготовки нефти, характеристика исходного сырья</i>	10
22.04.2018 г.	<i>Расчет экспериментальной части исследования</i>	20
22.05.2018 г.	<i>Завершение разделов «Социальная ответственность» и «Финансовый менеджмент»</i>	25
28.05.2018 г.	<i>Сдача готовой работы</i>	
05.06.2018 г.	<i>Размещение в ЭБС</i>	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООП, доцент	Кузьменко Е.А	к.т.н., доцент		

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ООП, доцент	Кузьменко Е.А.	к.т.н., доцент		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Д33	Щербачевич Игорь Игоревич

<b>Институт</b>	<b>ОХИ ИШПР</b>	<b>Кафедра</b>	<b>Химическая технология</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов

**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>	
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	

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

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	<i>Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта</i>
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	<i>Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.</i>
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ</i>
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Проведение оценки экономической эффективности процесса подготовки нефти ЦППН № 5</i>

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

1. Сегментирование рынка
2. Оценка конкурентоспособности технических решений
3. Матрица SWOT
4. График проведения и бюджет НТИ
5. Расчёт чистого денежного потока
6. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ

**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	Кандидат экономических наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Д33	Щербачевич Игорь Игоревич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Д33	Попова Анна Юрьевна

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОХИ ИШПР</b>
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	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	Объектом исследования являются очистные сооружения очистки сточных вод от нефтепродуктов; рабочая зона - лаборатория эколого-аналитического контроля. Область применения- нефтяная промышленность.
--	--

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

<b>1. Производственная безопасность:</b>	1.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации объекта исследования; 1.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований; 1.3 Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов.
<b>2. Экологическая безопасность:</b>	2.1. Анализ возможного влияния объекта исследования на окружающую среду; 2.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	3.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований; 3.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС.
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>	4.1 Правильное расположение и компоновка рабочего места, удобной позы и свободы трудовых движений.

**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 кафедры социальной ответственности	Король И.С.	к.х.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Д33	Щербачевич Игорь Игоревич		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 97 страниц, 25 таблиц, 4 рисунка, 21 источников литературы, 6 приложений

Ключевые слова: Обезвоживание, подготовка, нефть, обессоливание, процесс.

Цель работы –повышение эффективности подготовки нефти на центральном пункте сбора Игольского месторождения.

Для решения поставленной цели были сформулированы следующие основные задачи:

Предлагается включить электродигитратор в существующую схему обезвоживания и обессоливания нефти после двух параллельно работающих отстойников.

Методы решения поставленных задач при решении поставленных задач использованы результаты теоретических, лабораторных и промысловых исследований с применением стандартных методов и методик расчета отстойного оборудования.

Рассчитана производительность электродегидратора с учетом свойств нефти Игольского месторождения.

Введение электродегидратора позволяет получить стабильные результаты по содержанию воды и солей в нефти в настоящее время, содержание воды в нефти после отстойников находится в пределах 1,5-10%. А содержание солей в нефти 115-250г/м.<sup>3</sup>

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word.



## Оглавление

Введение.....	11
1 Обзор литературы.....	12
1.1 Эмульсии и их классификация.....	12
1.2 Устойчивость нефтяных эмульсий.....	13
1.3 Дезэмульгаторы.....	18
1.3.1 Классификация дезэмульгаторов.....	18
1.3.2 Механизм действия дезэмульгаторов.....	20
1.4 Способы дезэмульгирования.....	22
1.4.1 Гравитационное холодное разделение.....	24
1.4.2 Фильтрация.....	24
1.4.3 Центрифугирование.....	25
1.4.4 Внутритрубная дезэмульсация.....	26
1.4.5 Термохимическое обезвоживание и обессоливание.....	27
1.4.6 Электрическое обезвоживание и обессоливание.....	30
1.5. Электродегидраторы и их классификация.....	33
1.5.1 Конструкции электродегидраторов.....	35
1.5.2 Перспективы развития электродегидраторов.....	36
2 Общая характеристика объекта.....	39
2.1 Технология подготовки нефти, характеристика исходного сырья.....	43
2.2 Технологическая схема первичной подготовки нефти.....	47
2.2.1 Описание технологического процесса установки подготовки нефти ЦППН-5.....	47
2.2.2 Регламент работы установки подготовки нефти.....	53
2.3 Материальный и тепловой балансы.....	54
3 Расчетная часть.....	58
3.1 Выбор и расчет электродегидратора.....	58
3.2 Расчет производительности электродегидратора 1ЭГ200-2Р.....	59
3.2.1 Определение содержания воды в нефти на выходе.....	61
3.2.2 Определение содержания хлористых солей на выходе из электродегидратора.....	62
3.3 Результаты расчетов.....	63
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	64
4.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	64

4.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	64
4.3 SWOT-анализ .....	59
4.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации .....	66
4.5 Планирование управления научно-техническим проектом .....	69
4.6 Бюджет научного исследования.....	64
4.7 Организационная структура проекта.....	72
4.8 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	73
4.9 Чистая текущая стоимость ( <b>NPV</b> ).....	74
4.10 Дисконтированный срок окупаемости .....	74
4.11 Внутренняя ставка доходности ( <b>IRR</b> ).....	70
4.12 Индекс доходности (рентабельности) инвестиций ( <b>PI</b> ).....	76
4.13 Оценка сравнительной эффективности исследования.....	78
5 Социальная ответственность .....	83
5.1 Производственная безопасность .....	84
5.2 Экологическая безопасность .....	88
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	92
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	93
Заключение.....	95
Список используемой литературы.....	96
Приложение А	
Технологическая схема ЦППН с внедрением электродегидратора .....	98
Приложение Б	
Основные технические характеристики электродегидратора.....	99
Приложение В	
Технологическая схема ЦППН-5 .....	100
Приложение Г	
Список сокращений.....	101
Приложение Д	
Нормы технологического контроля .....	102
Приложение Е	
Аналитический контроль технологического процесса .....	113

## Введение

В условиях бурного развития нефтяной промышленности были разведаны уникальные запасы нефти и газа, началось создание новых крупнейших нефтедобывающих районов Западной Сибири, одним из которых является Томская область, где образовалось ОАО "Томскнефть". Управление нефтегазодобычи, одно из структурных подразделений открытого акционерного общества "Роснефть".

Игольское месторождение расположено в Каргасокском районе, в юго-западной части Томской области. Месторождение открыто в 1977 году, а в 1991 году введено в эксплуатацию. Всего на месторождении выявлено 5 залежей. По состоянию на 01.01.2015 пробурено 733 скважины. С начала разработки на месторождении добыто 74 млн. тонн нефти. Лицензии на пользование недрами принадлежат "Томскнефти" ВНК». [1]

В настоящее время на ЦППН 5 наблюдается проблемы по качеству подготавливаемой нефти: периодически содержание воды в нефти после отстаивания может достигать пределов 1,5-10%, а содержание солей в нефти-115-250г/м<sup>3</sup>, что не соответствует требованиям ГОСТ по качеству.

По этому перед нами стояла задача проанализировать возможные варианты повышения эффективности подготовки нефти и рассчитать оборудование, необходимое для модернизации.

## 1. Литературный обзор

### 1.1 Эмульсии и их классификация

Эмульсией называют дисперсную систему, состоящую из двух (или более) взаимно нерастворимых или малорастворимых жидкостей, одна из которых в виде капель диаметром около 0,1 мкм распределена в другой.

Образование и стойкость нефтяных эмульсий в основном определяются скоростью движения нефтеводяной смеси, относительной величиной содержания фаз, физико-химическими свойствами этих фаз и температурным режимом.

При подъеме обводненной нефти из скважины и дальнейшем движении по промысловым коммуникациям происходит непрерывное перемешивание нефти с водой, что способствует образованию стойких эмульсий [18].

Эмульсии - это дисперсные системы двух жидкостей, малорастворимых или не растворимых друг в друге, одна из которых диспергирована в другой в виде мелких капель.

Диспергированная жидкость является дисперсной фазой (внутренней), а жидкость, в которой она находится, называется внешней (дисперсионной средой) [2]

По структуре и характеру взаимодействия фаз эмульсии подразделяют на три типа.

I тип: «вода в нефти» обратные эмульсии. Это основная группа, она имеет место в нефтепромысловой практике. Содержание воды в нефти может колебаться от следов до 80-85%. Эта группа охватывает диапазон высококонцентрированных и разбавленных систем, где наиболее выражено могут проявляться различия в факторах их стабилизации.

II тип: с обводненностью нефти выше критической и кинетически

неустойчивые - прямые эмульсии. Такие эмульсии легко расслаиваются в сепараторах на два слоя: водяной и нефтяной. Они образуются чаще всего при деэмульсации нефти.

III тип: множественные эмульсии - возможны как обратного, так и прямого типа. Эта сложная эмульсионная система, когда в связи с рядом причин, в крупных каплях нефти находятся мелкие глобулы воды, и, наоборот в крупных каплях воды могут находиться мелкие глобулы нефти [3].

Все эмульсии по величине концентрации дисперсной фазы делят: на концентрированные и высококонцентрированные, разбавленные.

Разбавленные высокодисперсные эмульсии содержат до 0,1% дисперсной фазы, по величине частиц близки к коллоидным растворам. Разбавленные эмульсии без введения эмульгаторов агрегативно устойчивы.

К концентрированным эмульсиям относят высокодисперсные системы с содержанием дисперсной фазы до 74% об. В концентрированных эмульсиях диаметр диспергированных капель более 0,1 мкм.

К эмульсиям этого вида относятся преимущественно, эмульсии, образующиеся при добыче и обессоливании нефти.

К высококонцентрированным эмульсиям относятся дисперсные системы жидкость-жидкость с большим содержанием дисперсной фазы более 74% об. [2]

## **1.2 Устойчивость нефтяных эмульсий**

Устойчивость эмульсии увеличивается с увеличением времени ее существования. Это связано с тем, что во времени происходит адсорбция эмульгаторов и стабилизаторов, при этом утолщается слой гелеобразной пленки, тем самым его прочность увеличивается, следовательно, и ус-

тойчивость эмульсии. Важнейшим показателем является устойчивость нефтяных эмульсий. При оценке стойкости различают два понятия устойчивости: кинетическую и агрегативную. Седиментационная (или кинетическая) устойчивость - это способность системы противостоять всплыванию или оседанию частиц дисперсной фазы под действием Stokesовых сил. Агрегативная устойчивость – способность системы сохранять первоначальный размер глобул дисперсной фазы при их столкновении друг с другом или границей раздела фаз. Седиментационная характеризует способность глобул к укрупнению, а агрегативная устойчивость расслоение эмульсии на воду и нефть. [4]

На устойчивость нефтяных эмульсий влияют:

#### 1. Дисперсность системы

Дисперсные системы, состоящие из капель одного и того же диаметра, называются монодисперсными, а дисперсные системы, которые состоят из капель разного диаметра - полидисперсными. Нефтяные эмульсии относят к полидисперсным системам (к системам, которые содержат частицы самых разных размеров).

По дисперсности нефтяные эмульсии разделяют на: мелкодисперсные с размером капель воды от 0,2 до 20 мкм; средней дисперсности, с водяными капельками размером от 20 до 50 мкм; с каплями воды размером от 50 до 300 мкм - грубодисперсные.

Чем больше дисперсность эмульсии, т.е. чем меньше капли внутренней фазы, тем устойчивее при прочих равных условиях эмульсия.

#### 2. Стабилизирующие вещества – эмульгаторы

Стабилизирующие вещества (естественные ПАВ), называемые эмульгаторами, оказывают большое влияние на устойчивость эмульсий, которые образуют на поверхности капель адсорбционные защитные

оболочки, которые препятствуют слиянию этих капель. В образовании адсорбционных оболочек участвуют вещества с высокой поверхностной активностью, такие как смолы, асфальтены, парафин, комплекс металлов (ванадий, никель, цинк, литий, железо, титан) и тонкодисперсные неорганические вещества, которые состоят из глины, песка и горных пород, и содержатся как в нефти, так и в пластовой воде. [5]

### 3. Время «жизни» эмульсии.

Известно явление увеличения устойчивости эмульсии от увеличения времени ее существования. Это связано с тем, что адсорбция стабилизаторов и эмульгаторов осуществляется во времени, при этом увеличивается слой гелеобразной пленки, тем самым повышается его прочность, соответственно, и устойчивость эмульсии.

Чем больше прошло времени с момента образования эмульсии, тем толще сольватный слой эмульгирующих веществ вокруг капель воды и тем прочнее эта защитная оболочка, препятствующая коалесценции капель при их соударении. Помимо этого, имеет значение и характер гидродинамических воздействий на поток нефти в процессе ее движения от места добычи к месту переработки (число перекачивающих насосов, длина и профиль трассы нефтепроводов, число задвижек и других местных сопротивлений по трассе и т.д.).

Упрочнение бронирующих оболочек в процессе движения водонефтяной эмульсии по промысловым коммуникациям и при ее транспортировании без обработки деэмульгаторами по магистральным трубопроводам на НПЗ получило название «старение». Потому что адсорбция деэмульгаторов и стабилизаторов происходит во времени, при этом слой гелеобразной пленки увеличивается, следовательно, увеличивается его прочность и устойчивость эмульсии. [6]

Чем больше нефть подвергается местным воздействиям, тем мень-

ше становится средний диаметр капель и тем устойчивее эмульсия. [7]

#### 4. Физико-химические свойства нефти.

По физико-химическим свойствам, которые влияют на устойчивость эмульсий, нефти можно разбить на три группы:

- Нефть с небольшой вязкостью  $\nu$  3-8 г/см<sup>3</sup> и плотность  $\rho$  0,80-0,84 г/см<sup>3</sup> незначительным содержанием силикагелевых смол, большим содержанием парафина и асфальтенов;
- нефть вязкостью 10÷19 г/см<sup>3</sup> и плотностью 0,85-0,88 г/см<sup>3</sup>, со средним содержанием асфальто-смолистых веществ и большим содержанием парафина;
- нефть с большой вязкостью, плотностью и содержанием асфальто-смолистых веществ, в несколько раз больше содержания их в нефтях второй группы при одинаковом содержании парафина.

Устойчивость эмульсий возрастает с увеличением плотности нефти и ее вязкости. [8]

#### 5. Температура эмульсии

Устойчивость нефтяных эмульсий зависит от температуры. При увеличении температуры устойчивость эмульсии уменьшается из-за того, механическая прочность адсорбционных оболочек, в особенности содержащих церезин и парафин, уменьшается до нуля, в итоге капли сливаются, что приводит к разрушению эмульсии; при уменьшении же температуры таких эмульсий механическая прочность адсорбционных оболочек возрастает, что влечет за собой и соответствующее увеличение стойкости эмульсий. Она определяет вязкость и плотность нефти, которые влияют на скорость осаждения капель. Кроме того, с повышением температуры меняются (хотя и незначительно) состав и толщина соляватного слоя вокруг капель воды, и за счет этого устойчивость эмульсии также несколько снижается. [7]

#### 6. Величина рН эмульгированной пластовой воды

рН пластовой воды, также оказывает значительное влияние на



стойкость эмульсий, так как оказывает влияние на упругие свойства поверхностных слоев, однако степень воздействия его на различные нефти неодинакова. С повышением величины рН снижаются реологические свойства поверхностных слоев на границе нефть-вода, что влечет за собой расслоение эмульсии. Повышение рН в основном достигается введением в эмульсию щелочи, которая способствует снижению механической прочности бронированных оболочек и под итог разложению эмульсии на нефть и воду.

7. Наличие двойного электрического заряда на капелях дисперсной фазы

Нефть и вода в чистом виде – хорошие диэлектрики. В большой степени устойчивость нефтяных эмульсий зависит также от электрического заряда на поверхности частиц (глобул). Образовавшийся двойной электрический слой защищает частицы эмульсии от слипания подобно адсорбционным оболочкам. Объяснить происхождение двойного электрического заряда на границе раздела фаз можно следующим образом. В гомогенной фазе электрический потенциал любого компонента при равновесных условиях имеет постоянную величину во всем объеме.

Водная фаза нефтяной эмульсии - это хороший электролит, диссоциированный на положительные  $H^+$  и отрицательные  $OH^-$  ионы.

На границе раздела фаз нефть-вода ионы адсорбируются. существенным образом природа адсорбента сказывается на адсорбции ионов, т.е. веществ, растворенных в нефти и воде, называемыми естественными ПАВ. Ионы, которые способны поляризоваться, адсорбируются на поверхностях, состоящих из полярных молекул. Микроучастки поверхности капельки полярной воды, несущие определенный заряд, адсорбируют (сгущают) противоположно заряженные ионы. При этом ионы электролита, имеющие противоположный знак, не адсорбируются, но под действием сил электростатического притяжения остаются вблизи адсорбционных ионов, образуя с ними на поверхности адсорбента двойной электри-

ческий слой.

Частицы, имеющие на своей поверхности одинаковые заряды, взаимно отталкиваются. [1]

### **1.3 Деэмульгаторы**

Деэмульгаторы – вещества, понижающие поверхностное натяжение, применяют для разрушения эмульсии. Для предотвращения образования, а также для разрушения уже образовавшихся нефтяных эмульсий широко применяются поверхностно-активные вещества (ПАВ). Основное назначение деэмульгаторов - вытеснение с поверхностного слоя капель воды эмульгаторов.

#### **1.3.1 Классификация деэмульгаторов**

Деэмульгаторы, применяемые для разрушения эмульсий, делятся на две группы: на ионогенные (образующие ионы в водных растворах) и неионогенные (не образующие ионов в водных растворах).

Представителями первой группы являются малоэффективные деэмульгаторы: НЧК (нейтрализованный черный контакт) и НКГ (нейтрализованный кислый гудрон), они в настоящее время для деэмульсации нефти не применяются. Их расход на установках обессоливания нефти составлял десятки кг/т. К тому же они биологически не разлагаются, и применение их приводило к значительным загрязнениям водоемов.

Основными представителями этой группы деэмульгаторов являются: дипроксамин-157, проксамин-385, проксанол – 305, дисолван-4411, сипарол и др.

Неионогенные деэмульгаторы могут быть водорастворимые и неф-

терастворимые. Они имеют некоторые преимущества перед ионогенными (например, НЧК):

- незначительный удельный расход (для дипроксамина-157 и дисолвана-4411 - 20÷30г на тонну эмульсии при температуре эмульсии 60- 70°C; обводненность нефти получается около 1%);

- хорошо растворяясь в воде, они не реагируют с солями и кислотами, содержащимися в пластовой воде и нефти, и не дают осадков в трубах и аппаратах;

- стоимость неионогенных ПАВ в 4-6 раз выше стоимости НЧК, а расход их в сотни раз меньше.

Основные требования, предъявляемые к деэмульгаторам:

- хорошо растворяться в одной из фаз эмульсий (в нефти или воде);

- иметь достаточную поверхностную активность, чтобы вытеснить с границы раздела «нефть-вода» естественные эмульгаторы, образующие «броню» на капельках воды;

- максимальное снижение межфазного натяжения на границе фаз «нефть-вода» должно обеспечиваться при малых расходах деэмульгатора;

- не коагулировать в пластовых водах;

- быть инертным по отношению к металлам (не корродировать их).

- одновременно с этим деэмульгаторы должны быть дешевыми, транспортабельными, не изменять своих свойств в изменении температуры, не ухудшать качества нефти после обработки и обладать определенной универсальностью, т.е. разрушать эмульсии различных нефтей и вод.

По химическим свойствам неионогенные деэмульгаторы удовлетворяют большинству из этих требований. [9]

### 1.3.2 Механизм действия деэмульгаторов

Очевидным результатом воздействия деэмульгаторов, является разделение эмульсии, хотя механизм их действия до конца не ясен.

Под воздействием деэмульгаторов устраняются электрические поля, препятствовавшие слиянию капель; усиливаются процессы солюбилизации; уменьшается концентрация естественных эмульгаторов из-за избирательной адсорбции деэмульгаторов, в следствии этого изменяется свободная энергия системы и эмульсия теряет стабильность. Установлено также " раскалывающее " действие на твердообразные пленки эмульгатора.

По теории академика Ребиндера, которая на данный момент считается общепризнанной, благодаря более высокой поверхностной активности деэмульгаторы вытесняют эмульгаторы с поверхности раздела фаз. Значит, высокая поверхностная активность — это одно из основных требований, предъявляемых к эффективному деэмульгатору. Кроме того, молекулы деэмульгатора должны обладать хорошим смачивающим действием по отношению к асфальтово-смолистым компонентам нефти для их перевода в объем дисперсионной среды из состава оболочек, при этом они возвращаются в обычное для них состояние. В результате этого образуются из молекул деэмульгатора адсорбционные слои, не обладающие значимой прочностью. С увеличением накопления деэмульгатора на поверхности капель воды между ними возникают силы взаимного притяжения, в следствии чего образуются хлопья, т. е. осуществляется флокуляция капель, которая завершается коалесценцией.

Проникая в защитный слой, который является многослойной ажурной структурой с каркасом из твердых частиц и промежутками между ними, заполненными обеими жидкими фазами, со стороны нефтяной фазы молекулы деэмульгатора адсорбируются на поверхности раздела

нефти и воды внутри защитного слоя. Ввиду дифильности молекул деэмульгаторов полярная часть прочно связывается с водой, а гидрофобная обращена при этом к гидрофильной поверхности частиц стабилизатора, что в резкой форме снижает силу взаимодействия поверхности капли воды с находящимися на ней полярными группами частиц стабилизатора. В результате изменяются краевой угол смачивания на гидрофильных участках поверхности частиц стабилизатора и инверсия смачивания. Нефтяная фаза самопроизвольно распространяется по этим участкам, и частицы стабилизатора, полностью смоченные нефтью, вытесняются в объем нефтяной фазы. В итоге капли воды лишаются защитных оболочек. Данный механизм действия деэмульгатора достаточно полно объясняет возрастание необходимого его количества с увеличением величины адсорбции стабилизатора на каплях эмульгированной воды - это связано с увеличением поверхности контакта воды и нефти внутри слоя стабилизатора. После слияния капель воды и расслоения эмульсии на нефть и воду, согласно коэффициенту распределения, деэмульгатор переходит в объемные фазы.

Однако известны работы, доказывающие, что разрушение эмульсий является результатом не только описанных выше физических, но и химических взаимодействий на межфазной поверхности. Деэмульгаторы могут выполнять роль катализаторов межфазных превращений, при этом ускорение химических процессов может достигать нескольких порядков.

Примерами химического взаимодействия, происходящего на межфазной границе, являются такие процессы, как нейтрализация эмульгирующей способности природного ПАВ посредством связывания его с реагентом - деэмульгатором в неактивный комплекс; отрыв от природных ПАВ полярной группы молекулой реагента - деэмульгатора.

Отмечаются также явления комплексообразования соединений, из которых формируется межфазная граница. Комплексные соединения образуют гидрофильные ПАВ с гидрофобными эмульгаторами,

входящими в состав нефтей, что и нейтрализует их эмульгирующую способность.

Возможны также взаимодействия, при которых гидрофобный фрагмент молекулы субстрата встраивается в систему реагента, в структуре которого имеется определенного размера гидрофобная полость. Такие реагенты могут быть получены путем оксиэтилирования фенолформальдегидных смол. Примером такого деэмульгатора является полинол.

Таким образом, между природным поверхностно-активным веществом и деэмульгатором в процессе разрушения эмульсионных систем возникают как физические, так и химические взаимодействия. Это подтверждает необходимость получения высокоэффективных деэмульгирующих композиций, так как взаимодействие компонентов деэмульгирующей смеси с веществами из состава адсорбционной оболочки носит многофакторный характер и может проявляться в соответствии с взаимодействиями, описываемыми различными механизмами или в различном их сочетании. Приведенные данные позволяют констатировать, что при всей сложности

механизма разрушения эмульсии под воздействием деэмульгатора процесс требует обязательного его присутствия. И все факторы, способствующие снижению концентрации деэмульгатора на межфазной поверхности, будут приводить к уменьшению эффективности процесса деэмульсации. [6]

#### **1.4 Способы деэмульгирования**

Деэмульгирование нефтяных эмульсий лежит в основе обоих процессов подготовки нефти к переработке - ее обезвоживания и обессоливания. При обезвоживании деэмульгированию подвергают исходную эмульсионную нефть, при обессоливании - искусственную

эмульсию, создаваемую при перемешивании нефти с промывной водой.

Механизм разрушения нефтяных эмульсий можно разбить на три элементарных стадии:

- столкновение глобул воды;
- слияние их в более крупные капли;
- выпадение капель или выделение в виде сплошной водной фазы.

Чтобы обеспечить максимальную возможность столкновения глобул воды- увеличивают скорость их движения в нефти различными способами: перемешиванием в смесителях, мешалках, при помощи подогрева, ультразвука, электрического поля, центробежных сил и др. однако для слияния капель воды одного столкновения недостаточно, нужно при помощи деэмульгаторов или другим способом ослабить структурно - механическую прочность слоев, обволакивающих глобулы воды, и сделать их гидрофильными. Необходимо создать наилучшие условия для быстрого и полного отстоя крупных капель воды от нефти.

Способы деэмульгирования нефтяных эмульсий условно можно разделить на следующие группы:

- механические - фильтрация, центрифугирование, обработка ультразвуком и др.;
- термические - подогрев и отстаивание при атмосферном давлении и под избыточном давлением; промывка нефти горячей водой;
- электрические - обработка в электрическом поле переменного или постоянного тока;
- химические - обработка эмульсий различными реагентами - деэмульгаторами.

В промышленности наибольшее применение нашли комбинированные способы разрушения нефтяных эмульсий, которые нельзя отнести только к одной из указанных выше групп. [2]

### **1.4.1 Гравитационное холодное разделение**

Гравитационное разделение эмульсий применяется в том случае, когда нефть и вода не подвергаются сильному перемешиванию и когда содержание пластовой воды в нефти достигает примерно 60%.

Отстаивание производится в отстойниках периодического и непрерывного действия.

В качестве отстойников периодического действия обычно используются сырьевые резервуары, аналогичные резервуарам для хранения нефти. После заполнения таких резервуаров сырой нефтью вода осаждается в их нижнюю часть.

В отстойниках непрерывного действия отделение воды осуществляется при непрерывном прохождении обрабатываемой смеси через отстойник.

Длина отстойника определяется из условия, что от нефти должны отделиться капли заданного размера.

### **1.4.2. Фильтрация**

Нестойкие эмульсии иногда успешно расслаиваются при пропускании их через фильтрующий слой, который может быть представлен гравием, битым стеклом, древесными и металлическими стружками, стекловатой и другими материалами.

Деэмульсация нефтей при помощи фильтров основана на явлении селективного смачивания.

Фильтры конструктивно выполняются обычно в виде колонн, причем размеры их зависят от объема прокачиваемой эмульсии, вязкости



ее и скорости движения. Нефтяная эмульсия вводится в колонну снизу и проходит через фильтр, где вода удерживается, а нефть свободно пропускается и отводится через верх, выделившаяся же вода сбрасывается через низ колонны.

Деэмульсация нефтей фильтрацией как самостоятельный процесс почти не применяется, однако в сочетании с термохимическими методами она уже сейчас широко распространена.

### 1.4.3 Центрифугирование

Метод разрушения нефтяных эмульсий в центрифугах как прямого, так и обратного типа пока не нашел широкого промышленного применения, однако он является эффективным.

На рисунке 1 показана схема устройства центрифуги.

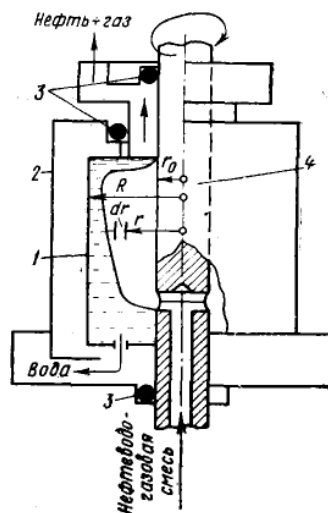


Рисунок 1 – Схема центрифуги

1-ротор; 2-кожух; 3-сальники; 4-вал центрифуги

Значительную силу инерции, возникающую в центрифуге, можно использовать для разделения жидкостей, имеющих различные плотности. Разделение в поле центробежных сил производится в центрифугах,

которые представляют собой вращающийся с большим числом оборотов ротор. В ротор по полуму валу подается эмульсия. Здесь она под действием сил инерции разделяется, так как капли воды и нефти имеют различные плотности. При обессоливании содержание воды в нефти доводится до 1-2%. [5]

#### **1.4.4 Внутритрубная деэмульсация**

Применение внутритрубной деэмульсации было вызвано стремлением увеличить производительность существующих установок подготовки нефти и улучшить качество ее подготовки, а также повысить пропускную способность системы промыслового сбора.

Внутритрубная деэмульсация получила широкое распространение в связи с появлением высокоэффективных деэмульгаторов ( дипроксамина -157, дисолвана-4411 и др.) Принцип внутритрубной деэмульсации очень прост ( если рассматривать ее на немолекулярном уровне) состоит в следующем: в межтрубное пространство эксплуатационных скважин или в начало сборного коллектора дозирочным насосом ( в количестве 15-20г на тонну нефтяной эмульсии) подается деэмульгатор, который сильно перемешивается с этой эмульсией в процессе ее движения от забоя до УПН и разрушает ее. [5]

В основе внутритрубной деэмульсации лежат физико-химические и гидродинамические процессы. Физико-химический процесс - это диффузия реагента -деэмульгатора в объеме нефти и воды, адсорбция его на границах раздела фаз, вытеснение деэмульгатором природных стабилизаторов с глобул

эмульгированной воды в нефти и т.п. К гидродинамическим процессам можно отнести диспергирование и коалесценцию агрегативно -

неустойчивых глобул воды под действием турбулентных пульсаций, укрупнение капель воды, расслоение фаз и т.д. [10]

Эффективность внутритрубной деэмульсации зависит от многих факторов, главными из которых являются: эффективность самого деэмульгатора, интенсивность и длительность перемешивания эмульсии с ПАВ, количество воды, содержащейся в эмульсии и температуры смешения транспортируемой эмульсии. Практикой установлено, что чем выше уровень всех этих факторов (то есть чем больше эффективность ПАВ, длительность перемешивания, количество воды и температура эмульсии), тем интенсивнее происходит внутритрубная деэмульсация. Однако эффективность внутритрубной деэмульсации значительно падает при увеличении содержания в нефти асфальтенов и плотности этой нефти.

При длительном и интенсивном перемешивании эмульсии ( $Re > 5000$ ) на поверхность каждой капельки воды, имеющую «броню» должно «попасть» очень незначительное количество более эффективного ПАВ, которое и разрушает эту «броню». Потерявшие «броню» мельчайшие капельки воды коалесцируют при перемешивании, в результате чего образуются крупные капли, которые легко отделяются от нефти за счет разности плотностей в каплеобразователях и отстойниках. [5]

#### **1.4.5 Термохимическое обезвоживание и обессоливание**

Содержание в нефти воды и водных растворов минеральных солей приводит к увеличению расходов на ее транспорт, кроме того вызывает образование стойких нефтяных эмульсий и создает затруднения при переработке нефти на НПЗ вследствие усиленного развития коррозии оборудования.

Широкое распространение термохимический способ разрушения эмульсий получил из-за таких преимуществ, как возможность без изменения оборудования и аппаратуры менять реагенты-деэмульгаторы, простота технологического оформления.

Недостатками термохимического способа являются большие потери легких фракций нефти ввиду испарения при отстаивании в негерметизированных резервуарах подогретой эмульсии.

Термохимические установки подготовки нефти работают как под атмосферным тик и избыточным давлением. Рациональность проведения указанных процессов под повышенным давлением объясняется стремлением к сокращению расходов топлива на подогрев нефтяных эмульсий, повышением температур ведения процессов обезвоживания и обессоливания, необходимостью сокращения потерь легких фракций. Отстой подогретой нефтяной эмульсии в герметизированных емкостях под давлением до 10

кгс/см<sup>2</sup>, а иногда и более (в зависимости от характеристики нефти) позволяет почти полностью ликвидировать потери легких фракций. Повышение температуры обрабатываемых отдельных эмульсий до 70~100°C дает возможность резко снизить их вязкость, уменьшить прочность защитных слоев глобул эмульгированной воды, что способствует проникновению в них химических веществ (деэмульгаторов) и в результате — снижению времени отстоя и расхода деэмульгатора. Расход тепла на подогрев эмульсии может быть сокращен путем регенерации основной части тепла потоков нефти.

Этот способ характеризуется большой устойчивостью и надежностью, возможностью широко регулировать режим при различной обводненности и стойкости эмульсий, следует отметить также чрезвычайную простоту технологической схемы и аппаратурного оформления, удобство обслуживания с применением необходимых средств автоматизации, а также возможность аппаратурного оформления

установок в виде отдельных автоматизированных блоков заводского изготовления.

Термохимические процессы обессоливания как самостоятельные широкого распространения в практике промысловой подготовки и переработки нефти не получили. Однако в сочетании с электрическим способом перед окончательным обессоливанием их применяют почти на всех электрообессоливающих установках.

Основной аппаратурой для осуществления этих процессов служат подогреватели, теплообменники и отстойники.

Дальнейшим усовершенствованием термохимического способа является деэмульсация нефтей промывкой их через слой воды. Было установлено, что если в эмульсию типа вода в нефти, введено какое-то количество поверхностно-активного вещества, но при условии, что водяные капли, диспергированные в нефти, по-прежнему окружены нефтью, то пленка водяной капли продолжает упрочняться и увеличиваться и, следовательно, среда, способствующая образованию эмульсии, остается. Такой средой для гидрофобных эмульсий служит нефть. Если средой оказывается вода, т. е. водяная капля окружена водой, то образование эмульсии прекращается, в виду равенства поверхностного натяжения. Внутри и снаружи пленки последняя капля легко разрушается. Таким образом, чтобы уменьшить стойкость гидрофобной эмульсии, необходимо создать условия для окружения водяной капли не нормальной для этой эмульсии средой, которой может служить вода, близкая по составу к воде, диспергированной в нефти. С установлением этой закономерности стало возможно подойти к простейшему способу деэмульсации.

Разумеется, деэмульгатор и температура как факторы, снижающие поверхностное натяжение, играют решающую роль. Для деэмульсации необходимо, чтобы эмульсия проходила через водяную подушку в виде

капель. При чрезмерном распылении эмульсии возможно обращение фаз, т. е. превращение гидрофобной эмульсии в гидрофильную. Одновременно с деэмульсацией нефти происходит и ее обессоливание вследствие растворения солей в промывочной воде. [8]

#### 1.4.6 Электрическое обезвоживание и обессоливание

Электрический способ деэмульсации нефтей достаточно известен как эффективный и широко распространенный в промышленной и особенно в заводской практике. Электрический способ можно сочетать с другими способами (термическим, химическим и др.). При удачно подобранном режиме этот способ эффективен применительно к эмульсиям практически любых типов. Эмульсия, как дисперсная система, электрически нейтральна — находится в уравновешенном состоянии. Одноименные (положительные) заряды капель воды стремятся воспрепятствовать их сближению и агрегированию, придавая ей таким образом дополнительную стабильность. При относительном перемещении фаз под действием внешних сил эмульсия перестает быть нейтральной. Часть отрицательных зарядов, находящихся на удалении от капель, уносится от них. Начинает превалировать положительный заряд капель воды, которые становятся электрически заряженными до определенного потенциала. Заряд капель может быть не только положительным, но и отрицательным в зависимости от кислотности нефтяной среды.

Эффективному электрическому воздействию поддаются эмульсии типа «вода в нефти». Электрообработка эмульсии типа «нефть в воде» затруднительна в связи с постоянной угрозой короткого замыкания электродов через эмульсию.

По характеру возникающего электрического поля различают способы с использованием переменного и постоянного токов промышленной и высокой частоты.

Для установления механизма разложения эмульсии и физических явлений, происходящих при электрическом воздействии, рассмотрим поведение эмульсии в поле постоянного и переменного тока.

При прохождении эмульсии через электрическое поле, созданное постоянным током, капли воды стремятся располагаться вдоль силовых линий поля (аналогично железным опилкам в магнитном поле). С образованием водяных цепочек резко увеличиваются проводимость эмульсии и сила тока. Кроме того, в электрическом поле наблюдаются явления катофореза и электрофореза. При этом диспергированные капли воды, имеющие положительный заряд, устремляются к отрицательному электроду, скапливаясь около него, и наоборот. Это сопровождается разрушением адсорбционного слоя поверхности капель и их слиянием.

Под действием взаимного притяжения форма капель изменяется, и ослабляется таким образом поверхностное натяжение.

С увеличением напряжения, приложенного к электродам, и уменьшением вязкости скорость перемещения капель возрастает, повышается вероятность их деформации, разрыва и слияния в более крупные. Изменение градиента электрического поля необходимо для преодоления существующих сил отталкивания капель с одноименными зарядами. Кроме того, благодаря электрической индукции между каплями, соприкасающимися в цепочках, возникают свои элементарные поля, приводящие к пробоям и разрывам оболочек капель. В результате капли беспрерывно сливаются и оседают — начинается интенсивное расслаивание эмульсии.

Следует заметить, что по закону Стокса с укрупнением капель скорость их движения возрастает и условия для их столкновения и агрегирования становятся все более благоприятными.

При прохождении эмульсии через электрическое поле, создаваемое переменным по величине и направлению током, механизм разрушения эмульсии несколько иной. Как и при постоянном токе, происходит катодорез, с той разницей, что вследствие изменения направления тока капли воды находятся в колебательном движении. Под воздействием сил между ними (переменных направлений) форма их постоянно меняется. В связи с этим капля воды испытывает непрерывную деформацию, разрываясь в местах перенапряжения. Кроме того, вследствие колебательных движений, возникающих при изменении направлений тока, происходит большое число столкновений капель и, как следствие, интенсивное слияние.

Одновременно капля воды, попадая в поле электрода, получает от него заряд и устремляется от электрода, сталкиваясь с другими каплями, имеющими меньшие скорости. Эти столкновения приводят к разрушению поверхностных оболочек капель и их слиянию.

Установлено, что эффект деэмульсации нефти в электрическом поле переменного тока в несколько раз выше, чем в электрическом поле постоянного тока.

Для разработки технологической схемы и аппаратов деэмульсационной установки с использованием электрического поля необходимо знать основные факторы, влияющие на эффективность процесса. Факторы эти следующие: напряженность электрического поля, степень дисперсности эмульсии, содержание в ней воды, плотность и вязкость нефти (существенно влияющие на сроки отстаивания), электропроводность эмульсии, прочность поверхностных слоев капель воды. Влияние каждого из перечисленных факторов изменяется при подогреве эмульсии, введении химических реагентов -деэмульгаторов, ускоряющих процессы электродеэмульсации. По основным факторам, определяющим эффективность рассматриваемого процесса, остается напряженность электрического поля.



В настоящее время для электродеэмульсации нефтей применяют переменный ток промышленной частоты (50 Гц). Электродегидраторы с использованием токов высокой частоты в промысловой подготовке нефти в настоящее время практически не применяются. Для осуществления электрообезвоживания (электрообессоливания) с помощью тока промышленной частоты разработан ряд конструкций электродегидраторов с открытыми электродами. Эти аппараты получили широкое распространение в практике обессоливания нефтяных эмульсий, поступающих для переработки на заводы. В последнее время установки с электродегидраторами промышленной частоты строятся и для промысловой подготовки нефти. Обеспечивая высокую степень качества обессоливания нефти, эти установки, однако, очень чувствительны к колебаниям содержания воды в исходной нефти, что ограничивает их применение на ступенях обезвоживания. Как показала практика, наиболее эффективным при обессоливании нефти следует считать рассматриваемый способ, в котором для стабилизации обводненности нефти вводится термохимическая ступень или ступень предварительного сброса основного балласта воды.

В электродегидраторах совмещены два процесса — обработка эмульсии в электрическом поле и отстой воды от нефти. За последнее время наметилась тенденция к совмещению с ними еще одного процесса — подогрева нефтяной эмульсии. [8]

## **1.5 Электродегидраторы и их классификация**

Электродегидраторы предназначены для проведения комплексных процессов обезвоживания и обессоливания нефти.

Электродегидраторы классифицируются по следующим основным признакам:

1. По применению электрических полей переменного и по-

стоянного тока. В настоящее время электродегидраторы работают в основном с полями переменного тока как в промысловых, так и в нефтезаводских установках подготовки нефти. Наряду с эффективностью обработки водонефтяных эмульсий В/Н (вода в нефти) с большой обводненностью в полях переменного тока такие системы имеют более простое и доступное электрооборудование.

## 2. По вводу нефти в электродегидратор.

В отечественной и зарубежной промышленной практике подготовки нефти получили распространение две принципиально разные системы ввода нефти в электродегидратор — в нижнюю часть аппарата и непосредственно в межэлектродное пространство. Установлено, что аппараты с нижним вводом эффективно эксплуатируются и дают лучшие результаты по качеству нефти при обработке нефтей легкой и средней плотности. Электродегидраторы с межэлектродным вводом эмульсии (без нижней подачи) также эффективно работают при увеличении объема электрического поля за счет введения дополнительной площади электродов (электродегидраторы 2ЭГ160/3, 2ЭП60- 2 и др.) и могут иметь меньшие габариты. Серией исследований установлено, что очистка от воды и солей существенно повышается при комбинированном вводе эмульсии в аппарат, когда организуется одновременная отдельная подача около  $2/3$  нефти (по производительности) в подэлектродную зону и около  $1/3$  в межэлектродную зону.

Характерной особенностью электродегидраторов с двумя отдельными вводами является их универсальность. Она позволяющая при необходимости эксплуатировать эти аппараты только с нижней подачей, когда обрабатывается легкая (по плотности) и мало обводненная нефть, или только с верхней подачей при высоко обводненной нефти средней плотности; высоковязкие нефти обрабатываются в аппаратах, как правило, с нижним и верхним вводами.[11]

## 3. По конструктивным особенностям. Различают несколько

видов электродегидраторов: вертикальные, шаровые и горизонтальные.

### 1.5.1 Конструкции электродегидраторов

В нашей стране эксплуатируются несколько типов электродегидраторов:

- вертикальные объемом 30 м<sup>3</sup> (разработаны еще в середине 40-х годов, устаревшие);
- шаровые ЭД-600 объемом 600 м<sup>3</sup> (разработаны еще в 50-е годы); они вошли в состав установок ЭЛОУ, совмещенных с установками первичной перегонки нефти;
- горизонтальные объемом 80, 160, 200 м<sup>3</sup>, разработанные в 60-е годы и вошедшие в состав крупных блоков ЭЛОУ мощностью 6 и 8 млн.т/год на комбинированных установках ЭЛОУ-АТ и ЭЛОУ-АВТ.

Хотя производительность шаровых электродегидраторов в десятки раз превышает производительность вертикальных, поскольку они имеют большой объем и имеют ряд недостатков. Главный из них - невозможность их установки перед АТ и АВТ, т.к. эти дегидраторы рассчитаны на сравнительно низкое давление 0,6-0,7 МПа. Строить их с учетом более высокого давления сложно и дорого. При низком расчетном давлении толщина стенки шаровых электродегидраторов из-за большого их диаметра (10,5 м) велика - это 24 мм. При более высоком давлении толщина будет еще больше.

Основным фактором, лимитирующим производительность электродегидраторов, является линейная скорость подъема нефти.

Скорость движения нефти вверх не должна превышать скорость оседания диспергированных в ней капель, поскольку в противном случае они будут увлекаться потоком нефти и вместе с ней уходить в верхнюю часть электродегидратора. Обычно линейная скорость движения нефти в

токе электродов составляет 7-8 м/ч.

При сопоставлении технических характеристик горизонтального и шарового электродегидраторов выявлено, что при одинаковой скорости удельная производительность горизонтальных электродегидраторов выше, чем шаровых.

На отечественных нефтеперерабатывающих заводах в настоящее время используются высокопроизводительные горизонтальные электродегидраторы. [4]

### **1.5.2 Перспективы развития электродегидраторов**

Один из путей совершенствования электродегидраторов - межэлектродный ввод эмульсий, что позволяет повысить стабильность электрического режима, устойчивость работы при смене сырья. Ограничение производительности таких аппаратов обусловлено неравномерностью скоростей и времени электрообработки эмульсии в различных участках межэлектродного пространства.

Институт «Гипрвостокнефть» г. Самара в своих конструкциях электродегидраторов объединяет межэлектродный ввод нефти с ее нижним вводом. Предотвращение замыкания электродов поляризационными цепочками из капель воды достигается снижением напряженности электрического поля за счет увеличения межэлектродного расстояния.

В Гипротюменьнефтегаз им. В. И. Муравленко В. Х. Латыповым и Р. С. Юманчиковым предложен электродегидратор с системой коаксиальных электродов „стержень-цилиндр". Внешний положительный электрод выполнен из пористого токопроводящего материала, а внутренний электрод снабжен перпендикулярными к поверхности стержня иглами, которые заряжают глобулы воды и частицы, коагулирующие в зоне

внешнего пористого электрода и седиментирующие в зазоре между корпусом и цилиндрическим электродом. Они предложили устройство для обезвоживания и очистки нефти от механических примесей, в котором положительный электрод выполнен в виде перфорированных дисков, а соседние диски установлены с возможностью вращения в разном направлении. Диски с налипшим слоем воды, обогащенной солями с механическими примесями, под действием потока нефти вращаются в разных направлениях вследствие специального выполнения перфорации на них. Под действием центробежных сил вода стекает с их поверхности на стенки и скапливается на дне корпуса, откуда удаляется, что исключает забивание перфораций на дисках.

В области совершенствования электродегидраторов можно выделить следующие основные направления:

1. Оптимизация электродных систем, создающих неоднородное электрическое поле.
2. Совершенствование экологичности процессов и повышение экологической безопасности путем уменьшения потребления свежей воды.
3. Повышение эффективности коалесценции турбулизацией промывочной воды и создание благоприятных гидродинамических условий, способствующих отстою воды.
4. Введение нефти в межэлектродное пространство трехэлектродных электродегидраторов и увеличение объема электрического поля для обессоливания нефти, образующих агрегатно-устойчивые трудноразрушаемые эмульсии. Возможны и две системы ввода нефти - в нижнюю зону и в межэлектродное пространство с регулированием соотношений подачи в зависимости от изменения свойств сырья.
5. Увеличение производительности электродегидраторов за счет улучшения условий осаждения капель, приводящих к увеличению концентрации капель и, следовательно, к интенсификации процесса их

коалесценции.

6. Увеличение скорости истечения нефти из отверстий емкости для маточного раствора, при которой уменьшаются застойные зоны. Взаимодействие нефти с дренажной водой происходит в большей части объема, причем образуется более высокодисперсная эмульсия. Уменьшение сопротивления достигается установкой сопел, гидравлическое сопротивление которых при равной скорости истечения в 1,7—2 раза меньше и может быть рекомендовано для всех электродегидраторов.

7. Оптимизация межэлектродного расстояния с целью увеличения напряженности электрического поля и, как следствие, увеличения силы притяжения между поляризованными каплями.

8. Установка встроенных струйных смесителей, снабженных перфорированными отражателями, с площадью перфорации 5-12,5 % от площади выходного отверстия смесительного патрубка. Они работают в вертикальных электродегидраторах не менее эффективно, чем горизонтальных.

9. Использование вертикальных электродегидраторов колоколообразных электродов вместо горизонтальных решетчатых электродов, т. е. установка ряда электродов системы «коаксиальные цилиндры». Между торцом электрода и диском образуется неоднородное электрическое поле, которое более эффективно для труднообессоливаемых нефтей, а более высокая напряженность поля позволяет снизить расход промывочной воды до 1 % на нефть.

10. Использование выносных электродов электродегидраторов, так называемых электрокоалесцирующих аппаратов (электрокоалесценторов), обладающих более высокими эксплуатационными характеристиками. Этот способ пока еще не получил широкого распространения. [12]

## 2 Общая характеристика объекта

Цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН-5) расположен на территории центрального пункта сбора Игольского месторождения предназначен для получать сырую нефть, выделять нефть из газа, обезвоживать, обессоливать, то есть доводить ее до товарной нефти в соответствии с требованиями перекачивания нефти через замер в систему магистральных нефтепроводов, а также выпуск нефти третьим сторонам для собственных нужд с места выпуска нефти (УОН). Газ после сепарации с ЦППН-5 поступает на компрессорную станцию цеха сбора, подготовки и транспортировки газа (ЦСП и ТГ-3) для дальнейшего компримирования, осушки и подачи его в качестве топлива. Также газ используется на собственные нужды, как топливо для котельных расположенных на территории ЦППН-5 и печей-нагревателей ПТБ-10 для процесса подготовки нефти.

Полученную воду, отделенную от сырой нефти во время ее обезвоживания, подают в резервуар для очистки от нефти, механических примесей и последующей закачки в систему ППД.

Проектная мощность установки по очистке нефти составляет 8,2 млн тонн в год. Цех состоит из четырех блоков, размещенных на отдельных территориях на расстоянии нескольких сотен метров друг от друга и имеющих свои операторные.

На установке по подготовке нефти осуществляют в комплексе все технологические операции по ее подготовке. Комплект этого оборудования называется УКПН - установка по комплексной подготовке нефти.[2]

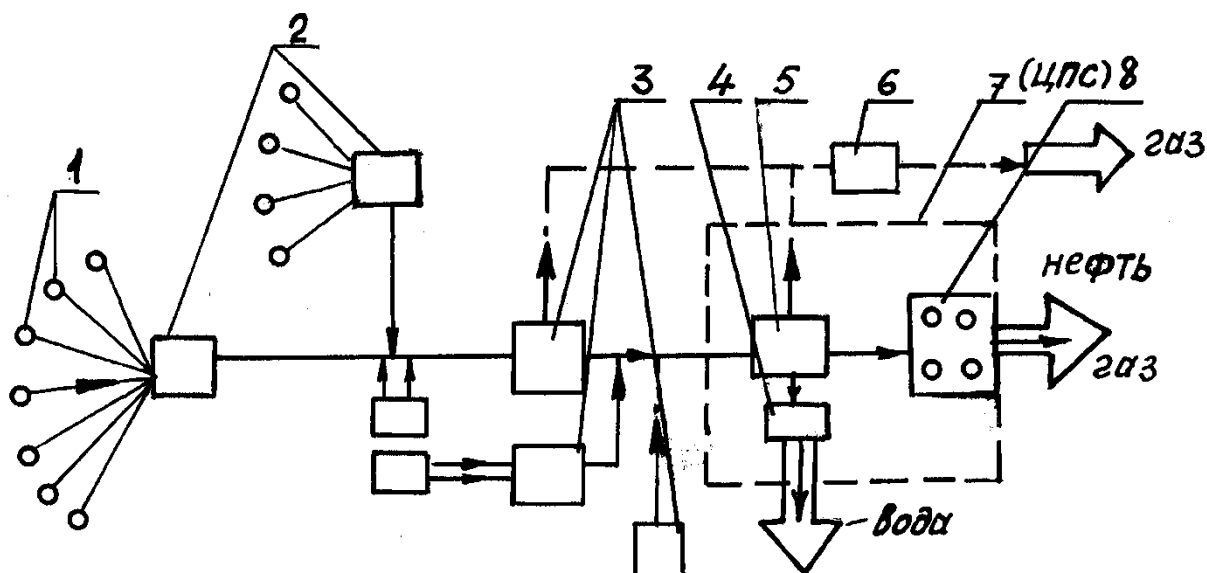


Рисунок 2 - Схема подготовки нефти

1 - нефтяная скважина; 2 - автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ); 3 - дожимная насосная станция (ДНС); 4 - установка очистки пластовой воды; 5 - установка подготовки нефти; 6 - газокompрессорная станция; 7 - центральный пункт сбора нефти, газа и воды; 8 - резервуарный парк

Обезвоженная, обессоленная и дегазированная нефть после окончательного контроля доставляется в резервуары товарной нефти и, следует, на основную насосную станцию магистрального нефтепровода. Рассмотрим основные принципы технологических процессов очистки нефти и воды. Добыча нефтяных скважин, прежде всего, проходит процесс разделения (отделение от нефти, газа и воды). Разделение нефти осуществляется в специальных сепараторах, которые являются вертикальными и горизонтальными. Обезвоживание и обессоливание нефти являются взаимосвязанными процессами, так как основная масса солей концентрируется в пластовой воде, а удаление воды приводит к обессоливанию нефти в то же время.

Обезвоживание нефти осложняется тем, что нефть и вода образуют стабильные эмульсии типа «нефть-вода». В этом случае вода рассеивается в нефтяной среде на мелкие капли, образуя стабильную эмульсию богатой солью. Поэтому для обезвоживания и обессоливания нефти необходимо отделить эти крошечные капли воды и удалить воду, соли из нефти. Для обезвоживания и



обессоливания нефти используются следующие технологические процессы : гравитационный отстой нефти, отстой горячей нефти , термохимические методы электрообессоливание и электрообезвоживание нефти. Процесс гравитационного осадка является самым простым в технологии. В этом случае резервуар заполняется нефтью и выдерживаются в течение определенного времени (48 часов и более). Во время выдерживания происходят процессы коагуляции капель воды, а большие и более тяжелые капли воды под действием силы тяжести ( силы тяжести) оседают на дно и накапливаются в виде слоя подкипяченной 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 –70С 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. В химических методах специальные вещества, называемые деэмульгаторами, добавляются в нефть. Поверхностно-активные вещества используются в качестве деэмульгаторов.. 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, дипроксилыны и др. Деэмульгаторы адсорбируются на поверхности фазы «нефть-вода» и вытесняют или заменяют менее активное поверхностно -активное вещество , содержащееся в жидкости. Кроме того, пленка, сформированная на поверхности капель воды, является хрупкой, из-за чего мелкие капельки сливаются в большие, т .е. процесс коалесценции. Большие капли влаги легко оседают на дно резервуара. Эффективность и скорость химической дегидратации значительно повышаются за счет нагрева-

ния нефти, то есть путем термохимических методов, путем снижения вязкости нефти при нагревании и облегчения процесса слияния капелек воды. Наиболее низкое остаточное содержание воды достигается при использовании электрических методов обезвоживания и обессоливания. 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°С.[2]

В настоящее время на УПН Игольского месторождения обезвоживание нефти происходит на установках предварительного сброса пластовой воды: первая стадия - холодный осадок в первичных резервуарах, а затем после нагревания до 40 ° С разделение воды в отстойниках ОГ-200П (рисунок 2).

Эмульсию разрушают добавлением деэмульгатора, который добавляют перед первой и перед второй стадией обезвоживания. Из-за неэффективной работы блока обезвоживания нефти фактическое потребление деэмульгатора превышает регламентируемое примерно в четыре раза. В то же время содержание воды в коммерческой нефти не всегда соответствует норме[1].

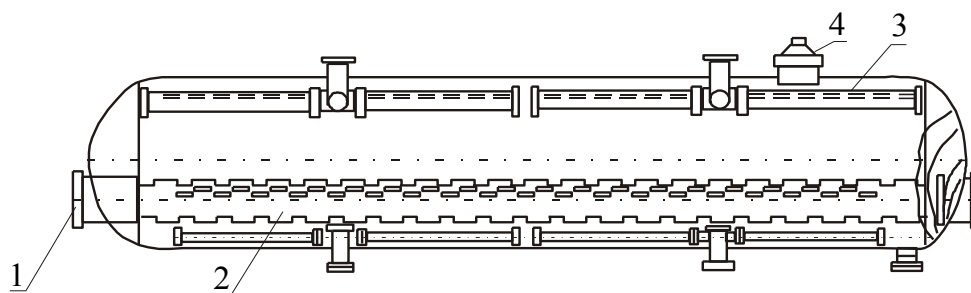


Рисунок 3 – Техническая схема для предварительного разделения нефти и пластовой воды.

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

Включение в существующую схему обезвоживания электрического

гидрататора позволит добиться стабильных результатов по содержанию воды в нефти и количеству хлористых солей с минимальным потреблением деэмульгатора.

## 2.1 Технология подготовки нефти, характеристика исходного сырья

Добываемая из скважин жидкость представляет собой многофазную систему, состоящую из нефти, пластовой воды и попутных нефтяных газов. Нефть представляет собой химически сложную компонентную смесь, состоящую из метановых, нафтеновых, ароматических групп углеводородов.

Таблица 2.1 «Физико-химические свойства нефти»

№	Наименование сырья, материалов, реагентов изготавливаемой продукции	Номер государственного или отраслевого стандарта, технических условий, стандарта компании	Показатели качества, обязательные для проверки	Норма по ГОСТ, ОСТ, СТП, ТУ (заполняется при необходимости)	Область применения изготавливаемой продукции
	Сырая нефть с Игольско – Талового месторождения	ГОСТ 2477 – 65 ГОСТ 6370-83	1.Содержание воды 2.Механические примеси	Не регламентируется Не регламентируется	
2.	Товарная нефть на выходе с установки	ГОСТ Р 51069-97 ГОСТ 3900-85 МИ 2153-2004	1.Определение плотности	Не регламентируется	
		ГОСТ 2477-65	2.Содержание воды	Не более 0,5%	
		ГОСТ 21534 – 76	3.Содержание хлор – солей	Не более 900 мг/м <sup>3</sup>	
		ГОСТ 6370 – 83	4.Содержание мех. примесей	Не более 0,05%	
		ГОСТ 1756 – 2002 (ИСО 3007 –99)	5.Определение давления насыщенных паров	Не более 66,7 кПа	
		ГОСТ 33 – 2000	6. Определение кинематической вязкости	Не регламентируется	
		ГОСТ 11851-85	7.Определение парафина		

Продолжение таблицы 2.1

		ГОСТ 2177- 99	8.Определение фракционного состава		
		ГОСТ Р 50802-95	9.Определение сероводорода, метил и этилмеркаптана	Не более 100 млн <sup>-1</sup> (ppm)	
		ГОСТ Р-52247-2004	10.Определение хлор-органических соединений		
3.	Реагенты: Деэмульгатор Реапон-И марки ИК-2	ТУ 39-12966038-003-93	Внешний вид	Однородная жидкость от светлого желтого до коричневого цвета.	Разрушение эмульсии вода-нефть
			Массовая доля активной основы	Не менее 48%	
			Кинематическая вязкость при 20°С	Не более 60 мм <sup>2</sup> /с	
			Температура застывания	Не выше минус 40°С	
4.	Метанол	ГОСТ 2222-95	Плотность при 20°С	791-792 кг/м <sup>3</sup>	Разрушение гидрато-образований в газопроводах
5.	Подтоварная вода	МВИ № 02 – 24/Х1 – МВИ – 7-2012	1. Массовая концентрация нефти 2. Механические примеси	не более 50 мг/дм <sup>3</sup> не более 50 мг/дм <sup>3</sup>	Поддержание пластового давления

Таблица 2.2 «Физико-химические свойства и компонентный (мольный) состав нефтяного газа»

Компонент	% мольные	
	Газ первой степени сепарации	Газ второй степени сепарации
Водород	0,01	<0,001
Гелий	0,0089	0,0035
Азот	1,61	<0,005
Углекислый газ	4,04	1,70
метан	64,05	18,71
этан	8,9	8,5
пропан	12,1	34,12
изо-бутан	2,24	10,1
н-бутан	4,50	19,82
изо-пентан	1,01	3,36
н-пентан	0,87	2,46
Сумма гексанов	0,55	1,02
Сумма гептанов	0,097	0,172
Сумма октанов	0,0120	0,0291
Сумма нонанов	0,0021	0,0054
Теплота сгорания, МДж/м <sup>3</sup> (низшая)	48,29	84,75
Плотность абсолютная, кг/м <sup>3</sup>	1,1025	1,8627
Плотность относительная	0,9153	1,5466
Молярная масса	26,320	43,938
Число Воббе, МДж/м <sup>3</sup> (высшее)	55,34	74,03
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	78	78

Таблица 2.3 « Физико -химические свойства пластовых вод Игольского месторождения»

Наименование показателя	Плотность кг/ м <sup>3</sup>	Ионный состав воды	Содержание			
			Ионов, мг/ л	Воды, %	СЛ-ионов, мг. экв л	КВЧ, мг / л
Значение показателя	1019,6	Ca <sup>2+</sup>	517	70	403,2	608,6
		Mg <sup>2+</sup>	170,2			
		CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	33,8			
		HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	887,2			
		Na <sup>+</sup> ,K <sup>+</sup>	9330			
		Fe <sup>2+</sup>	22,33			
		Fe <sup>3+</sup>	26,32			
		CL <sup>-</sup>	14878			

Нефть содержит небольшое количество смолы, асфальтенов и растворенных газов в различных количествах : сероводород, азот , окись углерода и другие, а также пластовую воду в зависимости от содержания воды в нефтянойэмульсии с растворенными минеральными солями. По внешнему виду нефть представляет собой маслянистую жидкость от светло-коричневого до почти черного. Содержание этих или других компонентов может изменяться даже несколько десятков раз , поэтому нефть , извлеченное из разных месторождений , смешивается. И таким образом получается что сырье с почти постоянными физическими и химическими свойствами.

Физико- химические свойства нефти Игольского Месторождения представлены в таблице 2.1. Физико-химические свойства газов и пластовых вод приведены в таблице 2.2 и таблице 2.3.

## **2.2. Технологическая схема первичной подготовки нефти**

### **2.2.1 Описание технологического процесса установки подготовки нефти (УПН) ЦППН-5**

#### **Описание технологической схемы**

Технологический процесс установки подготовки нефти осуществляется по технологической схеме, представленной в Приложении В.

#### **Первая ступень сепарации**

Нефтяная эмульсия Игольского месторождения подается в коллектор ЦППН – 5 с узла подключений с давлением 1,0 -2,7 кгс/ см<sup>2</sup> (манометр технический № 101 ). Узел подключений представляет собой коллектор, соединяющий два потока: неразгазированную нефть 25 % и частично разгазированную и обезвоженную нефть 75% через УПСВ 36.

Нефтяная эмульсия с Крапивинского месторождения (кусты № 1,1 бис 2,2 бис 3,5) через УПН ЦППН-6 Крапивинского месторождения по трубопроводу Ду 300 поступает в приемный коллектор ЦППН с давлением 1,0- 2,5 кгс/см<sup>2</sup> и в коллектор подачи товарной нефти на прием насосов внешней перекачки . Технологическая схема позволяет вести прием товарной нефти с Крапивинского месторождения в резервуары товарной нефти.

В приемном коллекторе I ступени сепарации в поток нефти подается деэмульгатор из блока дозирования реагента БР-10 1У

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

Реагент завозится к БРХ в бочках (V = 200 л), из которых закачивается в расходную емкость шестеренчатым насосом.

Обработанная реагентом нефтяная эмульсия с давлением 1,0 -2,5 кгс /см<sup>2</sup> поступает на первую ступень сепарации УБС 6300 /14.

## **УБС -6300/14- Установка блочная сепарационная**

Сепарационный блок УБС -6300/14 состоит из устройства предварительного отбора газа - депульсатора, емкости технологической, установленной горизонтально на опорах, каплеотбойника, с помощью опор установленного на технологической емкости.

Работа установки основана на предварительном отборе газа из газонефтяной смеси в депульсаторе, разгазировании в технологической емкости и очистке газа от капельной жидкости в каплеотбойнике.

Газонефтяная смесь из приемного коллектора поступает в депульсатор, в котором происходит разделение 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 1,0- 2,5.

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 1,0– 2,5 кгс/см<sup>2</sup> поступает в успокоительный нефтеподводящий коллектор.

### **НГС (нефтегазосепаратор)**

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



Из НГС нефть с давлением 1,0-2,5 кгс/см<sup>2</sup> (технический манометр № 140) поступает в успокоительный нефтеподводящий коллектор[13].

### **УСТН-1М (Установка сепарационная трубная наклонная)**

Из успокоительного коллектора нефть с давлением 0,75-1,7 кгс /см<sup>2</sup> (технический манометр № 110) поступает в наклонную колонну, где происходит дополнительная дегазация нефтяной эмульсии. Благодаря наклону нефтеотводящих трубопроводов, выделившийся газ и газ, увлеченный потоком нефти, скапливается вдоль верхней образующей и движется вверх при нисходящем движении нефти. Газ выводится из колонны с давлением 0,05 кгс/см<sup>2</sup> в газопровод низкого давления факельной системы.

Частично дегазированная нефть через нефтеотводящий коллектор самотеком поступает в сырьевой резервуар РВС- 5000 № 3 (5).

### **Сырьевой резервуар РВС-5000 №3 (5)**

Сырьевой резервуар предназначен для отделения пластовой воды и вывода ее в технологический резервуар № 2 с последующей откачкой на БКНС, вывода частично обезвоженной нефти на прием насосов внутренней перекачки.

Технологическая схема позволяет производить периодический подогрев объема РВС № 3(5) горячей нефтью после печей ПТБ-10 для лучшего отделения пластовой воды.

Часть потока горячей нефти после печи периодически поступает в резервуар № 3 (5) из трубопровода «КС - резервуарный парк»

Уровень подтоварной воды в сырьевом резервуаре поддерживается 180-300 см.

Дополнительный контроль уровня подтоварной воды вручную по месту осуществляется с помощью многофункциональной рулетки модели D - 2401.

Из сырьевого резервуара с уровня 3 – х или 5 –ти метров нефть поступает в нефти подводящий коллектор, на вход насосов внутренней перекачки нефти.

С выхода насосов внутренней перекачки нефтяная эмульсия по трубопроводу «Насосная внутренней перекачки – печь ПТБ –10» поступает в коллекторпечи ПТБ –10.

Контроль давления в трубопроводе подачи нефти в змеевики печи производится по техническими манометрами.

Из коллектора нефтяная эмульсия поступает в нижние ветви змеевиков, расположенных параллельно в корпусе теплообменной камеры, проходит и собирается в верхнем коллекторе.

При прохождении через змеевики нефть нагревается за счет тепла, отдаваемого продуктами сгорания топливного газа, сжигаемого в четырех камерах сгорания.

Нагрев нефтяной эмульсии до температуры 40 °С активизирует работу деэмульгатора.

Топливный газ в камеры сгорания поступает с площадки подготовки топливного газа через ГРП(газорегуляторный пункт).

ГРП выполняет следующие функции:

- Снижает давление газа, поступающего из газопровода до заданной величины;
- Поддерживает заданное значение давления на выходе независимо от изменения потребления;
- Прекращает подачу газа при повышении или понижении давления газа за пределы заданных пределов;
- Очищает газ от механических примесей.

- Нагретая эмульсия с давлением 1,8- 2,2 кгс/см<sup>2</sup>поступает в отстойники ОГ – 200 №1, 2для разделения нефтяной эмульсии на нефть и подтоварную воду.

### **Отстойники ОГ – 200 (1, 2)**

Отстойник представляет собой горизонтальную емкость, оснащённую двумя коллекторами – распределителями.

Нефтяная эмульсия поступает (контроль давления на входе нефтяной эмульсии производится по техническому манометру № 150) в отстойный отсек по коллекторам-распределителям и через отверстия коробчатых распределителей, служащих для гашения энергии вытекающих струй эмульсии, равномерного распределения потока по аппарату и предотвращения перемешивания вышележащего слоя нефти, равномерно распределяется по аппарату. Контроль давления в отстойниках производится по техническим манометрам.

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.

### **Контроль температуры нефти на выходе из отстойников**

Контроль за температурой нефти в отстойниках осуществляется при помощи первичного прибора, установленного на трубопроводе выхода с отстойников. Расход с дренированной воды регистрируется при помощи датчика расхода ДРС. Для защиты от превышения давления выше допустимого значения на аппаратах установлены пружинные предохранительные клапана СППК.

Обезвоженная нефть с обводненностью 0,1-1,5 % и давлением 0,9- 2,0 кгс/см<sup>2</sup> поступает в концевые сепарационные установки КСУ № 1, № 2 . Контроль давления на входе в КСУ производится по техническим манометрам

### **КСУ (1, 2) (концевые сепарационные установки)**

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>.

### **Контроль давления в КСУ № 1, № 2**

Контроль давления КСУ № 1, № 2 производится датчиком давления «Метран » с выводом показаний в операторную на вторичный прибор. Контроль давления КСУ производится по техническим манометрам. Контроль давления на трубопроводах выхода газа производится по техническим манометрам, оборудованы двумя пружинными предохранительными клапанами СППК. Предел срабатывания СППК- 0,5 кгс/см<sup>2</sup>.

Подготовленная нефть из концевого сепаратора самотеком с давлением 0,3 – 1,1 кгс/см<sup>2</sup> ( в зависимости от взлива в резервуаре) поступает в технологический резервуар № 8(6,7) или в товарный резервуар № 4, 6, 7, (8).

### **Резервуары товарной нефти РВС5000 № 4, РВС 5000 № 6, № 7 , № 8**

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 по приему - сдаче нефти между

" отправителями нефти" ЦППН – 5УПНиГ ОАО " Томскнефть " и грузополучателями ЛПДС "Парабель"[1].

Каждый резервуар снабжен необходимым набором оборудования , обеспечивающим правильную и безопасную его эксплуатацию:

- Наполнение и опорожнение;
- Измерение уровня нефти;
- Отбор проб нефти;
- Поддержание давления в резервуаре в безопасных пределах;
- Удаление подтоварной воды;
- 

## **2.2.2 Регламент работы установки подготовки нефти**

### **Нормы технологического режима работы УПН**

Нормы технологического режима работы установки подготовки нефти определены документами входящими в состав регламента. Нормы включают в себя все условия работы агрегатов и установок , а также технологические условия различных процессов (Приложение Д).

### **Контроль технологического процесса. Система сигнализации и блокировки УПН**

Для аналитического контроля ведения технологического процесса установок периодически отбираются пробы нефти, для определения обводненности, на входе на установку, выходе с отстойников или электродегидраторов, узла учета нефти (УУН) после установок, а также отбор проб пластовой воды, для определения остаточного содержания нефтепродуктов после очистных резервуаров, на выкиде насосов. Для определения загазованности территории установок производится отбор проб газо-воздушной среды по производственным площадкам и помещениям . Аналитический контроль технологического процесса представлен в Приложении Е.

В связи с непрерывностью технологического процесса на установке первичной подготовки нефти предусмотрена система контроля и сигнализации .

Система сигнализации и контроля обеспечивает безопасность работы установки, следя за технологическими параметрами процесса и предупреждая об отклонении этих параметров.

### **2.3 Материальный и тепловой балансы**

Основой материального баланса является закон сохранения материи, согласно которому количество материала, поступающего в процесс (приходные статьи материального баланса), равняется количеству продуктов, получаемых в результате процесса (расходные статьи материального баланса). Материальный баланс должен составляться как для всего технологического процесса, так и для отдельных его элементов. Материальный баланс составляют за единицу времени - час, сутки, год - или за цикл работы на единицу исходного сырья или готовой продукции, т. е. за тот отрезок времени, в течение которого перерабатывается определенное количество сырья или получается определенное количество продукта.

Материальный баланс обычно составляют в виде таблиц или схем с указанием соответствующих материальных потоков и представлен в таб. 2.4 Материальный баланс может быть рассчитан в весовых, мольных или объемных единицах. При составлении материального баланса в объемных или мольных единицах необходимо учитывать, что в результате тех или иных химических превращений объем или число молей, поступающих в аппарат, может отличаться от объема или числа молей продуктов, получаемых в результате процесса. Кроме того, такое несоответствие возможно при смешении компонентов, не подчиняющихся закону аддитивности.

Энергетический баланс основывается на законе сохранения энергии. Технологические процессы часто сопровождаются изменением теплосодержания системы, а также затратой энергии (электрической, механической и др.).

Поэтому при расчетах аппаратов необходимо составлять энергетические балансы.

Таблица 2.4- Материальный баланс

Статьи прихода, расхода	%	Количество, т/час
Приход		
Нефть	68,60	943,1
Вода	20,00	275,0
Газ	11,40	156,9
деэмульгатор	0,002	0,0275
Итого прихода:	100,00	457,42
Расход		
Вода	19,50	268,2
Газ	11,47	157,8
нефть с обводненностью 0,5%	69,03	950,0
Итого расхода:	100,00	1376,0

Энергетический баланс отражает основное содержание закона сохранения энергии, согласно которому количество энергии, введенной в процесс (приходные статьи баланса), равно количеству энергии, получаемой в результате процесса (расходные статьи баланса).

Так же как и материальный баланс, энергетический баланс можно составлять для всего производственного процесса или для отдельных его стадий. Энергетический баланс может быть составлен для единицы времени (час, сутки), для цикла работы, а также на единицу исходного сырья или готовой продукции. При составлении теплового баланса (табл. 2.5) количество тепла, содержащегося в тех или иных материальных потоках, отсчитывают от какого-либо температурного уровня, чаще всего от 0°C.

Таблица 2.5- Тепловой баланс

Статьи прихода, расхода	%	Количество, МДж/ч
<b>Приход</b>		
теплосодержание нефти	33,3	62727,5
тепло которое передается в печи	66,7	125455,0
<b>Итого прихода:</b>	<b>100</b>	<b>188182,5</b>
<b>Расход</b>		
теплосодержание нефти	18,0	33925,5
теплосодержание воды	11,6	21911,9
теплосодержание газа	9,1	17066,1
потери в окружающую среду и в аппаратах УПН	61,3	115279,0
<b>100</b>		<b>188182,5</b>

При составлении энергетического и, в частности, теплового баланса особое внимание должно быть обращено:

на возможный переход одного вида энергии в другой;

на изменение агрегатного состояния тела, которое сопровождается выделением или поглощением тепла ( скрытая теплота испарения или конденсации, плавления, затвердевания, адсорбции и т. д.);

на тепловой эффект химической реакции ( эндотермической или экзотермической).

Иногда необходимо учитывать потери тепла в окружающую среду. Как тепловой, так и материальный баланс удобно представлять в виде таблиц или схем с указанием всех приходных и расходных статей.

Для расчета теплового баланса необходимо знать теплоемкости потоков. Теплоемкость газового потока рассчитывается по содержанию компонентов (табл. 2.6).



Таблица 2.6 Средние теплоемкости газов

	CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	н-С <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	и-С <sub>4</sub> H <sub>10</sub>
Средняя теплоемкость, кДж/(кг·К)	0,843	1,036	2,226	1,751	1,667	1,682	1,666
Содержание, %	0,2	1,2	92,0	1,5	2,0	1,0	1,5

Теплоемкость воды с содержанием различных солей, кислот и оснований рассчитываем аналогичным образом таб. 2.7

Таблица 2.7- Средние теплоемкости солей.

	Ошибка	H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	HCl	Ca(OH) <sub>2</sub>	Mg(OH) <sub>2</sub>	Na(OH)+K(OH)
Средняя теплоемкость, кДж/(кг·К)	0,576	1,416	0,766	1,181	1,320	1,332
Содержание, %	0,635	0,003	8,0	0,2	0,04	4,5

Так как нефть приходит с 20%-ой обводненностью и содержит 11,4% попутного газа, теплоемкость приходящей нефти рассчитывается по правилу смешения.

Тепло, которое передается в печи, рассчитывается при условии, если температура нефти на выходе 333К:

Теплосодержание нефти на выходе с установки рассчитывается с учетом тепловых потерь.

Теплосодержание воды и газа, уходящих с установки рассчитывается при температурах соответственно 273К и 323К:

Результаты расчета теплового баланса приведены в табл.2.5.

## 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

### Предпроектный анализ

#### 4.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Продукт: исследование процессов подготовки нефти ЦППН-5 Игольского месторождения

Целевой рынок: предприятие нефтяной, газовой промышленности.

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

Таблица 4.1 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,05	4	2	1	0,3	0,25	0,1
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,3	4	3	3	1,5	0,32	0,47
3. Надежность	0,4	4	5	3	0,4	0,5	0,35
4. Простота эксплуатации	0,05	4	4	4	0,17	0,4	0,5
5. Качество интеллектуального интерфейса	0,09	4	1	4	0,78	0,7	0,5
6. Конкурентоспособность продукта	0,07	4	4	5	0,2	0,11	0,44
7. Уровень проникновения на рынок	0,09	5	4	5	0,1	0,35	0,8

<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Цена	0,05	3	4	5	0,23	0,14	0,7
2. Предполагаемый срок эксплуатации	0,05	3	4	5	0,15	0,23	0,1
3. Послепродажное обслуживание	0,05	5	4	4	0,14	0,15	0,2
4. Финансирование научной разработки	0,06	4	4	4	0,35	0,23	0,12
5. Срок выхода на рынок	0,08	4	5	3	0,8	0,8	0,36
6. Наличие сертификации разработки	0,04	5	5	1	0,8	0,8	0,48
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>53</b>	<b>49</b>	<b>47</b>	<b>5,92</b>	<b>4,98</b>	<b>5,12</b>

### 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

	<b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b> С1.Эффективность работы центрального пункта сбора нефти С2. Модернизация и автоматизация технологий. С3 . Безопасность и экологичность проекта. С4. Подготовка высококвалифицированных специалистов.	<b>Слабые стороны исследовательского проекта:</b> Сл1 .Отсутстви оборудования для проведения исследований Сл2 .Отсутствие возможности произвести модернизацию оборудования Сл3.Финансирование
<b>Возможности:</b> В1Получение дополнительного объема продукта на выходе В2. Получение дополнительных результатов при исследованиях	С1 .Разработка методов и анализа по месторождению.	Сл1. Повышения квалификации работников
<b>Угрозы:</b> У1 Сертификация, лицензирование. У2. Развитая конкуренция	С1.Сертификация, новации С2. Разработка нормативной документации	Сл1. Модернизация процесса автоматизации Сл2.Нормы и стандарты Сл3. Законодательная база, разработка нормативов и стандартов .

#### 4.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации

Таблица 4.3 - Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п /п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1.	Определен имеющийся научно-технический задел	3	1
2.	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	3	2
3.	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	3	2
4.	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	3	3
5.	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	2	1
6.	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	2	1
7.	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	2	1
8.	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	1	2
9.	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	1
10.	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	2
11.	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	1	1
12.	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	1	2
13.	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	1	2
14.	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	2	2
15.	Проработан механизм реализации научного проекта	2	1
	<b>ИТОГО БАЛЛОВ</b>	<b>32</b>	<b>24</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 [20].

Таблица 4.4 - Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
«ОАО». Роснефть	разработка мероприятий по усовершенствованию работы УПСВ и систем сбора и подготовки нефти

Таблица 4.5 - Цели и результат проекта

Цели проекта:	разработка мероприятий по усовершенствованию работы ЦППН и систем сбора и подготовки нефти.
Ожидаемые результаты проекта:	Получение результатов по работе
Критерии приемки результата проекта:	1. Программа капитальных вложений Игольского нефтяного месторождения на 2015 год. 2. Заключение Экспертизы промышленной безопасности, регистрационный номер заключения № 58-ТУЗ.

	3. Лицензия на право пользования недрами ТН № 000НЭ Игольского месторождения, срок до 26.04.2038г.
Требования к результату проекта:	Требование:
	1.Составить выводы об альтернативности выбора. Оценить результат.

### Организационная структура проекта

Таблица 4.6 - Рабочая группа проекта

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

Таблица 4.7 - Ограничения проекта

Фактор	Ограничения/ допущения
3.1. Бюджет проекта	241 908
3.1.1. Источник финансирования	ОАО «ТН ВНК»
3.2. Сроки проекта:	11.01.15-1.09.15
3.2.1. Дата утверждения плана управления проектом	11.01.15
3.2.2. Дата завершения проекта	1.09.15

## 4.5 Планирование управления научно-техническим проектом

### План проекта

Линейный график представляется в виде таблицы 4.8

Таблица 4.8 – Календарный план проекта

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Изучение литературы, составление литературного обзора	9	11.01	20.01	
Расчет на математической модели	4	20.01	24.01	
Обсуждение полученных результатов	30	24.03	25.04	
Оформление выводов	10	25.04	05.05	
Оформление пояснительной записки	7	05.05	12.05	
<b>Итого:</b>	60			

Таблица 4.9 - Календарный план-график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнители	Т <sub>к</sub> , кал, дн.	Продолжительность выполнения работ														
			янв		февр			март			апрель			май			
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
Изучение литературы, составление литературного обзора	Специалист	9	■														
<b>Ошибка!</b>	Специалист	4	■														
<b>Ошибка!</b>	Специалист, руководитель	30									■						
Оформление выводов	Специалист	7												■			
Оформление пояснительной записки	Специалист	10													■		

#### 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 <b>Ошибка!</b>	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	<b>Ошибка!</b>	Итого плановая себестоимость
96	10810	181747,53	49254	<b>241908</b>

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

Наименование	Единица измерений	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Цена 1л нефти	литр	1	2,30	2,30
Электроэнергия	руб	На 1 кв/ч	0,70	0,70
Транспортно-заготовительные расходы(3-5%)			2,37	
Базовая система автоматизации			90,63	90.63
Итого по статье См				96



## Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

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

№ п /п	Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость с учетом НДС, руб.	Норма Ошибка!, %	Амортизация, руб.
1	Уровнемер	1	25000	15	3750
2	Контролёр модульный	1	100000	15	15000
3	Датчик	1	45000	15	6750
4	Термопреобразователь	1	46200	15	6930
	<b>Итого</b>		<b>186100</b>		<b>32430</b>
	Запериодвыпол.НИР				<b>10810</b>

## Основная заработная плата

Таблица 4.13 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Специалист
Календарное число дней	90	100
Количество нерабочих дней	30	30
- выходные дни	5	5
- праздничные дни		
Потери рабочего времени		
- отпуск	-	-
- невыходы по болезни		

Продолжение таблицы 4.13

Действительный годовой фонд раб. Времени	59	59
--	----	----

Таблица 4. 14 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	З <sub>б</sub> , руб.	k <sub>p</sub>	З <sub>м</sub> , руб	З <sub>дн</sub> , руб.	Тр, раб. дн.	З <sub>осн</sub> , руб.
Руководитель	25 523,45	1,3	33 180,49	5 935,67	22	130 584,74
Специалист	10 000	1,3	13 000	2 325,58	22	51 162,79
<b>Итого Зосн</b>	<b>181 747,53</b>					

## Дополнительная заработная плата научно-производственного персонала

Таблица 4.15 - Заработная плата исполнителей НИИ

Заработная плата	Руководитель	Специалист
Основная зарплата	130584,74	51162,79
Дополнительная зарплата		
Итого по статье $C_{зп}$	130584,74	51162,79

### Отчисления на социальные нужды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

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

где  $k_{внеб} = 30\%$  коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

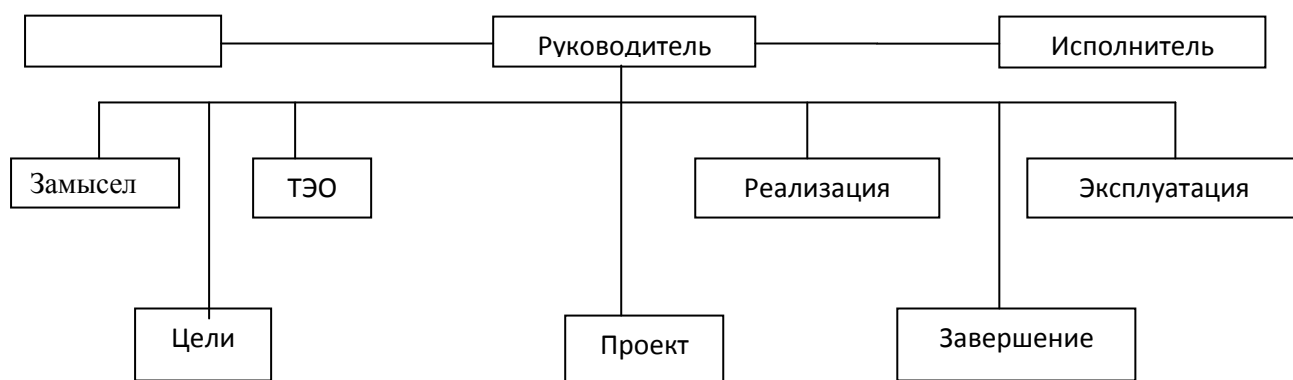
Таблица 4.16 - Отчисления на социальные нужды

	Руководитель	Специалист
Зарплата	130 584,74	51 162,79
Отчисления на социальные нужды	35 389	13 865
<b>ИТОГО</b>	<b>49 254</b>	

### 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 4.



#### Рисунок 4 - 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	синхромметр	1	0,018	0,5	0,009	0,063
2	монометр	1	2,3	30	69	483
3	эл.генератор	1	0,62	52	32,24	225,68
<b>ИТОГО</b>						<b>708,74</b>

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

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.

Показатели экономической эффективности проекта учитывают финансовые последствия его осуществления для предприятия, реализующего данный проект. В этом случае показатели эффективности проекта в целом ха-

рактически с экономической точки зрения технические, технологические и организационные проектные решения[21].

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

#### 4.9 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.

#### 4.10 Чистая текущая стоимость (**NPV**)

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

Если инвестиции носят разовый характер, то **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	Шаграсчета				
		0	1	2	3	4
1.	Выручка от реализации, т.р.	0	312105	312105	312105	312105
2.	Итогоприток	0	312105	312105	312105	312105
3.	Инвестиц. издержки, т.руб.	-241908	0	0	0	0
4.	Операционные затраты, т. р. С+Ам+ФОТ	0	60464	60464	60464	60464

Продолжение табл. 5.1

5.	Налоги Выр-опер=донал.приб*20%	0	50328	50328	50328	50328
6.	Итого отток Опер.затр+налоги	-241908	110792	110792	110792	110792
7.	Чистый денежный поток ЧДП=Пчист+Ам Пчист=Пдонал.-налог	-241908	196587	196587	196587	196587
8.	Коэффициентдисконтирован ия (приведенияпри $i=0,20$ )	1,0	0,833	0,694	0,578	0,482
9.	Дисконтированный чистый денежный поток ( $c7*c8$ )	-241908	163757	136431	113627	94755
10	Нарастающимитогом $NPV$	-241908	-78151	58280	171908	266663

Таким образом, чистая текущая стоимость по проекту в целом составляет 266 663 д. ед., что позволяет судить о его эффективности.

#### 4.11 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.

Рассчитывается данный показатель примерно по той же методике, что и простой срок окупаемости, с той лишь разницей, что последний не учитывает фактор времени.

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 ( $i=0,20$ )	-241908	163757	136431	113627	94755
2.	Нарастающим итогом	-241908	-78151	58280	171908	266663
3.	Дисконтированный срок окупаемости	$PP_{диск} = 1 + 78151/136431 = 1,5$ месяца				

#### 4.12 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 5.

Таблица 5.3 - Зависимость NPV от ставки дисконтирования

№ п/п	Наименование показателя	0	1	2	3	4	NPV
1	Чистые денежные потоки	-241908	196587	196587	196587	196587	
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	-241208	178698	162381	147637	134269	381076
	i=0,2	-241208	163757	136431	113627	94755	266663
	i=0,4	-241208	140363	100259	71558	51113	121385
	i=0,5	-241208	131124	87285	57993	38924	73418
	i=0,6	-241208	122867	76669	47967	18676	24271
	i=0,7	-241208	115593	65857	39907	13761	-6790

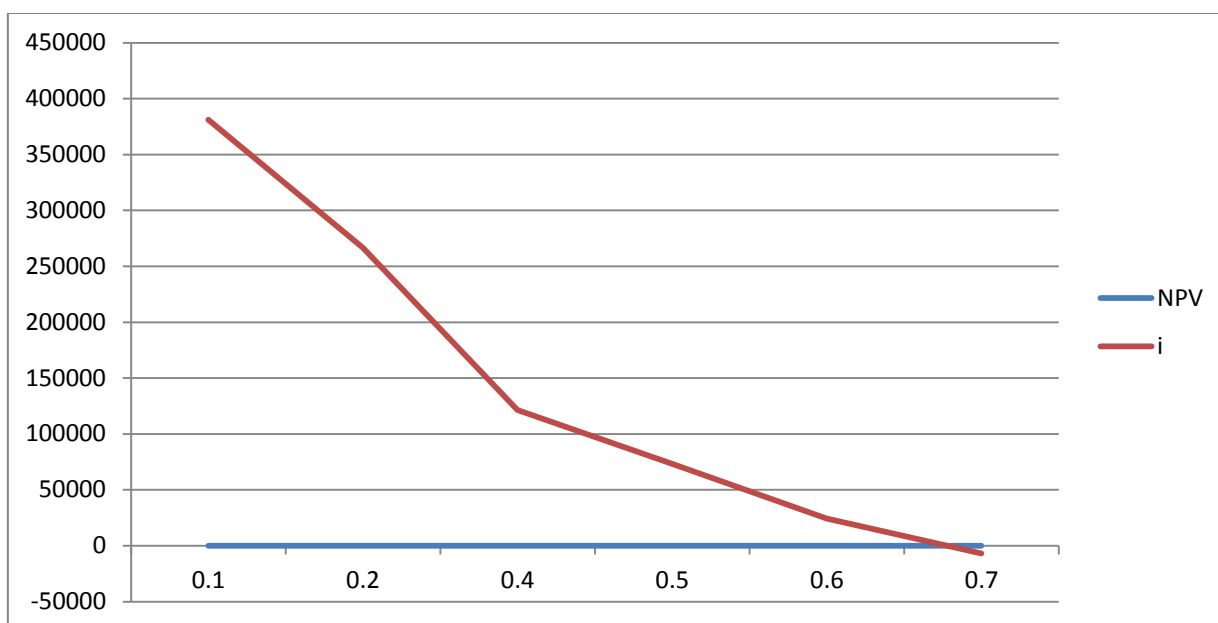


Рисунок 5 – Зависимость NPV от ставки дисконтирования

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 0,70.

#### 4.13 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.



$PI=2,1>1$ , следовательно, проект эффективен при  $i=0,2$ ;  $NPV=266\ 663$

#### 4.14 Оценка сравнительной эффективности исследования

Таблица 5.4 – Группировка затрат по статьям аналогов разработки

Ошибка! аналога №	Сырье, материалы (за вычетом возвратных от-ходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (Ошибка!) работ	Ошибка!	Отчислен иянасоциа льныенуж ды	Ошибка!
1	100	421560	204585	56829	683074
2	90	325487	180262	50072	555911

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\phi}^p = \sum_{i=1}^n \frac{\Phi_{i\max} - \Phi_i}{(1+i)^t}$$

где  $I_{\phi}^p$  - интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_i$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{i\max}$  – 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 ресурс эффективности 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 ресурс эффективности 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 5.5 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,1	5	5	4
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	4	3	1
3. Помехоустойчивость	0,15	5	5	2
4. Энергосбережение	0,20	5	4	5
5. Надежность	0,25	5	5	3
6. Материалоемкость	0,15	1	2	2
ИТОГО	1	25	24	17

$$I_{mp} = 5 * 0,1 + 4 * 0,15 + 5 * 0,15 + 4 * 0,2 + 4 * 0,25 + 5 * 0,15 = 4,3$$

$$I_{m}^{a1} = 5 * 0,1 + 3 * 0,15 + 5 * 0,15 + 4 * 0,2 + 5 * 0,25 + 2 * 0,15 = 4,1$$

$$I_{a2m} = 4 * 0,1 + 1 * 0,15 + 2 * 0,15 + 5 * 0,2 + 3 * 0,25 + 2 * 0,15 = 2,8$$

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

$$\frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^a} = \frac{I_{рес}^p}{I_{рес}^a} \cdot \frac{I_{фин}^p}{I_{фин}^a}$$

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

$$Эср = \frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^a}$$

где Эср – сравнительная эффективность проекта;  $I_{мэ}^p$  – интегральный показатель разработки;  $I_{мэ}^a$  – интегральный технико-экономический показатель аналога.

Таблица 5.6 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Ошибка! 1	Аналог 2	Ошибка!
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,8	0,4
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,9	3,5	10,7
3	Интегральный показатель эффективности	4,1	2,8	4,3
4	Сравнительная эффект. вариантов исполнения	2,7		3,05

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) – 266 663 тыс. руб.

Данный инвестиционный проект можно считать выгодным, NPV положительная величина. Дисконтированный срок окупаемости проекта ( $PP_{диск}$ ) составляет 1,5 месяца. Внутренняя ставка доходности (IRR) – 70% – инвестиционный проект экономически оправдан, так как выполняется условие неравенства  $IRR > i$ . Индекс доходности (PI) – 2,1 превышает единицу, следовательно, что данная инвестиция приемлема.