

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

---

Институт – Институт природных ресурсов  
Направление подготовки – 18.04.02 «Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии», профиль подготовки «Процессы и аппараты химической технологии»  
Кафедра – Химической технологии топлива и химической кибернетики

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
Моделирование процессов обезвоживания и обессоливания при промысловой подготовке нефти

УДК 622.276.8:665.622.4-047.58

Студент

Группа	Ф.И.О.	Подпись	Дата
2КМ5А	Золотухина Ксения Владимировна		

Руководитель

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	Ф.И.О.	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Криницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	Ф.И.О.	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	Немцова Ольга Александровна	ассистент		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	Ф.И.О.	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ХТТ и ХК ИПР	Юрьев Егор Михайлович	к.т.н., доцент		

Томск – 2017 г.

## Запланированные результаты обучения по программе

Результаты обучения		Б3.Б.2.1-2 Государственная итоговая аттестация	
Обозначение	Содержание	МДЭ	ВКР
<b>Профессиональные компетенции</b>			
P1	Применять базовые математические, естественно-научные, социально-экономические и специальные знания в профессиональной деятельности	+	+
P2	Применять знания в области энерго- и ресурсосберегающих процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии 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, нефтехимии и биотехнологии	+	+
P4	Проектировать и использовать энерго- и ресурсосберегающее оборудование химической технологии, нефтехимии и биотехнологии	+	+
P5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области энерго- и ресурсосберегающих процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии	+	+
P6	Осваивать и эксплуатировать современное высокотехнологичное оборудование, обеспечивать его высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.	+	+
<b>Общекультурные компетенции</b>			
P7	Демонстрировать знания социальных, этических и культурных аспектов профессиональной деятельности		+
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.		+
P9	Владеть иностранным языком на уровне, позволяющем разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности.		+
P10	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, демонстрировать 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»**

Институт – Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки – 18.04.02 «Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии», профиль подготовки «Процессы и аппараты химической технологии»

Кафедра – Химической технологии топлива и химической кибернетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. каф. ХТТ

Е.М. Юрьев

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

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

В форме:

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

Студенту:

Группа	Ф.И.О.
2KM5A	Золотухиной Ксении Владимировне

Тема работы:

Моделирование процессов обезвоживания и обессоливания при промысловой подготовке нефти	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	5.04.2017 г. №2422/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1.06.2017г.
--	-------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(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.).</i></p>	<p>Технологическая схема                  Электродегидратор                  Технологические режимы</p>
---	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1. Литературный обзор.  Технологические основы и механизм процесса обезвоживания и обессоливания в электрическом поле. Оборудование. Методики расчета процессов обезвоживания и обессоливания. Механизм влияния деэмульгатора на процесс разрушения водонефтяных эмульсий.  2. Объекты и методы исследований.  3. Расчеты и аналитика.  Разработка методики расчета размера капель в электрическом поле и учета влияния деэмульгатора на процессы отделения воды в элетродегидраторе. Проведение исследований влияния технологических параметров на процессы обезвоживания и обессоливания в электрическом поле с применением математической модели.  4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение  5. Социальная ответственность</p>
<p><b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Презентация</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>  <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>Финансовый менеджмент</p>	<p>Криницына Зоя Васильевна, к.т.н, доцент</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Немцова Ольга Александровна, ассистент</p>
<p>Иностранный язык</p>	<p>Сыскина Анна Александровна, к.фил.н.</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: раздел 1 – разделение водонефтяных эмульсий</b></p>	
<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>13.03.2017</p>

**Задание выдал руководитель:**

Должность	Ф.И.О.	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ХТТ и ХК ИПР	Мойзес Ольга Ефимовна	к.т.н., доцент		13.03.2017

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	Ф.И.О.	Подпись	Дата
2KM5A	Золотухина Ксения Владимировна		13.03.2017

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

Студенту:

Группа	Ф.И.О.
2KM5A	Золотухиной Ксении Владимировне

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость ресурсов составляет: 7443,45 рублей. Плановая себестоимость ресурсов научного исследования составила: 191561,1 рублей.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Отчисления на социальные службы 30% составляют: 35627,46 рублей.

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

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Перспективность НИР средняя.
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Составлен календарный план-график проведения НИР. Распланирован бюджет проекта.
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Сравнительная эффективность разработки составила 1,086

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

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

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	Ф.И.О.	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Криницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	Ф.И.О.	Подпись	Дата
2KM5A	Золотухина Ксения Владимировна		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	Ф.И.О.
2КМ5А	Золотухиной Ксении Владимировне

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

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

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Объектом исследования являются водонефтяные эмульсии установок предварительной подготовки нефти месторождений Сибири, метод исследования – математическое моделирование. Работа проводилась с использованием ЭВМ в лаборатории кафедры ХТТ и ХК.</i>
--	---

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

1. Производственная безопасность	<i>1.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект 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.</i>
2. Экологическая безопасность	<i>2.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду. 2.2. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.</i>
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	<i>3.1. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований. 3.2. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.</i>
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	<i>4.1. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства. 4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	Ф.И.О.	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	Немцова Ольга Александровна	ассистент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	Ф.И.О.	Подпись	Дата
2КМ5А	Золотухина Ксения Владимировна		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 142 с., 36 рис., 27 табл., 83 источника, 3 приложения.

Ключевые слова: обессоливание, обезвоживание, промысловая подготовка нефти, математическое моделирование, нефть, эмульсия, электродегидратор, электрокоалесценция.

Объектом исследования являются водонефтяные эмульсии.

Методом исследования является метод математического моделирования.

Целью данной работы является:

- Поиск и разработка новых методик расчета процесса обессоливания и обезвоживания;
- Разработка зависимостей, учитывающих влияние внешнего электрического поля и деэмульгатора на проведение процесса;
- Разработка зависимостей, учитывающих влияние изменения температуры и других технологических параметров на процесс электрокоалесценции;
- Модернизация программы расчета процесса в объектно-ориентированной среде программирования Delphi;
- Проведение исследований влияния технологических параметров на показатели процесса обессоливания и обезвоживания с применением математической модели для различных нефтяных месторождений.

В процессе работы найдены и обработаны экспериментальные данные, получены функциональные зависимости расчета размера капель и влияния деэмульгатора, которые были внедрены в математическую модель и программу расчета, проведены исследования влияния технологических параметров на показатели процесса обессоливания и обезвоживания с применением математической модели.

Разработанная модель и программа расчета могут быть использованы для исследования процесса отделения воды в электрическом поле и прогнозирования наиболее эффективных режимов работы установки.

## **Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки**

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

- ОСТ 39-225-88 – Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству.
- ГОСТ Р 51858-2002 – Нефть. Общие технические требования.

В данной работе использовались следующие сокращения:

- БЕ-1 – блок емкости
- В/Н – эмульсия типа «вода в нефти»
- ВИП – высоковольтный источник питания
- ГОСТ – Межгосударственный стандарт
- Дин – единица силы в системе СГС,  $1 \text{ дин} = 10^{-5} \text{ Н}$ .
- ДНС – дожимная насосная станция
- ИВН – источник высокого напряжения
- ИПМ – источник бесперебойного питания (от англ. IMP)
- ИСР – иерархическая структура работ
- КЕО – коэффициент естественной освещенности
- КСУ – концевая сепарационная установка
- Н/В – эмульсия типа «нефть в воде»
- НИ – научное исследование
- НИ ТПУ – Национальный исследовательский Томский политехнический университет
- НИОКР – научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы
- НИПИ – научно-исследовательский и проектный институт
- НИР – научно-исследовательская работа
- НПЗ – нефтеперерабатывающий завод
- НТИ – научно-техническое исследование
- ПАВ – поверхностно-активное вещество



- ПДК – предельно допустимая концентрация
- ПК- персональный компьютер
- ПО – программное обеспечение
- ПТБ – печь трубчатая блочная
- Пуаз – единица динамической вязкости в системе СГС, 1 Пуаз =  

$$= 0,1 \text{ Н} \cdot \frac{\text{с}}{\text{м}^2}$$
- РВС – резервуар вертикальный стальной
- РФ – Российская Федерация
- С-1 – сепаратор
- ТФС – трехфазный сепаратор
- УПН – установка подготовки нефти
- УПСВ – установка предварительного сброса воды
- ХТ – Хитер-Тритер
- ХТТ и ХК – химическая технология топлива и химическая кибернетика
- ЧС – чрезвычайная ситуация
- ЭВМ – электронно-вычислительная машина
- ЭГ – электродегидратор горизонтальный
- ЭДГ – электродегидратор
- АС – alternating current
- DC – direct current
- Delphi – Borland Delphi 7
- IFT – межфазное поверхностное натяжение

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	12
1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР .....	14
1.1 Технологические предпосылки процесса обезвоживания и обессоливания .....	14
1.2 Классификация методов разрушения водонефтяных эмульсий .....	18
1.3 Применение деэмульгаторов для разрушения эмульсий .....	20
1.4 Механизм процесса обезвоживания и обессоливания в электрическом поле .....	24
1.5 Оборудование для проведения электрообезвоживания .....	28
2 ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ .....	34
3 РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА .....	37
3.1 Математическая модель процесса обессоливания нефти .....	37
3.2 Разработка функциональной зависимости влияния расхода деэмульгатора на межфазное поверхностное натяжение .....	42
3.3 Разработка функциональной зависимости напряженности внешнего поля от диаметра капель .....	43
3.4 Учет влияния внешнего электрического поля при моделировании процесса обессоливания и обезвоживания нефти .....	44
3.5 Учет критического радиуса капли .....	48
3.6 Разработка программы расчета .....	49
3.7 Исследование влияния технологических параметров .....	52
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	64
4.1 Предпроектный анализ .....	64
4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования .....	64
4.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	65
4.1.3 Диаграмма Исикавы .....	67
4.1.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации .....	68
4.1.5 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования .....	70
4.2 Инициация проекта .....	71
4.2.1 Организационная структура проекта .....	72
4.2.2 Ограничения и допущения проекта .....	72
4.3 Планирование управления научно-техническим проектом .....	72

4.3.1 План проекта.....	72
4.3.2 Бюджет научного исследования .....	75
4.3.3 Организационная структура проекта .....	78
4.4 Оценка сравнительной эффективности исследования .....	79
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	83
5.1 ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.....	84
5.1.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования.....	84
5.1.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований .....	86
5.1.3 Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов.....	89
5.2 ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ .....	91
5.2.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду .....	91
5.2.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды .....	92
5.3 БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ .....	93
5.3.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований .....	93
5.3.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС .....	95
5.4 ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ .....	96
5.4.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства .....	96
5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	98
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	100
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	106
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	115
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	132
ПРИЛОЖЕНИЕ В .....	136

## ВВЕДЕНИЕ

В результате длительного эксплуатирования нефтяных месторождений обводненность нефти, поступающей на стадию подготовки, значительно увеличивается. Кроме того, повышенное содержание в нефти солей металлов, механических примесей (частицы глины, песка, металлов и известняка), асфальтенов и смол, являющихся природными эмульгаторами, наряду с высокой обводненностью приводит к образованию особо стойких эмульсий, которые трудно поддаются разделению [1]. Изменение содержания в нефти воды приводит к изменению физико-химических свойств, что, в свою очередь, приводит к необходимости реконструирования технологических схем и корректировке технологических параметров основных аппаратов процесса подготовки нефти.

Для обеспечения требований, предъявляемых к товарной нефти, необходимо производить глубокое обезвоживание. Данная процедура наиболее эффективна при воздействии на эмульсию электрического поля, что технологически осуществляется в электродегидраторах. Но эксплуатация электродегидраторов связана с определенными трудностями, так как данные аппараты чувствительны к изменению физико-химических свойств и величине обводненности нефти [2]. Наиболее эффективное исследование химико-технологических процессов возможно с применением моделирующих систем, основу для которых составляют физико-химические закономерности протекания процессов. Создание компьютерно-моделирующей системы работы электродегидратора позволяет производить оценку эффективности проведения процесса обезвоживания при изменении свойств и состава исходного сырья, а также производить оперативный поиск наилучших технологических параметров проведения процесса.

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

*Научная новизна работы:* разработка методик расчета размера капель и учета деэмульгатора на процесс отделения воды в электрическом поле,

модернизация математической модели и программы расчета процесса обезвоживания и обессоливания в электрическом поле при промышленной подготовке нефти.

# 1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

## 1.1 Технологические предпосылки процесса обезвоживания и обессоливания

Добыча чистой нефти — процесс, возможный только на ранних стадиях разработки месторождения. Как только естественное давление, под действием которого нефть выходит из скважины на поверхность, падает, снижение энергии пласта компенсируют искусственно, с помощью закачки какого-либо рабочего агента. Один из самых распространенных агентов — пресная вода, которую нагнетают в пласт под давлением до 160–180 атмосфер [3]. В результате вместо легко разделяемых углеводородных фракций из пласта извлекается газожидкостная смесь, состоящая из попутного нефтяного газа и жидкости, включающей в себя нефть и воду. Часть нефти и воды находится в свободном состоянии, часть — в виде их смеси — водонефтяной эмульсии.

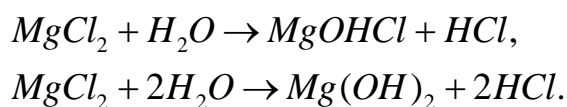
Система поддержания пластового давления работает по замкнутому циклу: после извлечения подтоварная вода вновь закачивается в пласт. Такой подход позволяет не только сократить расход рабочего агента, но и значительно снизить нагрузку на окружающую среду [4]. Однако повторное использование подтоварной воды требует серьезных усилий для ее очистки.

Эмульгированная в подтоварной воде нефть и наличие в ней механических примесей вызывают резкое снижение приемистости как продуктивных, так и поглощающих пластов, то есть уменьшается их возможности принимать рабочий агент. Согласно отраслевому стандарту, устанавливающему основные требования к качеству воды для заводнения нефтяных пластов с учетом проницаемости коллекторов, содержание нефтепродуктов в подтоварной воде не должно превышать 50 мг/л [5].

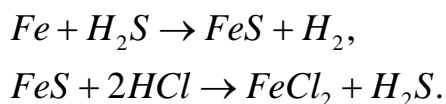
Определен госстандартом и максимально допустимый уровень содержания воды в товарной нефти. Согласно этим требованиям, нефть считается кондиционной для поставки на дальнейшую переработку на нефтеперерабатывающие заводы, если содержание в ней воды не превышает 0,5 % [6]. И если на новых месторождениях добиться оговоренных ГОСТом 0,5%

воды в нефти несложно, то чем старше месторождение, тем больше усилий требует от нефтяников процесс подготовки нефти.

Также ГОСТом строго регламентировано содержание в нефти хлористых солей - не более 40 мг/л [6]. Особые требования по содержанию в товарной нефти хлористых солей обоснованы тем, что при гидролизе хлоридов *Ca* и *Mg* даже при низкой температуре образуется соляная кислота. Наибольшей способностью к гидролизу обладает  $MgCl_2$ . Гидролиз  $MgCl_2$  протекает по следующим уравнениям [7]:



При наличии  $H_2S$ , образующегося в результате разложения сернистых соединений нефти, и в сочетании с кислотой происходит сильная коррозия аппаратуры [7]:



Хлорид железа переходит в водный раствор, а сероводород вновь реагирует с железом.

Установлено, что снижение концентрации солей в нефти с 40-50 до 3-5 мг/дм<sup>3</sup> позволяет увеличить межремонтный пробег установки прямой перегонки нефти от 100 до 500 суток и более. Кроме того, происходит уменьшение коррозии аппаратуры, снижение расхода катализатора в каталитических процессах, улучшение качества газотурбинных и котельных топлив, коксов и битумов [8].

После того как продукцию скважин подняли на поверхность, ее направляют в систему сбора и подготовки. Проблема заключается в том, что из нефтяных скважин добывается не чистая нефть, а смесь нефти, воды и газа с небольшими примесями других веществ и твердых частиц. Содержание воды в скважинной жидкости, в особенности на завершающей стадии эксплуатации месторождений, может достигать 80% и более [9]. Это сильно минерализованная

среда, способная вызвать быстрое разрушение труб и наземного оборудования за счет коррозии. Поступающие с нефтью из скважины твердые частицы, также приводят к ускоренному износу оборудования [9, 10]. Попутный нефтяной газ, в свою очередь, может быть использован как сырье и топливо [11].

Первоначально газожидкостная смесь из пласта поступает на дожимные насосные станции с установками предварительного сброса воды (ДНС с УПСВ), где с помощью сепараторов гравитационным методом отделяют попутный нефтяной газ, который отправляется на газоперерабатывающий завод [11, 12].

Оставшаяся жидкость, состоящая из нефти, воды и эмульсии, отправляется на дальнейшую подготовку. Она проводится либо в отстойниках, либо в резервуарах, либо в комбинированных аппаратах, где действует основной процесс — гравитационный отстой, основанный на том, что нефть легче воды и после определенного времени всплывает.

Самый сложный этап подготовки нефти — очистка водонефтяной эмульсии, смеси из воды и нефти, которые в обычной среде не смешиваются. Находящиеся в эмульсии механические примеси, смолы и асфальтены образуют вещества, которые связывают нефть и воду [13], то есть капельку воды обволакивает своеобразная бронирующая оболочка из мехпримесей, которая не позволяет ей сливаться и оседать вниз. Это обратная эмульсия типа «вода в нефти» (рис. 1). Чтобы разбить бронирующий слой применяются такие методы, как подача реагентов-деэмульгаторов и тепловая обработка [14].



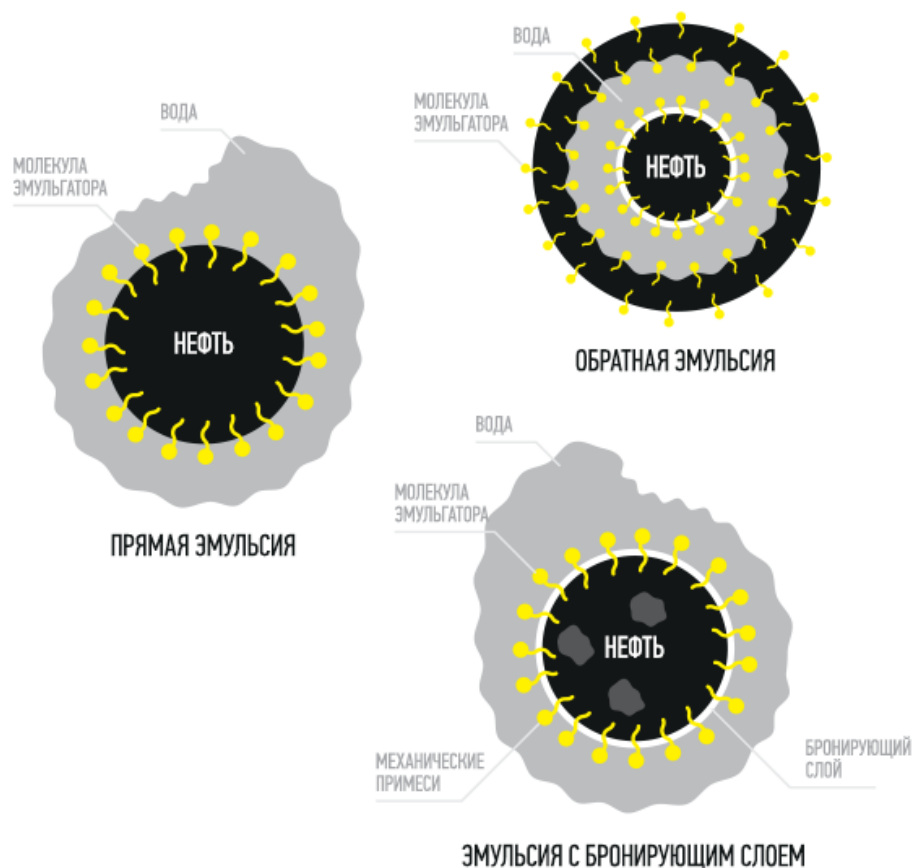


Рисунок 1 – Типы эмульсий

Переход на эксплуатацию месторождений на поздней стадии разработки сопровождается дополнительными мероприятиями, в том числе предполагающими воздействие на пласт химическими, термическими и другими реагентами [15]. В этом случае создаются условия для возникновения прямой эмульсии типа — «нефть в воде», когда бронирующая оболочка из масел образовывается вокруг капель нефти и тоже не позволяет им слиться. Эмульсия «нефть в воде» достаточно устойчива, и довести подтоварную воду до соответствия требованиям стандарта качества очень трудно.

Подготовленная нефть направляется в резервуары товарного парка. Затем через головную насосную станцию она подается в магистральный нефтепровод для дальнейшей поставки потребителям. Что касается подтоварной воды, образовавшейся в процессе подготовки нефти, она также подвергается удалению капель нефти, механических примесей, гидратов окиси железа и солей [15, 16]. Только после глубокой очистки ее используют для дальнейшего заводнения нефтяных пластов или утилизируют.

## 1.2 Классификация методов разрушения водонефтяных эмульсий

Среди значительного количества существующих методов разделения водонефтяных эмульсий наиболее эффективной считается такая технология обезвоживания, при которой осуществляется наиболее полный набор интенсифицирующих факторов одновременно при достижении наименьших материальных затрат в течение отведенного для этих целей технологического времени [17].

Механизм обезвоживания и обессоливания нефти основывается на механизме разрушения водонефтяных эмульсий. В процессе деэмульсации вода, распределенная в нефтяном слое, отделяется, в результате чего происходит снижение обводненности нефти и как следствие ее общей минерализации. Механизм разрушения нефтяных эмульсий состоит из нескольких стадий (рис. 2):

- I этап — соударение диспергированных частиц;
- II этап — коалесценция, слияние частиц в крупные глобулы;
- III этап — осаждение укрупнившихся частиц и образование сплошных отдельных слоев воды и нефти.

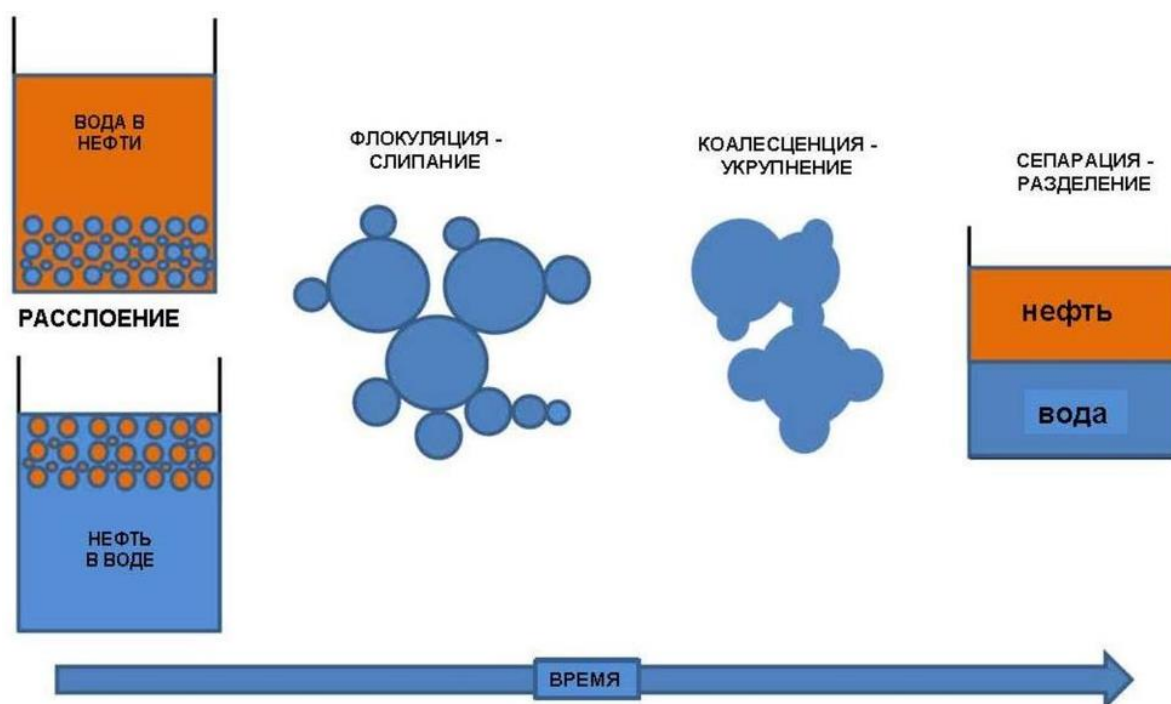


Рисунок 2 – Стадии разрушения водонефтяных эмульсий

Для достижения наилучшего результата обессоливания и обезвоживания эмульсия должна быть агрегативно неустойчивой. Обычно выделяется 4 группы методов, способствующих разрушению водонефтяных эмульсий [18]:

- Механические методы, включающие в себя:

- а) Гравитационное отстаивание, которое применимо к свежим, легко разрушимым эмульсиям. При гравитационном отстое нефть выдерживается в резервуарах определенное время, в течение которого идут процессы коагуляции капель воды: укрупнившиеся тяжелые капли воды под действием силы тяжести оседают на дно и скапливаются в виде слоя подтоварной воды.

- б) Также к механическим методам относится центрифугирование, заключающееся в воздействии на эмульсию центробежных сил, за счет которых происходит отделение механических примесей нефти, а также расслоение эмульсии; в промышленности данный метод применяется редко.

- Химические методы основаны на воздействии на эмульсию поверхностно-активных веществ (ПАВ) – деэмульгаторов. Метод использования реагентов – деэмульгаторов заключается в том, что реагент вводится в эмульсию, подвергаемую разрушению, и перемешивается с ней, после чего создаются условия для выделения воды из нефти путем отстаивания. Эффективность данного метода в значительной степени зависит от вида применяемого реагента

- Электрические методы разделения практически осуществимы с использованием двухстадийного процесса. На первой стадии в частично обезвоженную нефть вводится определенное количество промывной воды для вымывания солей и перехода нефти в эмульсию, что обеспечивает достаточно низкую проводимость среды, после чего переходят ко второй стадии – применению электрокоалесценции, когда действием электрического поля происходит разрушение образовавшейся эмульсии [19]. При попадании нефтяной эмульсии в переменное электрическое поле частицы воды приобретают заряд и начинают колебаться, сталкиваясь друг с другом, что приводит к их слиянию, укрупнению и более быстрому расслоению с нефтью.

- Одним из современных способов обезвоживания нефти является термическая или тепловая обработка, которая заключается в том, что обезвоживаемую нефть предварительно нагревают перед отстаиванием. Нагрев вызывает ослабление бронирующих оболочек эмульсии и способствует коалесценции мелких капель воды в более крупные [20]. Кроме того, нагрев способствует снижению вязкости нефтепродуктов, что способствует ускорению процесса осаждения.

Так как разделение всех компонентов водонефтяной эмульсии проходит в несколько этапов, на каждом из них могут быть использованы различные комбинированные технологии.

Эффективность разделения эмульсий зависит от многих факторов, основными из которых являются: плотность нефти и воды, так как разница плотностей жидкостей, которые составляют эмульсию, являются движущей силой гравитационного разделения; вязкость жидкостей, составляющих эмульсию; площадь поверхности отстаивания; размер частиц дисперсной фазы, так как скорость осаждения капли дисперсной фазы увеличивается пропорционально квадрату ее диаметра [21].

### **1.3 Применение деэмульгаторов для разрушения эмульсий**

Особая стойкость водонефтяных эмульсий обеспечивается в условиях стабилизации за счет наличия на границе раздела фаз вода-нефть адсорбционно-сольватного слоя [22].

Вещества, способные стабилизировать эмульсии, называются эмульгаторами. Они содержатся в нефти и представляют собой смолы, асфальтены, нафтеновые кислоты, кристаллы парафина, а также твердые минеральные частицы: песок, глина, сульфид железа и другие [22, 23]. В пластовой воде также присутствуют эмульгаторы в виде солей и кислот.

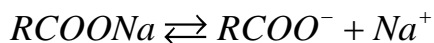
Способность образовывать эмульсии присуща всем нефтям, но способность их к эмульгированию далеко не одинакова, так, например, повышенное содержание полярных компонентов приводит увеличению

стойкости эмульсии. Таким образом, стойкость парафиновых нефтей меньше, чем нафтенных. Повышенная минерализация также повышает стойкость образующихся эмульсий [22, 24].

Разделение нефтяных эмульсий заключается в разрушении структурно-механического барьера на поверхности капель. Разрушить эту оболочку можно введением в систему веществ, обладающих более выраженными поверхностно-активными свойствами, чем природные эмульгаторы [25]. Такие вещества называются реагентами-деэмульгаторами. Механизм действия ПАВ заключается в концентрации их на поверхности раздела фаз, вызывая снижение поверхностного натяжения [22, 26]. Поверхностная активность реагента-деэмульгатора должна быть много выше поверхностной активности природных эмульгаторов.

Классификация ПАВ определяется зарядом его ионизированной гидрофобной части. Если органический ион заряжен отрицательно, то это анионное вещество, если положительно – то это катионное вещество [27].

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



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



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

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

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

Деэмульгаторы, применяемые для разрушения нефтяных эмульсий должны удовлетворять следующим основным требованиям [28]:

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

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

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

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

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

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

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

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

Теоретически деэмульгатор может быть эффективным только для одной определенной эмульсии, имеющей строгое соотношение жидких фаз, заданную степень дисперсности, определенное количество эмульгатора неизменного состава [29]. Следовательно, тип деэмульгатора в процессе разработки нефтяного месторождения должен корректироваться по мере изменения состава эмульсий и их физических свойств.

Единственным достоверным способом подбора оптимального деэмульгатора является экспериментальная проверка деэмульгирующей способности на модельной эмульсии. Кроме того, современные предприятия отдают предпочтения неионогенным деэмульгаторам, так как они имеют следующие преимущества, по сравнению с ионогенными (табл.1).

Таблица 1 – Сравнительная характеристика ионогенных и неионогенных деэмульгаторов

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

В настоящее время наибольшее применение нашли следующие реагенты-деэмульгаторы [30, 31]:

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

#### **1.4 Механизм процесса обезвоживания и обессоливания в электрическом поле**

С тех пор как в 1911 г. был предложен первый аппарат для электрического разделения эмульсий обратного типа, электродегидраторы заняли прочное место в нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей отраслях промышленности, доказав, что электрические поля являются наиболее мощным и эффективным средством глубокого обезвоживания и обессоливания нефти. Основными преимуществами электродегидраторов перед обычными термохимическими отстойниками, в которых разделение фаз водонефтяных эмульсий происходит неуправляемо естественным путем под действием гравитационной силы и требует продолжительного времени, являются принудительная коалесценция и укрупнение капель эмульгированной в нефти воды, в результате которого возрастают как скорость отделения воды, так и глубина обезвоживания и обессоливания нефти [32].

Длительность оседания капель под действием сил тяжести варьируется в значительных пределах. В первую очередь она зависит от размера капель воды.



Таблица 2 – Зависимость времени отстоя капель от радиуса капли [33]

Радиус, мкм	Естественный отстой	Отстой в электрическом поле
1	912 часов	2 часа
10	10 часов	45 минут
20	2,5 часа	15 минут

Закон Стокса для условий нестесненной гравитационной седиментации сферических капель дисперсной фазы разбавленных обратных эмульсий записывается как [32]:

$$\omega_o = \frac{2g \cdot (\rho_v - \rho_n) \cdot r^2}{9\eta}, \quad (1)$$

где  $\omega_o$  - скорость осаждения капель воды;

$g$  - ускорение свободного падения;

$\rho_v, \rho_n$  - плотность воды и нефти, соответственно;

$r$  - радиус капли;

$\eta$  - динамическая вязкость нефти.

Таким образом, если от разности плотностей воды и нефти и вязкости нефти скорость зависит линейно, то от радиуса капель она зависит квадратично, таким образом, задача воздействия на эмульсию электрическим полем состоит в максимальном укрупнении капель эмульгированной воды.

Поступая во внешнее электрическое поле, капли воды в нефти поляризуются и деформируются в эллипсоиды вращения, ориентированные большими осями в направлении силовых линий поля [34]. В результате между соседними каплями возникают силы диполь-дипольного притяжения:

$$F_{\text{дин}} = -\frac{6\varepsilon \cdot E^2 \cdot r^6}{d^4} = -6\varepsilon \cdot E^2 \cdot r^2 \cdot \left(\frac{r}{d}\right)^4, \quad (2)$$

где  $\varepsilon$  - диэлектрическая проницаемость нефти;

$E$  - напряженность внешнего электрического поля;

$r$  - радиус капель;

$d$  - расстояние между центрами капель.

Диполь-дипольные силы взаимного притяжения являются основным фактором, обеспечивающим сближение капель воды и их коалесценцию.

При столкновении диполей ослабленные деформацией оболочки разрываются, частицы сливаются, укрупняются и оседают под действием сил тяжести (рис. 3) [35].

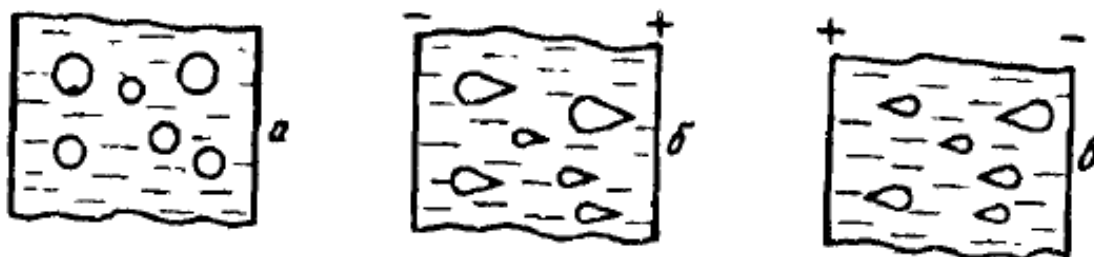


Рисунок 3 – Схема воздействия электрического поля на эмульсию:  $a$  – без наложения поля;  $б$  и  $в$  – эмульсия в электрическом поле при смене полярности электродов

Процесс электрокоалесценции включает в себя три стадии (рис. 4) [36]:

1. Поляризация капель и их деформация в эллипсоиды вращения;
2. Транспортная стадия - сближение капель под действием дипольных сил притяжения до расстояний, не превышающих радиус действия молекулярных сил притяжения Ван-дер-Ваальса-Лондона ( $\sim 500$  нм);
3. Собственно акт коалесценции капель; при этом если стадии 1 и 3 являются быстротечными, то стадия сближения капель в вязкой среде инерционна и требует значительно большего времени.

Процесс электрокоалесценции носит вероятностный, статистический характер, и его эффективность зависит от выполнения ряда условий, однако в любом случае аксиомой является условие предварительного устранения структурно-механического барьера, т. е. дестабилизации бронирующих оболочек на каплях воды воздействием правильно подобранного эффективного деэмульгатора [37].

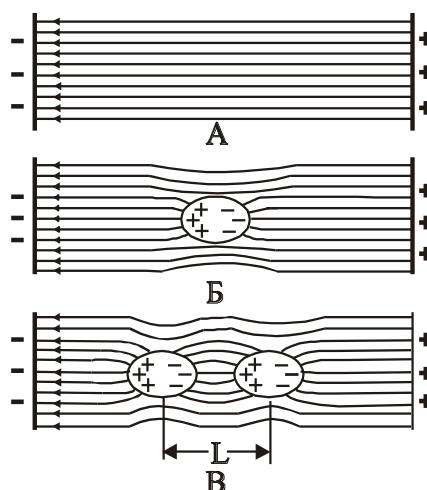


Рисунок 4 – Влияние электромагнитного поля на диполь воды

Одним из ключевых условий эффективной коалесценции является оптимальная напряженность электрического поля, определяемая соотношением [38]:

$$E_{онт} \leq E_{кр} \cong A \sqrt{\frac{\sigma}{\varepsilon \cdot r}}, \quad (3)$$

где  $E_{кр}$  - напряженность электрического поля, разрушающего каплю воды данного радиуса;

$A$  - константа для данной эмульсии (зависит от концентрации эмульсии): для одиночной капли  $A=380$ , а при концентрации эмульсии 5, 10 и 20% величина  $A$  соответственно равна: 382, 391 и 403;

$\sigma$  - коэффициент межфазного натяжения при отсутствии внешнего электрического поля;

$\varepsilon$  - диэлектрическая проницаемость нефти;

$r$  - радиус капли воды.

В электродегидраторах должно выполняться условие  $E \leq E_{кр}$ , в противном случае необходимо либо уменьшить напряжение, подаваемое на электроды, либо увеличить расстояние между ними [39, 40].

Превышение напряженности поля приводит к электрическому диспергированию капель воды с появлением мельчайших "осколков"; если же

напряженность существенно ниже оптимальной, вероятность коалесценции многократно снижается вследствие резкого ослабления дипольных сил притяжения [39, 40].

Из выражения (3) ясно, что при электрообработке в традиционных электродегидрататорах естественных нефтяных эмульсий, которые всегда полидисперсны, оптимальность напряженности поля может быть обеспечена только для некоторой узкой фракции капель воды.

### **1.5 Оборудование для проведения электрообезвоживания**

Исторически в технике электродеэмульсации нефти сформировались 2 направления развития: компактные устройства, называемые электрокоалесцерами [41], в функцию которых входит только укрупнение дисперсной фазы нефтяных эмульсий с последующим гравитационным разделением фаз в отстойной аппаратуре, и объемные электродегидраторы, в которых оба этих процесса объединены. По тем или иным причинам повсеместное распространение получили именно электродегидраторы. В настоящее время российский парк электродегидраторов в подавляющем большинстве представлен горизонтальными электродегидраторами отечественного производства объемом 63...200 м<sup>3</sup>, а на ряде НПЗ - еще и морально и физически устаревшими шаровыми электродегидраторами объемом 600 м<sup>3</sup> разработки первой половины прошлого столетия [42].

Таким образом, различаются три типа конструктивных решений аппаратов, имеющих различные технологические параметры, которые схематично представлены на рис. 5:

1. Шаровый электродегидратор  $V = 600 \text{ м}^3$ ;  $P = 6-7 \text{ атм.}$ ;
2. Вертикальный цилиндрический электродегидратор  $V = 30 \text{ м}^3$ ;  $P = 16 \text{ атм.}$ ;
3. Горизонтальный цилиндрический электродегидратор  $V = 160 \text{ м}^3$ ;  $P = 16 \text{ атм.}$

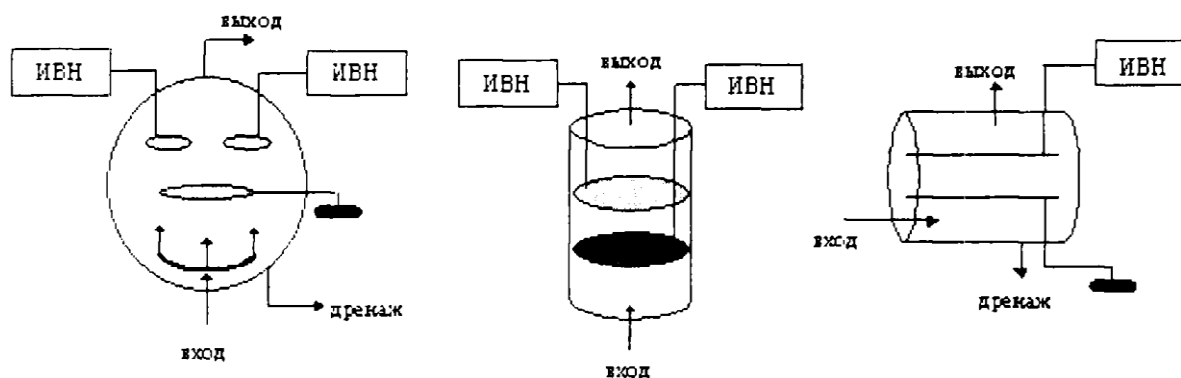


Рисунок 5 – Конструкции электродегидраторов

Рассмотрим только характеристики горизонтальных электродегидраторов (рис. 6). Как правило, это аппараты с нижним распределенным вводом сырья под слой подтоварной воды и верхним выводом товарной нефти через сборный коллектор. Электродная система (1, 2 на рис.5) представляет собой потенциальный и заземленный горизонтальные решетчатые стальные электроды, которые подвешены горизонтально друг над другом и имеют форму прямоугольных занимающих все сечение рам. Расстояние между электродами – 25-40 см, питаются они от двух трансформаторов мощностью по 50 кВт [42, 43].

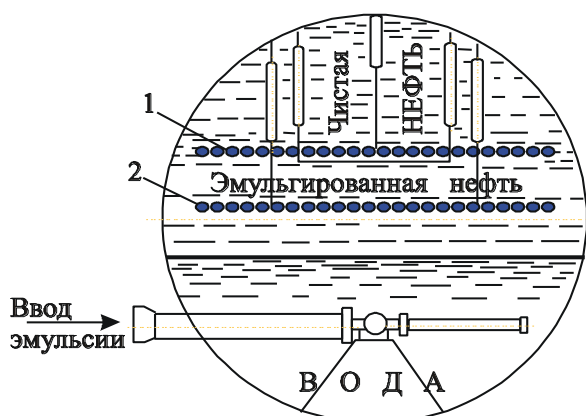


Рисунок 6 – Схема электродегидратора

В ЭДГ эмульсия проходит через три зоны обработки. В первой зоне эмульсия проходит слой отстоявшейся воды, уровень которой поддерживается автоматически на 20-30 см выше раздаточного коллектора. В этой зоне эмульсия подвергается водной промывке, в результате которой она теряет основную массу пластовой воды. Обезвоженная эмульсия, двигаясь в вертикальном направлении

с небольшой скоростью, последовательно подвергается обработке сначала в зоне слабой напряженности электрического поля (вторая зона), между уровнем отстоявшейся воды и нижним электродом, а затем в зоне сильной напряженности, между обоими электродами [44].

Анализ показывает, что этим аппаратам присущ ряд конструктивных и технологических недостатков, серьезно ограничивающих их эффективность, экономичность и безопасность.

Первое, что невозможно не отметить, - это межэлектродные пробойи, неизбежные при использовании металлических электродов. Механизм этого явления хорошо известен и обусловлен действием диэлектро-форетических сил, втягивающих поляризованные капли воды в области локальных неоднородностей электрического поля с повышенной напряженностью и выстраивающих проводящие цепочки из капель воды. Процесс протекает спонтанно и неуправляемо вплоть до короткого замыкания электродов [45]. Именно поэтому эти электродегидраторы крайне критичны к концентрации воды в эмульсии, поступающей в межэлектродное пространство.

Важной характеристикой электродегидратора является степень охвата обрабатываемой эмульсии электрическим полем (или объем электрического поля) [46], определяющая длительность пребывания ее в поле, которая должна быть достаточна для эффективного осуществления относительно продолжительной транспортной стадии процесса электрокоалесценции. Между тем, например, в электродегидраторе ЭГ-160, объем электрического поля составляет около 8% общего объема аппарата, а длительность обработки эмульсии в поле - чуть более 7% общего времени ее пребывания в электродегидраторе [47].

Серьезным недостатком существующих электродегидраторов является несовершенство коллекторов ввода сырья, приводящее к возникновению в аппаратах циркуляционных потоков и турбулентности [47, 48], существенно ухудшающих процесс отстоя в них.

К несомненным недостаткам этих аппаратов следует отнести также отсутствие возможности отдельного вывода промежуточного слоя по мере его накопления и отсутствие системы размыва и удаления донных шламовых отложений без остановки электродегидрататора [49], что особенно актуально при деэмульсации нефтей с высоким содержанием механических примесей.

Если перечисленные выше недостатки являются техническими или технологическими, то следующий носит принципиальный, концептуальный характер, а именно - несогласованность конфигурации электрического поля и режима электрообработки эмульсии с динамикой одновременно протекающих процессов коалесценции капель воды в межэлектродном пространстве и их гравитационной седиментации [50]. Суть ее заключается в том, что, с одной стороны, в процессе вертикального восходящего движения эмульсии концентрация воды в ней монотонно снижается, а дисперсность капель возрастает, с другой - средняя напряженность электрического поля остается неизменной [50]. Вследствие этого условие (3) оптимальности напряженности поля для эффективной коалесценции неизбежно нарушается и высокодисперсная часть капель воды, не скоалесцировав, уносится с потоком нефти из аппарата, снижая глубину деэмульсации.

Чрезвычайно важным фактором, влияющим на эффективность, надежность и безопасность эксплуатации электродегидраторов, являются характеристики применяемых высоковольтных источников питания (ВИП). В зависимости от размеров электродегидраторов, физико-химических и электрофизических свойств сырья ВИП должны обладать мощностью и выходным напряжением переменного или постоянного тока, достаточными для стабильного поддержания в аппарате необходимой напряженности электрического поля, возможностью удобного переключения выходного напряжения, быть не критичными к резким изменениям тока нагрузки, герметичными и взрывозащищенными [40]. Между тем, на электродегидрататорах ряда предприятий до сих пор установлены устаревшие ВИП ОМ66/35 и

ОМ66/20, эксплуатация которых в принципе запрещена, поскольку они не являются взрывозащищенными. Единственные взрывозащищенные ВИП для электродегидраторов, которые в состоянии предложить отечественная промышленность, - это ИПМ 25/15 и ИПМ 15/15 [50]. Однако этим ВИП также присущ ряд существенных недостатков [50]:

- очевидно, низкая мощность, что делает неэффективным их использование на электродегидраторах большого объема (ЭГ-100, 160, 200) и при деэмульсации высокоэлектропроводных карбоновых нефтей;
- недостаточная герметичность, приводящая к ухудшению диэлектрических свойств трансформаторного масла и необходимости его частой замены;
- низкое качество изготовления, приводящее к частым межвитковым пробоям и выходам из строя обмоток трансформатора; необходимость использования двух ИПМ на каждом электродегидраторе;
- недостаточно высокое максимальное выходное напряжение (15 кВ);
- импульсный характер выходного напряжения, что снижает эффективность процесса коалесценции капель воды в нефти и зачастую приводит к их диспергированию;
- необходимость использования высоковольтного высокочастотного кабеля для соединения ИПМ с проходным изолятором электродегидратора, что приводит к трудностям его прокладки под открытым небом, частым пробоям кабеля, его входного и выходного разъемов и постоянной зависимости от производителей ИПМ;
- сложность настройки и частые выходы из строя блоков управления источниками питания.

Очень важным с точки зрения качества эксплуатации ЭГ является применение в их конструкции надежных узлов ввода высокого напряжения, а также подвесных и проходных изоляторов [51]. К сожалению, выпускаемые российскими производителями изоляторы изготавливаются из вторичного



фторопласта и часто выходят из строя. При пробое подвесных изоляторов на корпус происходят короткое замыкание и отключение напряжения на электродах, что снижает эффективность работы электродегидратора. Диагностика, обследование и ремонт изоляторов связаны с разгерметизацией, подготовкой к проведению газоопасных работ и остановочным ремонтом. Также трудности возникают при замене часто выходящего из строя узла высоковольтного ввода трансформаторов ИПМ и высоковольтного кабеля.

Недостатком электродегидраторов старого типа также является низкая автоматизация аппаратов. Во многих случаях просто отсутствуют локальные системы автоматизации, позволяющие контролировать и управлять взаимосвязанными технологическими и электрическими параметрами, такими, как уровень водной подушки, наличие газовой шапки, величина тока и напряжения и др [36]. В результате обслуживающий персонал не может оценить причину возникающих нарушений режима и, соответственно, своевременно принять надлежащие меры. Симптоматично поэтому, что при таком обширном перечне недостатков отечественные производители электродегидраторов не только не дают никаких технологических гарантий, но и не определяют критериев их применимости в условиях конкретных объектов. Таким образом, выбору потребителей этой продукции предлагается единственный параметр - размер корпуса электродегидратора.

## 2 ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объектом данного исследования являются процессы обезвоживания и обессоливания, электродегидратор, технология промышленной подготовки нефти месторождений Сибири. Принципиальная технологическая схема установки приведена на рис. 7.

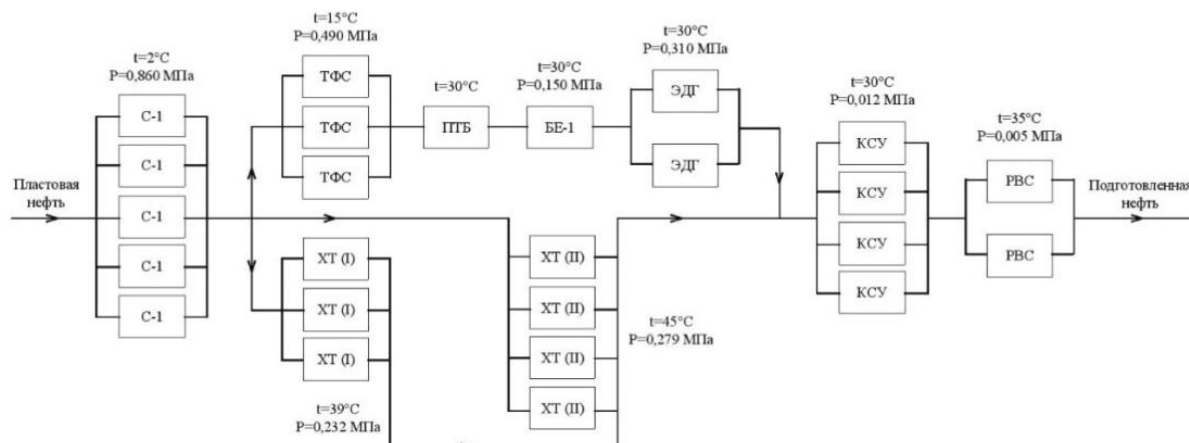


Рисунок 7 – Принципиальная технологическая схема установки

Параметры аппаратов установки подготовки нефти, приведены в табл. 3.

Таблица 3 – Параметры аппаратов установки подготовки нефти

Аппарат	Объем, м <sup>3</sup>	Радиус, м	Диаметр вн, м	Высота меж.фаз, м
ТФС	200	1,7	0,41	0,8
ЭДГ	200	1,7	0,41	0,7
ХТ(I)	96	1,5	0,41	1,0
ХТ(II)	96	1,5	0,41	1,0
РВС	5000	11,38	0,41	1,5

Сырая нефть из пласта поступает в сепаратор первой ступени, давление в сепараторе поддерживается на уровне 0,8 МПа, где выделяется газ первой ступени сепарации. Далее из сепаратора первой ступени нефть разделяется на три потока. Первый поток подается в трехфазный сепаратор, где за счет дальнейшего снижения давления выделяется оставшийся газ и отделяется пластовая вода. Давление в трехфазном сепараторе 0,5 МПа. Далее нефтяная эмульсия подается на печь, где подогревается до 30 °С.

Поток после печи смешивается с пресной водой и поступает в два параллельно работающих электродегидратора для обессоливания и дальнейшего обезвоживания. Процесс обессоливания нефти рекомендуется проводить в одну ступень с глубоким обезвоживанием. Второй поток поступает в Хитер-Тритер первой ступени, а третий поток поступает в Хитер-Тритер второй ступени, где при давлении 0,279 МПа, происходит отделение оставшегося газа и предварительное обезвоживание. Далее обезвоженная нефть смешивается с первым потоком, поступает на концевую сепарационную установку (КСУ), где при давлении 0,012 МПа и температуре 30<sup>0</sup>С происходит окончательная дегазация. Из КСУ нефть самотеком перетекает в товарный резервуар (РВС) и далее насосом откачивается в нефтепровод.

В качестве исходных данных при проведении расчётов использована информация о расходах потоков, составе и характеристиках нефти и газа однократного разгазирования с установки подготовки нефти месторождений Сибири (табл. 4).

Таблица 4 – Компонентные составы нефти, газа однократного разгазирования и пластовой нефти

Компонентный состав	Содержание, % мол.		
	Нефть	Газ	Пластовая нефть
Метан	0,24	69,02	43,97
Этан	0,41	13,53	8,81
Пропан	1,09	8,44	5,74
Изобутан	0,51	1,53	1,16
<i>n</i> - Бутан	1,88	3,31	2,79
Изопентан	2,18	1,00	1,43
<i>n</i> -Пентан	2,57	1,08	1,63
Гексан +	91,12	0,79	33,61
N <sub>2</sub>	0,00	1,28	0,86
CO <sub>2</sub>	0,00	0,02	0,00

Условия протекания процессов подготовки нефти в различных аппаратах приведены в табл. 5:

Таблица 5 - Условия протекания процессов в аппаратах

Аппарат	Давление, МПа	Температура, С	Обводненность на выходе, % масс.
ТФС	4,9	15	2,47
Хитер-Тритер	0,8	44	2,63
ЭДГ	1,32	30	3,06

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

Сложность технологии разрушения водонефтяных эмульсий заключается в необходимости одновременного учета множества параметров, меняющихся в динамике. К ним относятся как расход водонефтяной эмульсии, степень ее обводненности, температурный режим, тип деэмульгатора, так и количество подаваемой пресной промывной воды. Изменение содержания в нефти воды приводит к изменению её физико-химических свойств, что, в свою очередь, приводит к необходимости реконструирования технологических схем и корректировке технологических параметров основных аппаратов процесса подготовки нефти. Поэтому исследование влияния технологических параметров на качество подготовки товарной нефти является весьма актуальным.

Для исследования химико-технологических процессов в настоящее время достаточно широко применяются математические модели, основанные на физико-химических закономерностях протекающих процессов. Создание математической модели электродегидрататора позволяет производить оценку эффективности проведения процесса обезвоживания и обессоливания при изменении свойств и состава исходного сырья, а также производить оперативный поиск наилучших технологических параметров проведения процесса.

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

### **4.1 Предпроектный анализ**

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

По результатам проведенного сегментирования рынка были определены основные сегменты, а также выбраны наиболее благоприятные (рис. 34)

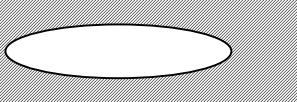


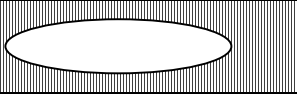
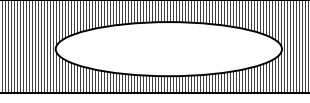

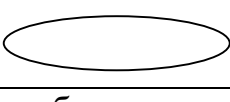
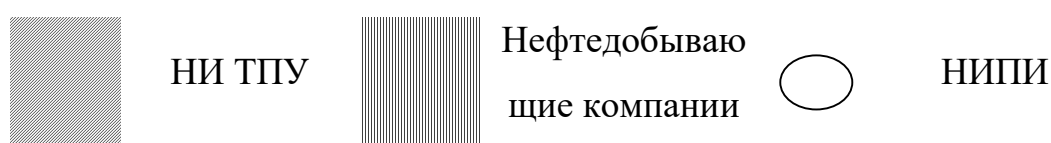
Профиль	Вид услуги		
	Проектирование	Мониторинг	Оптимизация
Нефтехимический			
Промышленный			
Химический			

Рисунок 34 – Карта сегментирования рынка услуг по разработке

моделирующих систем:



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

Основные потребители – нефтедобывающие компании, нефтеперерабатывающие заводы, НИПИ.

Отрасль применения: нефтяная промышленность.

Основными сегментами данного рынка являются крупные и средние компании нефтяной промышленности. Следовательно, наиболее перспективным сегментом в отраслях нефтегазодобычи и нефтегазопереработки для формирования спроса является сегмент независимых крупных и средних нефтедобывающих компаний.

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

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Таблица 8 – 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	0,15	4	3	2	0,6	0,45	0,3
2. Удобство в эксплуатации	0,05	3	3	3	0,15	0,15	0,15
3. Энергоэкономичность	0,08	5	4	4	0,4	0,32	0,32
4. Надежность	0,08	5	3	3	0,4	0,24	0,24
5. Безопасность	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
6. Простота эксплуатации	0,05	4	3	3	0,2	0,15	0,15
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Конкурентоспособность продукта	0,11	4	3	3	0,44	0,33	0,33
2. Уровень проникновения на рынок	0,05	1	2	2	0,05	0,1	0,1
3. Цена	0,08	4	4	3	0,32	0,32	0,24
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	4	4	4	0,28	0,28	0,28
5. Финансирование научной разработки	0,08	3	5	4	0,24	0,4	0,32
6. Срок выхода на рынок	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,2
7. Наличие сертификации разработки	0,05	1	3	3	0,05	0,15	0,15
<b>Итого</b>	<b>1</b>				<b>3,83</b>	<b>3,59</b>	<b>3,28</b>

Где Б<sub>к1</sub> - РХТУ им. Д.И. Менделеева, Б<sub>к2</sub> - Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

Математические модели процесса обезвоживания нефти с учётом различных формул учёта диаметра капель не имеет компьютерной реализации, что является веским преимуществом нашей научной разработки.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i, \quad (37)$$

где  $K$  – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

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

$B$  – балл  $i$ -го показателя.

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

#### 4.1.3 Диаграмма Исикавы

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

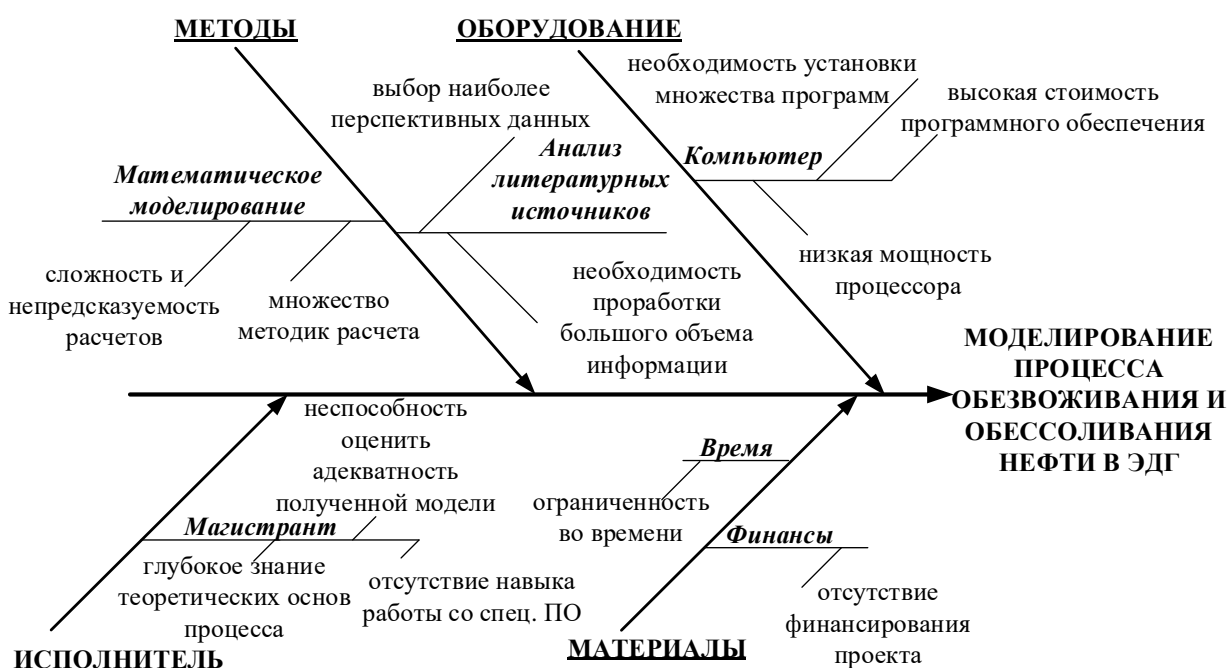


Рисунок 35 – Причинно-следственная диаграмма

Причинно-следственная диаграмма Исикавы для данного случая представлена на рис. 35. Как видно на диаграмме, были выявлены факторы,



приводящие к проблеме неполного исследования: методы, оборудование, исполнитель и материалы.

В формировании проблемы участвует такой фактор как исполнитель. Включение данного фактора связано с высокими требованиями, предъявляемыми к непосредственному реализатору проекта, так как от квалификации магистранта и его теоретических и практических знаний зависит результат выполнения проекта.

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

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

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

#### **4.1.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации**

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

Таблица 9 – Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

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

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

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i, \quad (38)$$

где  $B_{\text{сум}}$  – суммарное количество баллов по каждому направлению;

$B_i$  – балл по  $i$ -му показателю.

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

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

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

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

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

## 4.2 Инициация проекта

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

Таблица 10 – Заинтересованные стороны проекта

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

Таблица 11 – Цели и результат проекта

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

#### 4.2.1 Организационная структура проекта

Таблица 12 – Рабочая группа проекта

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Трудозатраты, час. (за IV семестр)
1	Мойзес Ольга Ефимовна, НИ ТПУ, доцент кафедры ХТТ и ХК, руководитель проекта	Координирует деятельность участников проекта	568
2	Золотухина Ксения Владимировна, НИ ТПУ, кафедра ХТТ и ХК, магистрант	Выполняет отдельные работы по проекту	1200
ИТОГО:			1768

#### 4.2.2 Ограничения и допущения проекта

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

Таблица 13 – Ограничения проекта

Фактор	Ограничения/допущения
Бюджет проекта	Отсутствует
Источник финансирования	Отсутствует
Сроки проекта:	9.01.2017 - 31.05.2017
Дата утверждения плана управления проектом	12.02.2017
Дата завершения проекта	31.05.2017

### 4.3 Планирование управления научно-техническим проектом

#### 4.3.1 План проекта


Таблица 14 – Календарный план проекта

<b>Код работы (из ИСР)</b>	<b>Название</b>	<b>Длительность, дни</b>	<b>Дата начала работ</b>	<b>Дата окончания работ</b>	<b>Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)</b>
1	Составление технического задания	4	9.01.17	12.01.17	Мойзес О.Е. Золотухина К.В.
2	Литературный обзор	31	13.01.17	5.02.17	Золотухина К.В.
3	Теоретический анализ	14	6.02.17	19.02.17	Золотухина К.В.
4	Постановка задачи исследования	14	20.02.17	5.03.17	Золотухина К.В. Мойзес О.Е.
5	Разработка программы расчета и поведение расчетов	35	6.03.17	9.04.17	Золотухина К.В.
6	Оценка эффективности полученных расчетов	18	10.04.17	27.04.17	Золотухина К.В. Мойзес О.Е.
7	Оформление дополнительных разделов	17	28.04.17	14.05.17	Золотухина К.В.
8	Оформление отчета, презентации и раздаточных материалов	17	15.05.17	31.05.17	Золотухина К.В.
<b>И т о г о:</b>		150			

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

Таблица 15 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме: «Моделирование процессов обезвоживания и обессоливания при промысловой подготовке нефти»

 - Руководитель       - Магистрант

Код работ ы (из ИСП)	Вид работ	Исполнители	Т <sub>к</sub> , кал, дн.	Продолжительность выполнения работ															
				Январь			Февраль			Март			Апрель			Май			
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1
1.	Составление технического задания	Руководитель Магистрант	4		 														
2.	Литературный обзор	Магистрант	31																
3.	Теоретический анализ	Магистрант	14																
4.	Постановка задачи исследования	Руководитель Магистрант	14						 										
5.	Разработка программы расчета и поведение расчетов	Руководитель Магистрант	35							 									
6.	Оценка эффективности полученных расчетов	Руководитель Магистрант	18										 						
7.	Оформление дополнительных разделов	Магистрант	17																
8.	Оформление отчета, презентации и раздаточных материалов	Магистрант	17																

#### 4.3.2 Бюджет научного исследования

Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. Результаты по данной статье заносятся в табл. 16.

Таблица 16 – Расчет затрат на сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

№ п/п	Наименование затрат	Единица измерений	Расход	Цена за единицу, руб	Сумма, руб
1	Бумага	уп.	2	270	540,00
2	Флеш карта	шт.	1	610	610,00
3	Ручки	шт.	3	45	135,00
4	Картридж для принтера	шт.	1	3200	3200,00
5	Эл.энергия	кВт*ч.	1200	2,17	2604,00
Всего за материалы					7089,00
Транспортно-заготовительные расходы (5%)					354,45
Итого по статье С <sub>м</sub>					7443,45

Таблица 17 – Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

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

Использование ПО Borland Delphi 7 производилось в течение срока выполнения данной научной работы в III и IV семестре и составило 9 месяцев (с сентября 2016 по июнь 2017). Для учета стоимости данного программного обеспечения с учетом времени использования, произведем расчет амортизационных отчислений. Учитывая, что срок полезного использования данного продукта составляет 5 лет, а первоначальная стоимость по данным



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

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

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

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

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

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

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

$$C_{\text{зн}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (39)$$

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

$Z_{\text{доп}}$  – дополнительная заработная плата.

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

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{раб}}, \quad (40)$$

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

$T_{\text{р}}$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{о}}}, \quad (41)$$

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

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

при отпуске в 24 раб. дня  $M=11,2$  месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней  $M=10,4$  месяца, 6-дневная неделя;

$F_{\partial}$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 18 – Баланс рабочего времени одного исполнителя НИР

Показатели рабочего времени	Исполнитель	Руководитель
Календарное число дней	150	71
Количество нерабочих дней	5	25
- выходные дни	-	20
- праздничные дни	5	5
Номинальный фонд рабочего времени	145	46
Потери рабочего времени		
- отпуск	-	-
- невыходы по болезни	-	-
Эффективный фонд рабочего времени	145	46

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{б}} \cdot (k_{\text{нр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}}, \quad (42)$$

где  $Z_{\text{б}}$  – базовый оклад, руб.;

$k_{\text{р}}$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчёт основной заработной платы приведён в табл. 12.

Таблица 19 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	$Z_{\text{б}}$ , руб.	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}$ , руб.	$Z_{\text{дн}}$ , руб.	$T_{\text{р}}$ , раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$ , руб.
Руководитель	36800	1,3	47840	2347	46	107962
Магистрант	1750	1,3	2275	111	145	16095

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

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, \quad (43)$$

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

$k_{доп}$  – коэффициент дополнительной зарплаты;

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

Таблица 20 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Магистрант
Основная зарплата	107962	16095
Дополнительная зарплата	10796,2	1609,5
Итого по статье $C_{зп}$	118758,2	17704,5

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

$$C_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}), \quad (44)$$

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

Рассчитываем отчисления на социальные нужды (30 %):

$$C_{внеб.рук} = 0,30 \cdot (107962 + 10796,2) = 35627,46 \text{ руб.}$$

### 4.3.3 Организационная структура проекта

Исходя из рекомендаций [57] выбран проектный вариант организационной структуры проекта.



Рисунок 36 – Проектная структура проекта

#### 4.4 Оценка сравнительной эффективности исследования

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

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{финр}^{исп.i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}}, \quad (45)$$

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

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

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

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

Таблица 21 – Группировка затрат по статьям аналогов разработки

Вариант исполнения Аналога №	Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Затраты на электроэнергию, руб	Итого плановая себестоимость
Стоимость разработки	4485	40882,67	107962,00	35627,46	2604,0	191561,1
Аналог 1	6500	40882,67	107962,00	35627,46	2604,0	193576,1
Аналог 2	8000	40882,67	107962,00	35627,46	2604,0	195076,1

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{191561,1}{195076,1} = 0,982$$

$$I_{\phi}^{a1} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{193576,1}{195076,1} = 0,992$$

$$I_{\phi}^{a2} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{195076,1}{195076,1} = 1,000$$

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

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

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a, \quad I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i b_i^p, \quad (46)$$

где  $I_m$  – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го параметра;

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

$n$  – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в табл.

22.

Таблица 22 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	$I_m^p$	Аналог 1	$I_m^{a1}$	Аналог 2	$I_m^{a2}$
1. Адекватность разработки	0,3	5	1,5	4	1,2	5	1,5
2. Унифицированность	0,2	4	0,8	4	0,8	4	0,8
3. Простота применения	0,26	5	1,3	5	1,3	4	1,04
4. Универсальность	0,24	3	0,72	3	0,72	3	0,72
ИТОГО	1	17	4,32	16	4,02	16	4,06

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Таблица 23 - Сравнительная эффективность разработки

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

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

## 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Одним из национальных приоритетов для сохранения человеческого капитала является обеспечение безопасности жизни и здоровья работников во время трудовой деятельности [58]. Для этого требуется постоянное улучшение условий и охраны труда, экологической и промышленной безопасности.

Соответствующие контролирующие органы, а именно: Правительство РФ, Федеральная служба по труду и Государственные инспекции труда обеспечивают соблюдения требований охраны труда на предприятиях.

Несмотря на это, требуется постоянное совершенствование системы страхования от несчастных случаев на производстве, профессиональных заболеваний.

Объектом исследования является установка подготовки нефти месторождений Сибири. Нефтедобывающее предприятие относится к отраслям промышленности, которые представляют потенциальную опасность производственных отравлений и заболеваний работающих, так как в процессе труда приходится соприкасаться с веществами, имеющими те или иные токсические, отравляющие, пожаро- и взрывоопасные свойства. Поэтому, соблюдение основ законодательства по охране труда, правил техники безопасности, санитарии и гигиены обеспечит безопасность трудящихся.

В данном разделе рассмотрены вопросы, связанные с организацией рабочего места обслуживающего персонала установки УПН, работающего с вредными веществами.



## **5.1 ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ**

### **5.1.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования**

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

#### ***Вредные вещества***

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

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

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

Основными источниками вредных для здоровья человека продуктов являются:

1. Выхлопы газообразных нефтепродуктов от дыхательных клапанов резервуаров и дренажных емкостей;
2. Выхлопы расходной емкости деэмульгатора.

В табл. 24 приведены характеристика, ПДК и класс опасности применяемых на УПСВ веществ [59, 60, 61]:

Таблица 24 — Характеристика, ПДК и класс опасности веществ

№ п/п	Наименование	Агрегатное состояние	Класс опасности [59]	Характеристика токсичности [60]	Предельно допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны производственных помещений, мг/м <sup>3</sup> [61]
1	Нефть	жидкость	3	токсичен	300
2	Нефтяной газ	газ	3	токсичен	300
3	Деэмульгаторы	жидкость	3	токсичен	5
4	Нефтешламы	жидкость	4	токсичен	300

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

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

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

#### *Опасные и вредные факторы*

Таблица 25 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ на УПН

Наименование работ	Источник фактора	
	Факторы по ГОСТ 12.0.003.74 [60]	
	Вредные	Опасные

1. Отбор проб эмульсии;	1. Повышенная загазованность воздуха [61];	1. Пожаровзрывоопасность материалов [59, 60];
2. Проведение испытания с добавлением деэмульгатора;	2. Недостаточная освещенность [62, 63];	2. Повышенный уровень напряжения в электрической цепи в электродвигателях насосов [66, 67];
3. Измерение технологических параметров установки.	3. Повышенный уровень шума [64] и вибрации [65].	3. Повышенная температура поверхности оборудования.

### **5.1.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований**

#### **рабочем месте при проведении исследований**

Рассмотрим нормы и ограничения, применимые к наиболее важным факторам производства.

#### *Повышенная загазованность воздуха*

Используемое сырье (нефть) является смесью углеводородов предельного и ароматического ряда, а вспомогательное вещество (деэмульгатор на основе метанола) обладающий токсическими свойствами, имеющими установленные ПДК. Перерабатываемая нефть относится к классу малосернистых.

Токсикологическая характеристика веществ в соответствии с [59, 60, 61] приведена в табл. 24.

#### *Промышленное освещение*

С точки зрения безопасности труда зрительная способность и зрительный комфорт чрезвычайно важны. Очень много несчастных случаев происходит из-за неудовлетворительного освещения или ошибок, сделанных рабочим, по причине трудности распознавания того или иного предмета или осознания степени риска, связанного с обслуживанием станков, конвейеров, транспортных средств. Свет создает нормальные условия для трудовой деятельности.

Недостаточное освещение вызывает зрительный дискомфорт, выражающийся в ощущении неудобства или напряженности. Длительное пребывание в условиях зрительного дискомфорта приводит к отвлечению внимания, уменьшению сосредоточенности, зрительному и общему утомлению. Кроме создания зрительного комфорта свет оказывает на человека психологическое, физиологическое и эстетическое воздействие. Неудовлетворительная освещенность в рабочей зоне может являться причиной снижения производительности и качества труда, получения травм.

Правильное освещение помещений и рабочих мест – один из главнейших элементов благоприятных условий труда. При правильном освещении повышается производительность труда, улучшаются условия безопасности, снижается утомляемость. Наилучшие условия для полного зрительного восприятия создает солнечный свет [63].

По принципу организации производственное освещение подразделяется на: естественное – освещение помещений естественным светом, проникающим через световые проемы в наружных ограждающих конструкциях, искусственное – освещение, создаваемое источниками искусственного света, и совмещенное – освещение при котором недостаточное по нормам естественное освещение дополняется искусственным [63].

Ощущение зрения происходит под воздействием видимого излучения света, которое представляет собой электромагнитное излучение с длиной волны 0,38...0,76 мкм. Чувствительность зрения максимальна к электромагнитному излучению с длиной волны 0,555 мкм и уменьшается к границам видимого спектра.

#### *Повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте*

В помещениях с высоким уровнем общего шума, каким является УПН, источниками шумовых помех могут стать вентиляционные установки или периферийное оборудование. Длительное воздействие этих шумов отрицательно сказывается на эмоциональном состоянии персонала.

Допустимые уровни звукового давления для работы в помещениях

лабораторий и за пультами управления производственными циклами следует принимать в соответствии с табл. 26

Таблица 26 – Допустимые уровни звукового давления [64]

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления $L$ в дБ в октавных полосах частот со среднегеометрическими частотами в Гц								Уровни звука $L_A$ в дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Работа с повышенными требованиями к процессам наблюдения и дистанционного управления производственными циклами	91	83	77	73	70	68	66	64	75

Вибрация вызывает в организме человека многочисленные реакции, которые являются причиной функциональных расстройств периферийной нервной системы, суставов, крови (тромбы). Вредное воздействие вибрации выражается в виде повышенного утомления, головной боли, болей в суставах [65].

#### *Пожаровзрывобезопасность*

Основными взрыво- и пожароопасными, вредными и токсичными веществами, находящимися в производстве, являются нефть и попутный нефтяной газ, химические реагенты, неочищенные пластовые воды. Взрывопожарные свойства нефти, газа и реагентов приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Взрывопожароопасные характеристики сырья, полупродуктов, и вспомогательных веществ

Наименование вещества	Класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76 [60]	Температура, °С			Концентрационный предел взрываемости, %	
		Вспышки	Воспламенения	Само-воспламенения	Нижний	Верхний
Нефть	3	-18 ... +15	-	200...300	-	-
Попутный нефтяной газ	4	-	-	535	6	13,5
Дезэмульгатор	3	+25...+27	-	-	-	-

### *Повышенный уровень напряжения в электрической цепи*

При перекачке нефти могут накапливаться заряды статического электричества на поверхности трубопроводов, емкостей, резервуаров. Такие разряды в определенных условиях представляют опасность как источники электрического разряда и зажигания горючих жидкостей и газов.

Во избежание поражения электрическим током обслуживающего персонала установки используется заземление технологического оборудования [66]. Для предотвращения попадания операторов установки под напряжение при обслуживании электродигидраторов предусмотрена автоматическая блокировка входных дверей на площадке электрических трансформаторов каждого из электродигидраторов. При открывании двери снимается автоматически напряжение с электродегидраторов.

### *Повышенная температура поверхности оборудования*

В процессе эксплуатации установок подготовки нефти имеется риск травмирования обслуживающего персонала от высокой температуры поверхности трубопроводов и оборудования, образующихся вследствие не герметичности и неисправности оборудования. Опасными местами являются печи, в которых сжигается топливный газ, нагревается поступающая нефть со скважин до 50 °С и выше.

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

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

Работа с вредными и опасными химическими реактивами проводится в специализированных помещениях, оборудованных вытяжными шкафами. Каждый работник или посетитель производства обеспечивается следующими средствами защиты: головы (каска); органов дыхания (изолирующие

дыхательные аппараты, противогазы, респираторы); лица и органов зрения (лицевые щитки, защитные очки, прозрачные экраны); кожи рук (защитные перчатки, рабочие рукавицы).

Соблюдение необходимого уровня освещения, в соответствии с [62], организовано путем естественного освещения через светопроемы, обеспечивающее коэффициенты естественной освещенности (КЕО) не ниже 1,5%. Для обеспечения нормируемых показателей освещенности необходим постоянный контроль исправности осветительного оборудования и его замена, в случае неисправности.

Для снижения уровня звукового давления на рабочих местах и местах постоянного пребывания людей в производственных и общественных зданиях обычно используют звукопоглощающие конструкции, такие как звукопоглощающая облицовка, которую следует размещать на потолке и стенах помещений, экраны, изготовленные из сплошных твердых щитов, облицованных звукопоглощающим материалом [67].

Для защиты от разрядов статического электричества должны быть проведены следующие мероприятия [68]:

- аппараты и оборудование, являющиеся источником интенсивного выделения зарядов статического электричества должны быть заземлены;
- для ослабления генерирования зарядов статического электричества, легко воспламеняющиеся жидкости следует транспортировать трубопроводам с не высокими скоростями, ограничение которых зависит от свойств жидкости, диаметра и длины трубопровода;
- защита технологических установок, от электрической и электромагнитной индукции и заноса высоких потенциалов через наземные и подземные металлические коммуникации. От прямых ударов молний сооружения защищаются специально установленными молниеотводами.

Для того, чтобы избежать термических повреждений при эксплуатации технологических печей необходимо следить за показаниями контрольно-

измерительных приборов, вести визуальный контроль за состоянием работы печи. Дверцы камер в процессе работы печи должны быть закрыты.

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

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

Если теплоизоляцию осуществить невозможно, горячую поверхность необходимо оградить. Необходимо вести наблюдение за установленным режимом работы, подготовка к остановке и ремонту оборудования должны выполняться в строго установленном технологическом порядке.

## **5.2 ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ**

### **5.2.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду**

Воздействие нефтяной промышленности на окружающую среду обусловлено:

- загрязнением атмосферы выбросами вредных веществ;
- сбросом загрязненных вод в поверхностные и подземные воды, на рельеф местности;
- изменение ландшафта в результате земляных работ, вырубка лесов, загрязнение почвы нефтепродуктами;
- аварийными разливами нефти.

При эксплуатации опасных производственных объектов загрязнение атмосферы происходит в результате выделения:



- легких фракций углеводородов из-за разгерметизации технологического оборудования (скважины, сепараторы, емкости, насосы);
- продуктов сгорания попутного нефтяного газа (факел, котельная);
- небольшого количества легких фракций химических реагентов (ингибиторы коррозии, деэмульгаторы).

Кроме этого, на всех стадиях работ на УПСВ в атмосферу будут выделяться загрязняющие вещества от передвижного транспорта.

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

При сгорании газа на факеле будут выделяться в атмосферу: оксиды азота и углерода, сажа, углеводороды и бенз(а)пирен.

### **5.2.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды**

В целях предупреждения загрязнения атмосферы [69] на УПСВ предусмотрен ряд мероприятий по предотвращению аварийных выбросов вредных веществ в атмосферу:

- полная герметизация системы сбора и транспорта нефти;
- стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования от коррозии;
- оснащение предохранительными клапанами всей аппаратов, в которых может возникнуть давление, превышающее расчетное, с учетом требований "Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" [70].

Для защиты гидросферы [71, 72] на УПСВ предусматривается герметизированная система водоснабжения и водоотведения, исключая попадание загрязняющих веществ в подземные воды и в почву при нормальной работе оборудования.

С целью исключения загрязнения почвы, грунтовых вод [72, 73] предусматриваются следующие мероприятия:

- размещение всех резервуаров на площадке УПН в самостоятельной зоне, устройство индивидуальных обвалований, рассчитанных на гидростатическое давление столба жидкости высотой не менее, чем на 0,2 м выше уровня расчетного объема разлившейся жидкости;
- планировка территории внутри обвалования;
- устройство в пониженных местах дождеприёмных колодцев, через которые осуществляется сбор загрязненных производственно - дождевых стоков в канализационные сети;
- размещение функционально технологических блоков по степени вредности выделяемых веществ и категорий пожарной опасности с учетом розы ветров.

### **5.3 БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ**

#### **5.3.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований**

Причины возникновения аварийных ситуаций и неполадок технологического процесса можно условно объединить в следующие группы.

Отказы (неполадки) оборудования возникают при прекращении подачи энергоресурсов (электроэнергии, топливного газа), при коррозии оборудования и трубопроводов. Аварии также могут возникнуть при механических повреждениях и температурных деформациях оборудования. При проведении различных ремонтов скважины велика вероятность выброса пластовых флюидов, которые характеризуются пожаро- и взрывоопасностью. При определённой концентрации и возникновении искрения в неисправных электрических приборах, газовоздушная смесь взрывается. Взрывоопасная концентрация возникает в результате выделения большого количества газа и отсутствии смены воздушной массы в этой области.

Ошибочные действия персонала представляют наибольшую опасность при пуске и остановке оборудования в связи с заполнением или опорожнением аппаратов опасными веществами. В случае ошибочных действий может произойти разгерметизация оборудования и, как следствие, крупномасштабная авария.

Установка должна быть остановлена аварийно по плану ликвидации аварии в случае прекращения подачи электроэнергии, сырья, воды, при пожаре, разрушении коммуникаций и аппаратов, а также в случае аварии на соседнем объекте, которая представляет угрозу для цеха.

К работам на установке допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие в установленном порядке медосмотр, обучение и инструктаж. После прохождения стажировки на рабочем месте обслуживающий персонал сдает экзамен на допуск к самостоятельной работе.

Процесс подготовки и перекачки нефти осуществляется в закрытой системе, поэтому основными задачами обслуживающего персонала являются:

- не допускать разгерметизации оборудования и коммуникаций;
- вести технологический режим в соответствии с утвержденной технологической картой установки;
- непрерывно по показаниям приборов путем обхода и визуального осмотра контролировать состояние оборудования, коммуникаций, арматуры, сальников насосов, работу горелок печей и состояния сварных швов резервуаров;
- в работе руководствоваться действующими инструкциями по безопасности труда по видам работ;
- при возникновении неполадок немедленно принять меры для их устранения и предотвращения аварий;
- контролировать исправность заземления оборудования и электроустановок;
- контролировать исправность молниезащиты оборудования;
- следить за нормальной освещенностью рабочих мест;

- не допускать загромождения проходов и лестниц;
- немедленно ликвидировать замазученность оборудования и территории.

### **5.3.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС**

Пожарная безопасность обеспечивается согласно [74] системой предотвращения пожара и системой пожарной защиты. На всех объектах (помещениях) размещены таблички с указанием номера телефона вызова пожарной охраны, кроме того размещен схематичный план эвакуации людей при пожаре; дополнительно разработана инструкция, определяющая действия персонала в случае возникновения очага возгорания.

Согласно Статье 11 [75] установлен и выполняется запрет на курение вне отведенных на это помещениях. Поскольку рядом с рабочим местом используются химические вещества, то определен порядок их хранения и уборки отходов. В соответствии с требованиями пожарной безопасности и охраны труда, проводится регулярный инструктаж и проверка знаний по технике безопасности на рабочем месте. Объекты оснащены первичными средствами пожаротушения: огнетушители, лопаты, ящики с песком, асбестовые одеяла.

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

Действия обслуживания персонала УПН в аварийных ситуациях должны быть направлены:

- на спасение людей, находящихся в опасной зоне при аварии и оказание первой помощи пострадавшим;
- на локализацию аварий, отключение аварийного оборудования и приборов;

- на принятие мер по снижению возможных последствий аварий [76, 77].

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

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

## **5.4 ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ**

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

Для обеспечения безопасности жизни и здоровья работников в процессе выполнения трудовой деятельности применяется комплекс мер, содержащий правовые, социально-экономические, организационно-технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия [78].

Обеспечение охраны здоровья и условий труда, соответствующих требованиям безопасности, изложены в Статье 37 [79] и являются незыблемыми правами граждан. На основании Конституции РФ базируется ряд законов и нормативных актов, уточняющих и расширяющих понятие охраны и защиты труда.

Значимым документом является Трудовой кодекс [80], охватывающий вопросы от правового возникновения трудовых отношений, до детального рассмотрения трудового договора, времени отдыха и профессиональной подготовки работника, охраны труда, разрешения трудовых споров и т.д. Согласно Главе 35 [78] для обеспечения контроля за соблюдением на предприятиях мер по охране труда и здоровья работников, существует ряд служб

– федеральные и органы исполнительной власти субъектов РФ, а также органы местного самоуправления. Государственный надзор за исполнением трудового законодательства и иных нормативных правовых актов, осуществляют Генеральный прокурор Российской Федерации и подчиненные ему прокуроры в соответствии с федеральным законом. Кроме того, непосредственно на предприятии согласно [80] уполномоченной организацией проводится социальная оценка условий труда. Возможно создание на предприятии внутренних комиссий или комитетов на базе профсоюзов.

Правовой документ [81] конкретизирует правовые аспекты взаимоотношений работодателей и работников в области охраны труда (гарантии, права и обязанности работников; обязанности работодателей; полномочия органов государственной власти в области охраны труда и т.д.). Статья 8 [81] гласит, что рабочее место должно соответствовать требованиям охраны труда и быть защищенным от влияния вредных и (или) опасных производственных факторов и её организация должна соответствовать правовым нормам, а также антропометрическим, социальным, психофизическим данным работника. Кроме того, работник должен быть проинформирован об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных или опасных производственных факторов [82].

Сохранение жизни и здоровья работника является приоритетной задачей. Для её выполнения при поступлении на работу проводится медосмотр, с целью проверки здоровья кандидата на соответствие. В соответствии с Приложением N1 данного документа, для выявления воздействия вредных факторов и вероятности развития профессиональных заболеваний, проводятся плановые медосмотры с участием врачей и проведением лабораторных исследований.

Немаловажно развитие нормативной базы охраны труда в РФ и в международном ключе. Так документ [82] является межгосударственным стандартом, и содержит практические рекомендации, предназначенные для

использования всеми, на кого возложена ответственность за управление охраной труда.

#### **5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Каждый гражданин РФ имеет право на труд в условиях, отвечающих требованиям безопасности и гигиены, и на охрану здоровья [79].

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

При неправильном положении тела сотрудника на рабочем месте возникает быстрая статическая усталость, снижается качество и скорость выполняемой работы, реакция на опасность. В качестве оптимальной рабочей позы принимается поза, при которой работник не наклоняется вперед свыше  $10...15^{\circ}$ .

При работе, увеличивается нагрузка на мышцы нижних конечностей, и, тем самым, происходит увеличение энергозатрат на  $6...10\%$  по сравнению с сидячим положением. Но при работе сидя, могут возникнуть застойные явления в органах таза, затруднение работы органов кровообращения и дыхания [83].

Также, для верной организации процесса, необходимо учитывать психофизиологические особенности человека.

Существенное влияние на эффективность работы оператора оказывает правильный выбор типа и размещение пультов управления процесса. При этом необходимо учитывать, что в горизонтальной плоскости зона обзора без поворота головы составляет  $120^{\circ}$ , с поворотом –  $225^{\circ}$ ; оптимальный угол обзора по горизонтали без поворота головы –  $30-40^{\circ}$  (допустимый  $60^{\circ}$ ), с поворотом –

130°. Допустимый угол обзора по горизонтали оси зрения составляет 130°, оптимальный – 30° вверх и 40° вниз [83].

Расположение приборных панелей должно быть таковым, чтобы плоскости лицевых частей индикаторов находились перпендикулярно линиям взора оператора, а необходимые органы управления находились в пределах досягаемости. Наиболее важные органы управления следует располагать спереди и справа от оператора.

Для лучшего отличия органов управления, они должны иметь разную форму и размер, а также быть окрашены в разные цвета либо иметь маркировку. Для быстрого управления рычагами, необходимо, чтобы они имели рукоятки различной формы, что позволяет управлять процессом, не отрывая глаз от работы.



### Список публикаций студента:

1. Золотухина К.В. Влияние технологических параметров на процесс обезвоживания и обессоливания нефти // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 4-8 апреля 2016. – Томск: Изд-во ТПУ, 2016 – Т. 2 – С. 493-495
2. Moyzes O.E., Usheva N.V., Kuzmenko E.A., Zolotukhina K.V. Analysis of droplets formation process in water-in-oil emulsions [Electronic resources] // Petroleum and Coal. – 2016 – Vol. 58 - №7. – p. 705-708. – Mode of access: [http://www.vurup.sk/sites/vurup.sk/files/downloads/pc\\_7\\_2016\\_moyzes\\_500.pdf](http://www.vurup.sk/sites/vurup.sk/files/downloads/pc_7_2016_moyzes_500.pdf)
3. Золотухина К.В., Щетинина М.Е. Влияние технологических параметров на эффективность процесса электрокоалесценции // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения М.И. Кучина, Томск, 3-7 апреля 2017. – Томск: Изд-во ТПУ, 2017 – Т. 2 – С. 356-359
4. Щетинина М.Е., Золотухина К.В. Учет влияния деэмульгатора при моделировании процесса разрушения водонефтяной эмульсии // Химия и химическая технология в XXI веке: Труды XVIII Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых имени профессора Л.П. Кулёва, Томск, 29 мая – 1 июня 2017. – Томск: Изд-во ТПУ, 2017 [в печати]

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Волков А.А., Балашова В.Д., Коновальчук О.Ю. К вопросу разрушения стабильных водонефтяных эмульсий // Нефтепромысловое дело. – 2013. – №5. – С. 40 – 42.
- 2 Tarantsev K.V. Study of Electrohydrodynamic Flows at a liquid-liquid phase interface // Chemical and Petroleum Engineering. – 2015. – №46 (1–2). – P. 64 – 68.
- 3 Брагин Ю.И., Кузнецова Г.П. Нефтегазопромысловая геология. Статическое геологическое моделирование залежей углеводородов - Москва: Недра, 2013. — 109 с.: ил.
- 4 Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды: Учебник для вузов. — 3-е изд., стереотипное. — М.: ООО ТИД Альянс, 2005. — 319 с.
- 5 ОСТ 39-225-88 Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству.
- 6 ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические требования. – М.: Госстандарт России, 2002, ИПК изд-во стандартов, – 8 с.
- 7 Земенков Ю.В., Маркова Л.И. Сбор и подготовка нефти и газа. – М.: Академия, 2009. – 160 с.
- 8 Филимонова Е.И. Основы технологии переработки нефти: Учебное пособие / Е.И. Филимонова. – Ярославль: издательство ЯГТУ, 2010. – 171 с.
- 9 Бакиев А.В., Хазиев Н.Н., Хасанов И.Ю. Технология добычи безводной нефти на обводненных месторождениях// Нефтегазовое дело. – 2015. - №3. – с. 116-124.
- 10 Газизов А.Ш., Газизов А.А., Никифоров А.И., Никифоров Г.А., Муслимов Р.Х., Бахтеев Р.Х. Научно-технические основы создания энергосберегающих технологий для наращивания ресурсной углеводородной базы нефтеотдачи пластов / Нефтепромысловое дело. – 4/2010. – с.10-20.

- 11 Ибрагимов Г.З., Артемьев В.Н. Техника и технология добычи и подготовки нефти и газа. – М.: МГОУ, 2005. – 243с.
- 12 Технология нефти: подготовка нефти к переработке: учебное пособие / М. В. Стародуб [и др.]. – Краснодар: Издательский Дом - Юг, 2011. – 120 с.
- 13 Глаголева О.Ф. Технология переработки нефти / О.Ф. Глаголева, В.М. Капустин, Т.Г. Гюльмисарян. – М.: Химия Колос С, 2007. – 400 с.
- 14 Гарифуллин Ф.С., Бадретдинов А.М., Фролов В.А. Комплексная технология подготовки нефти и воды с использованием реагентов бинарного действия // Журн. Нефтяное хозяйство, 2007, №4, с. 82-84.
- 15 Технология переработки нефти. В двух частях. Часть I. Первичная переработка нефти / Под ред. О.Ф. Глаголевой, В.М. Капустина. – М.:Химия, КолосС, 2006. – 400с.
- 16 Шевченко А.К. Принципы ресурсосбережения при отборе углеводородов из недр - Москва: Изд-во ВНИИОЭНГ, 2015. — 256 с.
- 17 Сваровская Н.А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: учебное пособие / Н.А. Сваровская ; ТПУ. – 2-е изд. – Томск : Изд-во ТПУ, 2009. – 299 с.
- 18 Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды: учебник для вузов — Москва: Альянс, 2014.
- 19 Фомин А.М. Промысловая подготовка нефти с использованием электрических полей - проблемы и перспективы // Нефтех [электронный ресурс]. – 2007.
- 20 Авторский коллектив РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина под руководством Багдасарова Л.Н. Популярная нефтепереработка - М.: ООО «ЦСП «Платформа»» 2016. — 112 с.
- 21 Небогина Н.А., Прозорова И.В., Юдина Н.В. Влияние содержания воды в нефти на формирование и реологические свойства водонефтяных эмульсий // Журн. Нефтяное хозяйство, 2008, №12, с. 90-92.

- 22 Ахметкалиев Р.Б. Фактор устойчивости и разрушение эмульсии / Р.Б. Ахметкалиев // Вестник Национальной инженерной академии РК. -2008. - №1. - с.63-68
- 23 Виноградов В.М., Винокуров В.А. Образование, свойства и методы разрушения нефтяных эмульсий: М.: ФГУП «Нефть и газ», РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2007. - 31 с.
- 24 Афанасьев Е.С., Римаренко Б.И., Ясьян Ю.П., Горлов С.Г. Исследование деэмульгирующей способности лапролов / Нефтепереработка и нефтехимия. – 2/2011. – С.31-36
- 25 Голубев М.В, Халикова А.И. Оптимизация процесса подачи деэмульгатора / Нефтегазовое дело. – 2/2004. – С.80-83
- 26 Мухамадиев А.А., Нотов С.В. Результаты опытно-промышленных испытаний деэмульгатора «Алкиокс-516» на объектах ОАО «Самотлорнефтегаз» // Журн. Нефтяное хозяйство, 2008, №5, с. 74-75.
- 27 Курс коллоидной химии. Поверхностные явления и дисперсные системы: учебник для вузов / Ю.Г. Фролов. — Стер. — Москва: Альянс, 2014. — 464 с.
- 28 Ситдикова С.Р. Применение химических реагентов для совершенствования процессов подготовки нефти: Авт. дис. на соиск. ученой степени канд. техн. наук. – Уфа, 2003. – 23 с.
- 29 Лутфуллин М.Ф., Мухамадиев А.А., Агниева С.В., Юнусов А.И. Результаты применения деэмульгатора Decleave S-1251 на Малоичском месторождении ОАО «Севернонефтегаз» ТНК-ВР // Журн. Нефтяное хозяйство, 2005, №5, С. 94-96.
- 30 Смирнов Ю.С., Мелющенко Н.П. Современное состояние и перспективы развития деэмульгаторов для подготовки нефти за рубежом // Нефтепромысловое дело: обзорная информация. - 2003. вып.17.

- 31 Ахмадова Х.Х., Такаева М.А., Мусаева М.А., Сыркин А.М. История разработки и применения деэмульгаторов при добыче и подготовке нефтей к переработке / Нефтегазовое дело. – 2015. Вып. №1, С.27-34.
- 32 Швецов В.Н, Юнусов А.А., Фомин А.М. Промысловая подготовка нефти с использованием электрических полей - Проблемы и перспективы (Ч. 1) // Нефтех. - 2007. -М 9. - С.8-10.
- 33 Harmon F. Fisher. Electrical treater having elongated circulation path and edge effect. // ПатентСША № 1838932.
- 34 Noik C., Chen J., Dalmazzone C. Electrostatic Demulsification on Crude Oil // Presented at the 2006 SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition in China. – Beijing, 2006. – p.23-24.
- 35 Веденяпин М.Д. Методическое пособие по оборудованию и аппаратуре обезвоживающих и обессоливающих установок – М.: Химия, 2010. – 64с.
- 36 Швецов В.Н, Юнусов А.А., Набиуллин М.И. Новые технические решения по усовершенствованию электродегидраторов для обезвоживания и обессоливания нефти / Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2012. №5, С.48-54.
- 37 Мукминова И.Р., Ващенко А.В., Прочухан К.Ю., Прочухан Ю.А. Эффективность действия импортных поверхностно-активных веществ на стабилизацию водонефтяной эмульсии в минерализованной пластовой воде месторождений западной Сибири// Нефтегазовое дело. – 2015. - №3. – С.434-450.
- 38 Pedersen A., Ildstad E., Nysveen A. Forces and movement of small water droplets in oil due to applied electric field // Proceedings The Nordic Insulation Symposium. – Tampere, 2003. - p.4-7.
- 39 Fomin A.M. Oil treating using electric fields – problems and prospects // Oiltech [электронный ресурс]. – 2007. – Режимдоступа: <http://www.oiltech-media.org>.

- 40 Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти / В.П. Тронов. — Казань: ФЭН, 2000. — 416 с.
- 41 Синайский Э.Г., Лапига Е.Я., Зайцев Ю.В. Сепарация многофазных многокомпонентных систем. - М.: Недра, 2002. - 621 с.
- 42 Веденяпин М.Д. Методическое пособие по оборудованию и аппаратуре обезвоживающих и обессоливающих установок – М.: Химия, 2008. – 64 с.
- 43 Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа: учебное пособие для вузов / С.А. Ахметов. – Уфа: Гилем, 2002. – 672 с.
- 44 Harmon F. Fisher. Electrical treater having elongated circulation path and edge effect. // Патент США № 1838932.
- 45 Ковалева Л.А., Миннигалимов Р.З., Зиннатуллин Р.Р. Определение времени расслоения водонефтяной эмульсии в электромагнитном поле // Технологии нефти и газа. – 2010. – № 2. – С.20-22.
- 46 Ковалева Л.А., Миннигалимов Р.З., Зиннатуллин Р.Р. Исследование устойчивости водонефтяной эмульсии в электромагнитном поле в зависимости от ее диэлектрических свойств// Изв. вузов. Нефть и газ. – 2010. - №2. – С.59-63.
- 47 Швецов В.Н., Юнусов А.А., Фомин А.М. Промысловая подготовка нефти с использованием электрических полей - оптимизация выбора параметров источников питания (Ч. 2) //Нефтех. - 2008. -№ 2,- С.18-20.
- 48 Смирнов Ю.Г. Теоретический анализ процесса коалесценции капель водонефтяной эмульсии в электрическом поле // Ресурсы Европейского Севера. Технологии и экономика освоения. – 2015. - № 1. – С.27-34.
- 49 Noik C., Chen J., Dalmazzone C. Electrostatic Demulsification on Crude Oil // Presented at the 2006 SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition in China. – Beijing, 2006. – p.23-24.
- 50 Швецов В.Н., Юнусов А.А. Новые высоковольтные источники питания для электродегидраторов // Нефтех. - 2008. -№ 4. - С.32-34.

- 51 Хуторянский Ф.М., Сомов В.Е. Современное состояние, пути совершенствования и технического перевооружения процесса глубокого обезвоживания и обессоливания нефти // Нефтепереработка и нефтехимия. 2010. №12. С.3-12.
- 52 Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа: учебное пособие для вузов / А.К. Мановян. – М.: Химия, 2001. – 568 с.
- 53 Пат. 2294956 Российская Федерация, МПК C10G33/04. Способ подготовки нефти с повышенным содержанием механических примесей / Гумеров А. Г., Карамышев В. Г., Ходжаев В.В.; Патентообладатель: Государственное унитарное предприятие "Институт проблем транспорта энергоресурсов" ГУП "ИПТЭР". – № 2005128013/04; заявл. 07.09.2005; опубл. 10.03.2007, Бюл. № 7. – 6 с.
- 54 Lundgaard L., Berg G., Røkke P.E. Electrostatic consideration for efficient electrocoalescers // International Oil and Gas Engineer [электронный ресурс]. – August 2008. – Режим доступа: <http://www.sciencedirect.com>.
- 55 Павлов К. Ф., Романков П. Г., Носков А. А. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии. Учебное пособие для вузов / Под ред. чл.-корр. АН СССР П. Г. Романкова. - 10-е изд., перераб. и доп. - Л.: Химия, 1987. - 576 с., ил.
- 56 Гуськова И.А., Емельянычева С.Е., Павлова А.И., Гильманова Д.Р. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин в осложненных условиях. Часть 1: Учебное пособие по дисциплине «Эксплуатация нефтяных и газовых скважин в осложненных условиях» для студентов специальности 130503.65 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» всех форм обучения. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2009. – 140 с.
- 57 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / Н.А. Гаврикова, Л.Р. Тухватулина, И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.В. Шаповалова; Томский политехнический

университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 73 с.

- 58 Генеральное соглашение между общероссийскими объединениями профсоюзов, общероссийскими объединениями работодателей и Правительством Российской Федерации на 2014 - 2016 годы от 25 декабря 2013 г (с изм. от 29.12.2016), 14 с.
- 59 ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
- 60 ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
- 61 ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
- 62 СНиП 23–05–95. Нормы проектирования. Естественное и искусственное освещение. – М.: Минстрой России, 1995.
- 63 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий.
- 64 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки: санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.562-96 утверждены Постановлением Госкомсанэпиднадзора России 31 октября 1996 г. № 36. Москва.
- 65 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий: санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.566-96: утверждены Постановлением Госкомсанэпиднадзора России от 31 октября 1996 г. № 40. Москва.
- 66 ГОСТ 12.1.002–84. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни и требования к проведению контроля на рабочем месте. – введ. 01.01.1986. - М.: Стандартиформ, 2009. – 7 с.
- 67 СП 51.13330.2011. Защита от шума.



- 68 ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
- 69 СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест.
- 70 Правила устройства и безопасности эксплуатации сосудов, работающих под давлением (ПБ 10–115–96). – ПИООБТ, 1996. – 156 с.
- 71 ГОСТ 17.1.3.06–82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
- 72 ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.
- 73 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.
- 74 Приказ МЧС РФ от 18 июня 2003г. N313 «Об утверждении Правил пожарной безопасности в Российской Федерации (ППБ 01-03)».
- 75 Федеральный закон от 23 февраля 2013 г. N 15-ФЗ "Об охране здоровья граждан от воздействия окружающего табачного дыма и последствий потребления табака"
- 76 ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.
- 77 ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.
- 78 Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001) (ред. от 30.12.2008) // СПС Консультант.
- 79 Конституция Российской Федерации (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.).
- 80 Федеральный закон Российской Федерации от 28 декабря 2013 г. N 426-ФЗ "О специальной оценке условий труда".
- 81 Федеральный закон от 17.07.1999 N 181-ФЗ "Об основах охраны труда в Российской Федерации" (ред. от 09.05.2005, с изм. от 26.12.2005) // СПС Консультант.

- 82 Межгосударственный стандарт ГОСТ 12.0.230-2007 «Система стандартов безопасности труда.
- 83 ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

Раздел (1)  
(Разделение водонефтяных эмульсий)

---

Студент:

Группа	Ф.И.О.	Подпись	Дата
2KM5A	Золотухина Ксения Владимировна		

Консультант кафедры ХТТ и ХК:

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

Консультант – лингвист кафедры ИЯПР:

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

## INTRODUCTION

Oil producer material is superfine emulsion of water drops, suspended in the oil. The main characteristics of water-in-oil emulsions depending on oil field, particularly, is a volume of water phase and saturation of the water by dissolved salts. In addition, an oil emulsion contains mechanical impurities, hydrogen sulfide, iron sulfide, fragments of formation, and other admixtures in some concentrations.

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

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

## **Emulsions**

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

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

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

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

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

## **How Crude Oil Emulsions Form**

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

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

Crude oil and water are immiscible. If gently poured into the same container, they will quickly separate. If the oil and water are violently agitated, small drops of water will be dispersed in the continuous oil phase and small drops of oil will be dispersed in the continuous water phase. If left undisturbed, the oil and water will quickly separate into layers of oil and water. If any emulsion is formed, it will be between the oil above and the water below.

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

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

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

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

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

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

### **Emulsifying Agents**

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

There are many theories on the nature of emulsifying agents in crude oil emulsions. Some emulsifiers are thought to be asphalt in oil and are strongly attracted to the water. They are barely soluble in oil and are strongly attracted to the water. They come out of solution and attach themselves to the droplets of water as these droplets are dispersed in the oil. They form thick films that surround the water droplets and prevent the surfaces of the water droplets from contacting, thus preventing coalescence when the droplets collide. Oil-wet solids-such as sand, silt, shale particles, crystallized

paraffin, iron, zinc, aluminum sulfate, calcium carbonate, iron sulfide, and similar materials that collect at the oil/water interface can act as emulsifiers.

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

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

### **Effect of Emulsion on Viscosity of Fluids**

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

### **Prevention of Emulsions**

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

Operating practices that include the production of excess water as a result of poor cementing or reservoir management can increase emulsion-treating problems. In addition, a process design that subjects the oil/water mixture to excess turbulence can



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

### **Methods Used in Treating Crude Oil Emulsions**

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

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

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

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

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

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

All the incidental variables, such as selection of proper chemical, rate of chemical injection, treating temperature and pressure, oil and emulsion viscosity, flow rate, vessel design, vessel size, and fluid levels, are controlled to execute these three steps in the quickest and most economical manner.

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

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

## Chemical Demulsifiers

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

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

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

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

Four actions are required of a chemical demulsifier:

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

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

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

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

### **Heating**

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

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

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

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

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

### **Electro coalescence**

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

- 1) The water droplets become polarized and tend to align themselves with the lines of electric force. In so doing, the positive and negative poles of the droplets are brought adjacent to each other. Electrical attraction brings the droplets together and causes them to coalesce.
- 2) The water droplets are attracted to an electrode because of an induced electric charge. In an AC field, because of inertia, small droplets vibrate at a greater distance than larger droplets, promoting coalescence. In a DC field, the droplets tend to collect on the electrodes, forming larger and larger droplets until eventually they settle by gravity.
- 3) The electric field tends to distort and thus to weaken the film of emulsifier surrounding the water droplets. Water droplets dispersed in oil subjected to a sinusoidal alternating-current field will be elongated along the lines of force as voltage rises during the first half-cycle. As they are relaxed during the low-voltage portion, the surface tension pulls the droplets back toward spherical shape. The same effect is obtained in the next half of the alternating cycle. The weakened film is thus more easily broken when droplets collide.

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

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

amounts of gas breaking out of solution may also create sufficient turbulence and impede the coalescing process.

### **Electrostatic fields**

Desalting is simply the washing of crude oil with fresh water to remove soluble salts. Although several ancillary benefits such as reduction of suspended solids in the oil and phenols in the wash water may be obtained, the primary objective is salt removal. Changes in the oil production and refining industries in recent years have made the desalting process more difficult and yet much more critical to the success of downstream operations. These changes include the use of flash dehydration in some production fields, chemical stimulation of oil reservoirs, the production of lower quality crude oils, and the employment of more complex processes utilizing salt-sensitive catalyst systems in the refineries.

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

The beneficial effects of electrostatic fields upon separation rates of two-phase dispersions were noted at the turn of the century. The early investigators worked with

both AC (alternating current) and DC (direct current) fields for the removal of particulates in gas streams and found definite advantages in the use of DC fields in these applications; however, when they turned their attention to two-phase liquid dispersions, DC fields were quickly abandoned because of corrosion produced by sustained unidirectional electrical currents. In an AC field, the rapid reversal of the current causes the chemical reaction to be reversed before the corrosion products can be removed from the reaction site by diffusion; therefore, no net corrosion is observed. Corrosion considerations have limited the application of pure DC fields to niches where the continuous phase consists of low conductivity, refined products rather than crude oils.

## AC

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

Alternating current fields possess a high level of water tolerance. As drops align in an electrostatic field, it becomes much easier for an arc path to develop by progressing from drop to drop in a “daisy chain” effect. Such arcing immediately

discharges the electrostatic field and can seriously degrade performance. Because of the rapid reversals of field direction in an AC field, such arcs are quenched at each reversal allowing chances for the process to “heal” the arc path as larger drops settle out of the arc zone.

Crude oil intimately mixed with the dilution (wash) water is introduced into the desalter vessel near the oil/water interface. The electrostatic field acts upon the dispersed water coalescing it into drops which are large enough to settle out of the oil stream. The oil with its residual water then enters the electrode zone where the increased field gradient furthers the coalescence process. The rapid reversal of the field direction precludes electrostatically induced drop migration; therefore, for coalescence to occur, the drops must be brought into proximity by diffusion or flow mechanisms. Indeed, most of the improvements in AC desalting over the years have involved schemes to lengthen the retention time of the oil within the electrode zone. This has been done by increasing the number of charged electrodes from one to two or three, use of vertically hung plate electrodes, and modifying the flow path to achieve horizontal flow between the electrodes. All of these configurations provide enhanced performance, but none of them address the fundamental problems related to coalescence of small, widely spaced drops.

## **DC**

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



## **AC/DC**

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

## **Pulsed AC/DC**

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

much of the coalescing ability of the electric field is preserved during this pulsing action and enhanced by its ability to sustain the maximum voltage.

### Electrostatic Coalescing Treater

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

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

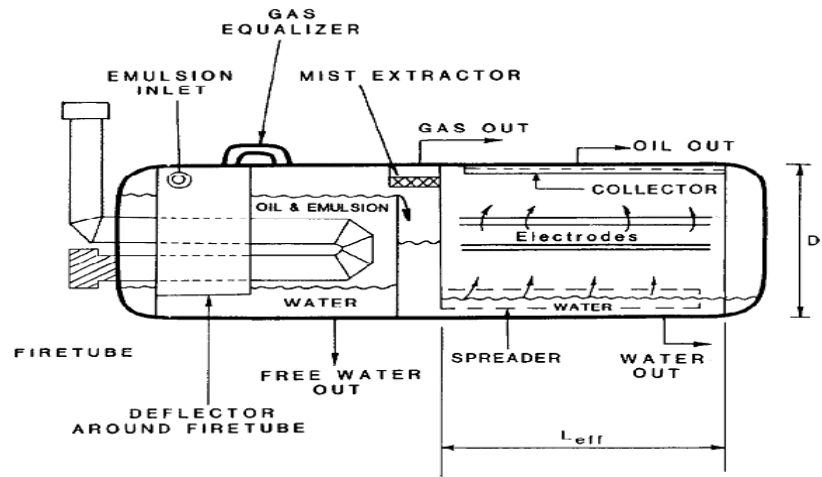


Figure A.1 - Typical horizontal electrostatic emulsion treater with vertical flow

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

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

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

## **CONCLUSION**

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