

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

---

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

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>Моделирование процессов промышленной подготовки нефти</b>
УДК 622.276.8:519.876

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2КМ71	Боговой Андрей Андреевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения химической инженерии	Кузьменко Елена Анатольевна	к.т.н, доцент		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения социально- гуманитарных наук	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент отделения общетехнических дисциплин	Сотникова Анна Александровна			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения химической инженерии	Самборская Марина Анатольевна	к.т.н.		

## Планируемые результаты обучения (ООП 18.04.02)

Код	Результат обучения	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Общие по направлению подготовки (специальности)		
P1	Применять глубокие математические, естественнонаучные, социально-экономические и профессиональные знания в области энерго- и ресурсосберегающих процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3), СУОС ТПУ (УК-1, УК-2), <i>CDIO Syllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: Профессиональный стандарт 40.011- Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам. Профессиональный стандарт 19.012 – «Специалист по оперативно-диспетчерскому управлению нефтегазовой отрасли»
P2	Ставить и решать инновационные задачи производственного анализа и проектирования, связанные с созданием и переработкой материалов с использованием моделирования объектов и процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии с учетом минимизации антропогенного воздействия на окружающую среду.	Требования ФГОС ВО (ОПК-4, ОПК-5), СУОС ТПУ (УК-2, УК-6) <i>CDIO Syllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: Профессиональный стандарт 40.011- Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам. Профессиональный стандарт 19.012 – «Специалист по оперативно-диспетчерскому управлению нефтегазовой отрасли»
P3	Разрабатывать и проектировать новые технологические процессы на основе математического моделирования, проектировать и использовать энерго-и ресурсосберегающее оборудование химической технологии, нефтехимии и биотехнологии	Требования ФГОС ВО (ОПК-2, ОПК-3, ПК-2, ПК-14), СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-5, УК-6) <i>CDIO Syllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: Профессиональный стандарт 40.011- Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам. Профессиональный стандарт 19.002 – «Специалист по химической переработке нефти и газа».
P4	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области разработки и оптимизации технологических процессов и систем с позиций энерго- и ресурсосбережения	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-3, ПК-5), СУОС ТПУ (УК-1, УК-6), <i>CDIO Syllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: Профессиональный стандарт 40.011- Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам. Профессиональный стандарт 19.002 – «Специалист по химической переработке нефти и газа».

P5	Внедрять и эксплуатировать современное высокотехнологичное оборудование, обеспечивать его высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.	Требования ФГОС ВО (ОК-2, ОПК-2, ОПК-3, ПК-5), СУОС ТПУ (УК-5, УК-6), <i>CDIO Syllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: Профессиональный стандарт 19.002 - Специалист по химической переработке нефти и газа Профессиональный стандарт 19.0024 – «Специалист по контролю качества нефти и нефтепродуктов»
P6	Демонстрировать глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности, заниматься педагогической деятельностью в сфере профессионального образования.	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-3), СУОС ТПУ (УК-4, УК-5), <i>CDIO Syllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: Профессиональный стандарт 01.004 – «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования»
<b>Профиль «Инжиниринг нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических производств»</b>		
P7	Формулировать, разрабатывать и реализовывать методы решения научно-исследовательских задач, в области ресурсоэффективности и инжиниринга нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических производств представлять и защищать результаты	Требования ФГОС ВО (ОПК -3, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-5, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15, ПК-16, ПК-17), СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-3), <i>CDIO Syllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: 40.011- «Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам», 19.002 – «Специалист по химической переработке нефти и газа».
P8	Проводить все стадии проектирования с использованием методов математического моделирования, коммерческих симуляторов и пакетов прикладных программ, в области ресурсоэффективности и инжиниринга нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических производств	Требования ФГОС ВО (ПК-18, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22, ПК-23), СУОС ТПУ (УК-1, УК-2), <i>CDIO Syllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: 40.011- «Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам», 19.002 - «Специалист по химической переработке нефти и газа».
P9	Разрабатывать учебно-методическую документацию, ставить новые лабораторные работы, проводить практические занятия по теме, ресурсоэффективности и инжиниринга нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических производств	Требования ФГОС ВО (ПК-25, ПК-26), СУОС ТПУ (УК-4, УК-5), <i>CDIO Syllabus</i> . Критерии АИОР, согласованные с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: 01.004 - «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования»

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 18.04.02 «Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии», профиль «Инжиниринг нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических производств»  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

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

В форме:

<b>Магистерской диссертации</b> (бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)
---

Студенту:

Группа	ФИО
2КМ71	Боговой Андрей Андреевич

Тема работы:

<b>Моделирование процессов промышленной подготовки нефти</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер):	от 13.02.2019 №1132/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	28 мая 2019г.
--	---------------

**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><b>Объект исследования</b> – установки первичной подготовки нефти; аппараты для обезвоживания пластовой продукции  <b>Вид сырья</b> – пластовые нефти месторождений Западной Сибири;  <b>Метод исследования</b> – математическое моделирование</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><b>Аналитический обзор:</b> Особенности технологии первичной подготовки нефти, оборудование установок первичной подготовки нефти, совершенствование технологии промышленной подготовки нефти, моделирование процессов первичной подготовки нефти;  <b>Постановка задачи исследования;</b>  <b>Описание процедуры исследования;</b>  <b>Обсуждение результатов выполненной работы;</b> <b>Заключение по работе</b></p>
<p><b>Перечень графического материала</b>  <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p><b>Схема УПН;</b>  <b>Математическая модель процесса отстаивания</b>  <b>Результаты исследования</b></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><i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i></p>	<p>Криницына Зоя Васильевна, к.т.н., доцент отделения социально-гуманитарных наук</p>
<p><i>Социальная ответственность</i></p>	<p>Сотникова Анна Александровна, ассистент отделения общетехнических дисциплин</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	
<p><b>1.1 Необходимое оборудование для подготовки нефти</b></p>	
<p><b>1.2 Общие сведения о трехфазном сепараторе</b></p>	
<p><b>1.3 Деэмульсиатор для обезвоживания и обессоливания нефти</b></p>	

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>14.01.2019</p>
--	-------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Доцент ОХИ ИШПР</p>	<p>Кузьменко Е.А.</p>	<p>к.т.н.</p>		<p>14.01.2019</p>

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>2КМ71</p>	<p>Боговой А.А.</p>		<p>14.01.2019</p>

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2КМ71	Боговой Андрей Андреевич

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Отделение химической инженерии
<b>Уровень образования</b>	Магистр	<b>Направление/специальность</b>	18.04.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения научного исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Анализ причин и следствия проблем, оценка коммерциализации проекта.
2. Инициация научного проекта	Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.
3. Планирование процесса управления НИИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Составление структуры работ и календарного плана проекта. Определение бюджета НИИ
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Проведение сравнительной оценки экономической эффективности научного исследования.

**Перечень графического материала:**

(с точным указанием обязательных чертежей):

1. Диаграмма Исикавы
2. Иерархическая структура работ проекта
3. Диаграмма Ганта работ по проекту
4. Оценка экономической эффективности НИИ

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент отделения социально-гуманитарных наук	Креницына Зоя Васильевна	К.Т.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2КМ71	Боговой Андрей Андреевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2КМ71	ФИО Боговой Андрей Андреевич
-----------------	---------------------------------

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение химической инженерии
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	18.04.02 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	<p>Объект исследования – процесс обезвоживания при промысловой подготовке нефти.</p> <p>Математическая модель может быть применена как в образовательных учреждениях, так и на нефтеперерабатывающих заводах.</p>
--	---

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

<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 31.12.2014)</p> <p>ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности</p> <p>ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.</p> <p>СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.</p> <p>ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.</p> <p>Федеральный закон "О пожарной безопасности" от 21.12.1994 N 69-ФЗ</p> <p>22.07.2013 г. №123 – ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности</p> <p>СанПиН 2.2.2.542-96 Гигиенические требования к видеодисплейным терминалам, персональным электронно-вычислительным машинам и организации работ</p> <p>СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96. Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона (ЭМИ РЧ). Санитарные правила и нормы</p> <p>СанПиН 2.2.4.3359-16. Шум. Вибрация. Инфразвук. Ультразвук</p> <p>ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны»</p>
<b>. Производственная безопасность</b> 2.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого	<b>1.1 Вредные факторы:</b> пыль, газы (толуол, бензол, монооксид углерода, водород), шум, вибрация, микроклимат.

решения в следующей последовательности: 2.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:	<b>1.2 Опасные факторы:</b> пожар, поражение электрическим током, химические вещества, сосуды под давлением
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы) – присутствуют; - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы) – присутствуют; - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы) – присутствуют.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Наиболее вероятное ЧС, которое может произойти – пожар.

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент отделения общетехнических дисциплин	Сотникова Анна Александровна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2КМ71	Боговой Андрей Андреевич		

## **СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ**

БРХ – блок реагентного хозяйства;

ИСР – иерархическая структура работ;

НВП – насос внутренней перекачки;

НГСВ – нефтегазосепараторы со сбросом воды;

НМП – насосная магистральная перекачки;

ОБН – отстойник блочный нефтяной;

ОВД – отстойник с вертикальным движением;

ОГ – отстойник горизонтальный;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

ПП – печи подогрева;

ПТБ – площадка печей трубчатых блочных;

РВС – резервуар вертикальный стальной;

ТК РФ – трудовой кодекс Российской Федерации;

ТФС – трехфазный сепаратор;

УПН – установка подготовки нефти;

УУН – узел учета нефти;

ЦППН – цех подготовки и перекачки нефти;

ЭДГ – электродегидратор.

## **Реферат**

Выпускная квалификационная работа содержит 103 страницы, 23 рисунка, 43 таблицы, 42 источника.

Ключевые слова: процесс обезвоживания, сепарация, отстаивание, отделение капель по размерам, математическая модель, расчёт остаточной обводненности.

Объектом исследования являются установка первичной подготовки нефти и аппараты для обезвоживания пластовой продукции.

Цель работы – разработка математической модели, расчёт остаточной обводненности нефти с учётом дисперсного состава водонефтяной эмульсии с помощью логнормального распределения, а также исследование влияния технологических параметров на остаточную обводненность.

В ходе выполнения данного исследования были рассмотрены теоретические аспекты процесса обезвоживания нефти: механизм протекания процесса, технологические основы, влияние технологических параметров. Рассмотрены конструктивные особенности аппаратов, предназначенных для обезвоживания нефти. В работе представлен пример типовой технологической схемы УПН. Рассмотрены модели обезвоживания нефти, методики расчета остаточного содержания воды.

В результате проведенных исследований по моделированию процесса отстаивания нефти при промысловой подготовке в аппаратах ТФС и ОВД-200 были получены данные по остаточной обводненности нефти на выходе из аппарата при варьировании технологических параметров.

Область применения – химическая промышленность, выпускающая продукцию надлежащего качества.

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ .....	13
1 Обзор литературы.....	14
1.1 Необходимое оборудование для подготовки нефти .....	14
1.2 Общие сведения о трёхфазном сепараторе .....	15
1.3 Деэмульсатор для обезвоживания и обессоливания нефти .....	17
1.4 Отстойники нефти .....	19
1.5 Нефтегазосепараторы.....	24
1.6 Моделирование процесса отстаивания .....	27
1.7 Модель процесса обезвоживания нефти с учетом логнормального распределения капель в слое водонефтяной эмульсии .....	30
2 Объект и методы исследования .....	34
2.1 Описание технологического процесса и технологической схемы УПН	34
2.2 Методы исследования .....	35
2.3 Расчет остаточного содержания воды для аппаратов с горизонтальным током эмульсии .....	36
3 Расчёты и аналитика .....	40
3.1 Обзор типового оборудования для процесса обезвоживания водонефтяных эмульсий .....	40
3.2 Исходные данные для выполнения расчётов процесса обезвоживания.	42
3.2.1 Исходные данные для трехфазного сепаратора.....	42
3.2.2 Исходные данные для отстойника ОВД-200 .....	43
3.3 Моделирование процесса отделения воды от нефти в трехфазном сепараторе.....	44
3.5 Результаты исследований и расчёты для отстойника ОВД-200 .....	50
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ...	54
4.1 Предпроектный анализ .....	54
4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	54
4.1.2 Диаграмма Исикавы .....	55
4.1.3 Оценка готовности проекта к коммерциализации.....	58
4.1.4 Методы коммерциализации результатов научного исследования ...	60
4.2 Инициация проекта .....	60
4.3 Планирование управления научно-техническим проектом .....	62

4.3.1 Иерархическая структура работ проекта .....	62
4.3.2 Контрольные события проекта .....	63
4.3.3 План проекта.....	64
4.3.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ) .....	66
4.3.5 Дополнительная заработная плата научно-производственного персонала .....	68
4.3.6 Отчисления на социальные нужды .....	69
4.3.7 Накладные расходы.....	69
4.3.8 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта .....	70
4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования ..	70
4.4.1 Оценка сравнительной эффективности исследования .....	70
5 Социальная ответственность .....	73
ВВЕДЕНИЕ .....	73
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	74
5.2 Производственная безопасность .....	74
5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов .....	75
5.2.2 Мероприятия по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя.....	80
5.3 Экологическая безопасность .....	85
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	88
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	92
Список публикаций студента .....	94
Список используемых источников.....	95
Приложение А .....	99

## **ВВЕДЕНИЕ**

Продукция, поступающая из скважин на нефтяных промыслах, газоконденсатных и газовых промыслах имеет вид многофазной многокомпонентной смеси. Главные компоненты такие как нефть, газ и газовый конденсат содержат различные примеси, которые в дальнейшем влияют на их переработку и транспортировку. Например, механические примеси способствуют истиранию металла, в дальнейшем вызывая его износ и снижая коэффициент полезного действия.

Главной проблемой является процесс обезвоживания и обессоливания нефти, так как за период разработки месторождения изменяется доля воды в нефти, физико-химические свойства пластового флюида. Наличие воды и солей в сырой нефти приводит к коррозии оборудования при транспортировке, а также является балластом.

Помимо нефти при промысловой подготовке получают так же попутный нефтяной газ, который является ценным сырьём для химического производства.

Для правильной реализации процесса обезвоживания нефти, необходимо разработать технологическую схему, которая будет состоять из обязательных ступеней сепарирования, обезвоживания и обессоливания водонефтяных эмульсий, все эти действия направлены на получение требуемого качества нефти.

В данной дипломной работе проанализировано как технологические параметры при промысловой подготовке нефти влияют на показатели качества товарной нефти. Исследования проведены с использованием математической модели обезвоживания, основанной на логнормальном распределении капель воды в водонефтяной эмульсии.

## **1 Обзор литературы**

### **1.1 Необходимое оборудование для подготовки нефти**

Добываемая из скважин нефть содержит в себе различное количество примесей, воды и попутного газа. Основная задача заключается в очистке нефти от всех нежелательных примесей и отделения попутного нефтяного газа как вторичного сырья для дальнейшей переработки.

Обводненную и загрязненную нефть категорически нельзя транспортировать без подготовки на производственной площадке, так как из-за присутствия механических примесей, которыми является песок, известняк, глина повышается износ труб в следствии чего может повлечь за собой низкую производительность, а также снизить теплопередачу [1].

Оборудование, используемое при подготовке нефти на промыслах, как правило состоит из сепараторов для очистки нефти от газа и свободной воды, отстойников для отделения эмульгированной воды, концевых сепараторов для полной дегазации и отделения нефти так же попутного успокаивания потока, и стальных резервуаров, в которых хранится нефть для дальнейшей транспортировки.

Обобщив сказанное, можно отметить, что производства для промысловой подготовки нефти должны включать в себя правильное построение блоков оборудования, обеспечивающие максимально сниженные затраты на получение продукции.

Комплекс конструкций на установках подготовки нефти для каждого производства разных, как и требования для установки. В связи с этим существует огромный выбор аппаратов различающихся, как по техническим, так и по конструктивным особенностям. Подбор аппаратов производится исходя из технических потребностей, состава нефти, погодных условий на котором находится УПН [2].

## 1.2 Общие сведения о трёхфазном сепараторе

Трёхфазный сепаратор ТФС с номинальной производительностью до 5 000 м<sup>3</sup>/сут и объемом до 100 м<sup>3</sup> – это устройство, предназначенное для частичного (не более 5-20%) обезвоживания нефтепродуктов и их полной дегазации (рис. 1.1). Данные операции производятся перед тем, как нефть либо газ переправляются к установкам товарной подготовки. Трёхфазный сепаратор ТФС выполняет несколько функций:

- разделяет (сепарирует) поток жидкости;
- производит глубинную очистку нефтяного газа от содержащихся в нем частиц нефти, конденсата, аэрозолей и мелкодисперсной влаги, а также механических примесей;
- разделяет жидкости на нефтяную и водную фракции;
- осуществляет сброс воды.

Внешне трёхфазный сепаратор представляет собой цилиндр, держась на седловых опорах. Он комплектуется штуцерами, через которые продукт поступает в резервуар. Через выходные штуцеры выводятся нефть, газ и вода. Также к корпусу присоединяются специальные устройства КИПиА [3].

Сырая нефть поступает в аппарат через штуцер, затем проходит по насадке, где скорость движения потока увеличивается. В это же время от нефти отделяются капли воды и происходит их коалесценция. Далее нефть движется в нефтесборник, а после через специальный штуцер выводится из сепаратора [2].

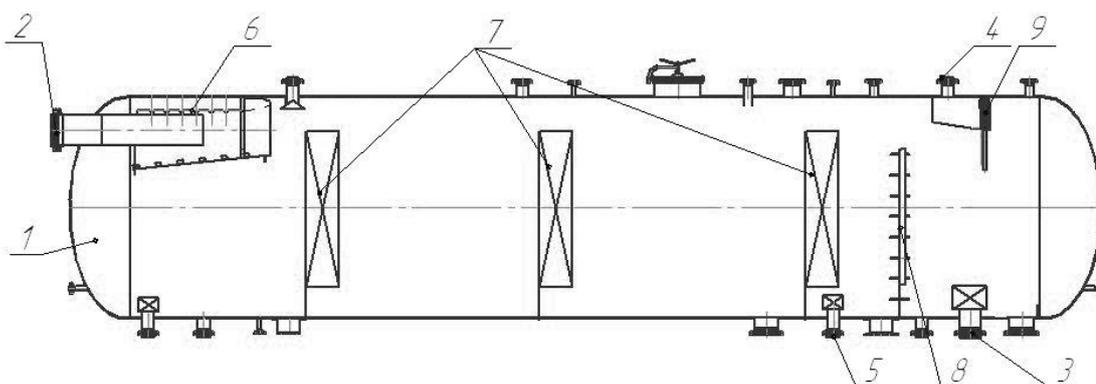


Рисунок 1.1 – Схема ТФС

ТФС также оснащается ответными фланцами и манометрами (табл. 1.1). Предусмотрен в агрегате и автоматический слив вещества, который контролируется благодаря датчикам нижнего и верхнего уровней. В корпусе находятся дырчатые распределители эмульсии, так как нефть в аппарат чаще всего поступает именно в таком виде. По желанию заказчика сепаратор может быть укомплектован предохранительным клапаном, обогревательным устройством, датчиком температур и так далее.

Таблица 1.1 – Технические характеристики трехфазных сепараторов ТФС

Объем, м <sup>3</sup>	Расчетное давление, МПа	Внутренний диаметр, мм	Производительность по нефтеводяной смеси, м <sup>3</sup> /час	Производительность по газу, м <sup>3</sup> /час	Макс.температура рабочей среды, °С	Число циклов нагружения за весь срок службы
6,3–200	0,6–6,3	1200–3400	26–280	6000–110000	100	10 000

Таблица 1.2 – Пример габаритных размеров трёхфазного сепаратора, наиболее часто используемых на производствах, таковыми являются аппараты объемом 100 м<sup>3</sup> и 200 м<sup>3</sup>

Объем аппарата, м <sup>3</sup>	Расчетное давление, МПа	Масса, кг	Высота h, мм	Длина l1, мм	Ширина l2, мм	Расстояние между опорами l3, мм
100	0,6	15300	3820	13950	3300	8000
	1	24400				
	1,6	28500				
	2,5	35600				
200	0,6	21300	4220	21650	3700	13000
	1	34400				
	1,6	41500				

### **1.3 Деэмульсатор для обезвоживания и обессоливания нефти**

Изобретение относится к области обезвоживания и обессоливания нефти и может быть применено при процессах подготовки нефти на нефтяных промыслах [4].

Известен аппарат для обработки нефтяных эмульсий, включающий колонну с подводными патрубками.

С целью повышения качества товарной нефти и сточной воды, а также уменьшения металлоемкости в нижней части предлагаемого деэмульсатора-колонны коаксильно установлен стакан с устройством для ввода газового потока, а патрубок ввода промывочной воды расположен ниже границы раздела фаз нефть-вода [4].

На рисунке 1.2 показан описываемый деэмульсатор, его продольный разрез.

Он состоит из вертикального корпуса 1, в днище которого установлен стакан 2, имеющий распределенные вводы 3 и 4 для ввода соответственно эмульсии газа 43, распределительной решетки 5, распределенного ввода 6 для промывочной воды, распределительных выводов 7 и 8 для готовой нефти и сточной воды. В верхней части деэмульсатора установлены пеногаситель 9 и патрубок 10 для выхода газа. Деэмульсатор снабжен обратным клапаном 11, регулятором 12 уровня фаз нефть-вода, газопроводом 13.

Предлагаемый деэмульсатор работает следующим образом: водонефтяную эмульсию и попутный нефтяной газ одновременно подают в стакан 2, являющийся пенообразователем через распределенные вводы 3 и 4. Образовавшаяся пена, т.е. газовые пузырьки (а), покрытые нефтяной пленкой флотируют (всплывают) через слой воды. Для равномерного распределения газовых пузырьков по сечению деэмульсатора над стаканом установлена распределительная решетка 5.

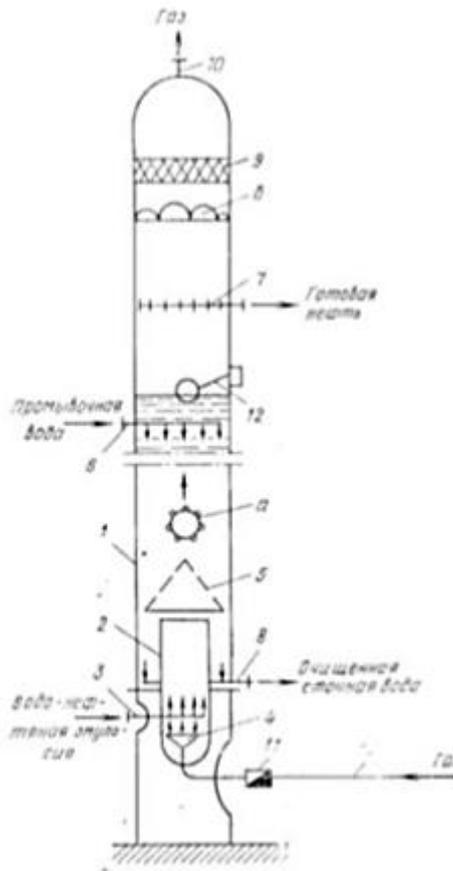


Рисунок 1.2 – Демульсатор для обезвоживания и обессоливания нефти

- 1 – корпус; 2 – стакан; 3,4 – распределенные вводы для ввода эмульсии газа;  
 5 – распределительные решетки; 6 – распределенный ввод для промывочной воды;  
 7,8 – распределенные вводы для готовой нефти; 9 – пеногаситель; 10 – патрубок;  
 11 – обратный клапан; 12 – регулятор уровня фаз нефть-вода; 13 – газопровод;  
 а- газовые пузырьки; б – пенные пузырьки.

При всплывании этих пузырьков происходит расширение газа изнутри и оттеснение капель пластовой воды на поверхность контакта с дренажной водой.

В процессе флотации осуществляется очистка воды от нефти и механических примесей [5].

Распределенный ввод 6 для подачи промывочной воды ниже слоя подготовленной нефти непосредственно в водную фазу обеспечивает в демульсаторе определенную высоту постоянно обновляющегося слоя

пресной воды и слоя воды с переменной соленостью, причем концентрация солей в аппарате снижается в направлении снизу-вверх. Это обеспечивает эффективную отмывку солей, содержащихся в нефти.

Выход обезвоженной и обессоленной нефти из деэмульсатора осуществляется через распределенный вывод 7. Разрушение оставшихся пенных пузырьков (б) происходит в верхней части деэмульсатора и пеногасителя 7. Газ из деэмульсатора выходит через патрубок 10. Очищенная сточная вода из нижней части деэмульсатора выходит через распределенный вывод 8.

Для регулирования уровня фаз нефть-вода предусмотрен регулятор 12 уровня. С целью исключения попадания жидкой фазы в линию подачи газа установлен обратный клапан 11.

Для эффективного осуществления технологического процесса в деэмульсаторе поддерживается давление, близкое к атмосферному, хотя принципе может поддерживаться любое необходимое давление.

#### **1.4 Отстойники нефти**

Для отстоя нефтяных эмульсий после нагрева их в блочных или стационарных печах применяются отстойники нефти. Предназначен для отделения нефтяных эмульсий с целью разделения последних на составляющие их нефть и пластовую воду. Допускается применение установки для подготовки легких и средних нефтей, не содержащих сероводород и другие коррозионно-активные компоненты [6].

Наибольшее распространение получили отстойники с нижним распределенным вводом эмульсии типов ОГ, ОН и ОВД, а также отстойники с радиальным и горизонтальным вводом сырья ОБН.

Тип аппарата отражается в его маркировке, например:

- ОГ-200С – отстойник горизонтальный; число - объем емкости (в м<sup>3</sup>);  
С – с сепарационным отсеком.

- ОВД-200 – отстойник с вертикальным движением; 200 – объем емкости (в м<sup>3</sup>);

- ОБН-3000/6 – отстойник блочный нефтяной; число в числителе – номинальная пропускная способность (в м<sup>3</sup>/сут); число в знаменателе – рабочее давление.

- ОН-1,6-2400-2-Т-И– отстойник нефтяной; 1,6 – условное расчетное давление (МПа); 2 400 – внутренний диаметр (мм); 2 – материальное исполнение (ниже -40°С); Т – наличие термообработки; И – наличие креплений для теплоизоляции.

Рассмотрим устройство и принцип работы отстойников на примере трёх наиболее распространённых их типов.

#### Отстойник нефти ОГ-200С

Отстойник ОГ-200С представляет собой горизонтальную стальную цилиндрическую емкость диаметром 3 400 мм с эллиптическими днищами (рис. 1.3).

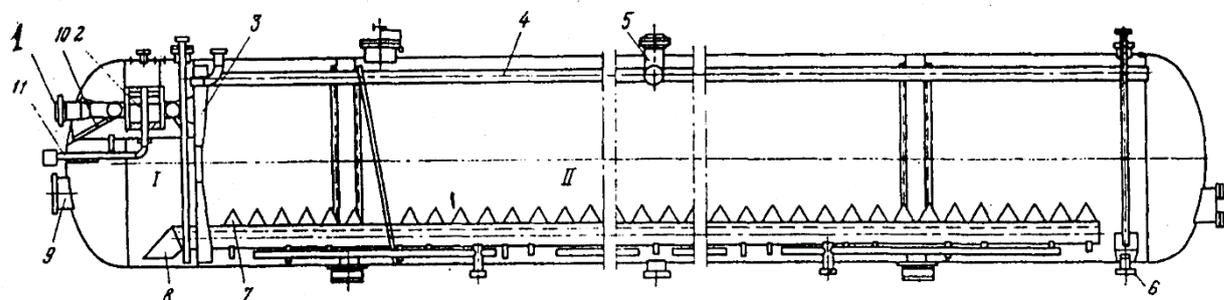


Рисунок 1.3– Схема отстойника ОГ-200С

Перегородкой 3 емкость разделена на два отсека, из которых левый I – сепарационный, а правый II – отстойный. Отсеки сообщаются друг с другом при помощи двух распределителей, представляющих собой стальные трубы 8 с наружным диаметром 426 мм, снабженные отверстиями, расположенными в верхней части. Над отверстиями распределителей располагаются распределители эмульсии коробчатой формы 7, имеющие на своих боковых гранях отверстия.

В верхней части сепарационного отсека находится сепаратор газа 2, соединенный при помощи фланцевого угольника со штуцером выхода газа 11, расположенным в левом днище. В верхней части отстойного отсека расположены четыре сборника нефти 4, соединенные с коллектором и штуцером выхода отстоявшейся нефти. В нижней части этого отсека имеется штуцер 6 для удаления отделившейся воды [7].

Подогретая нефтяная эмульсия через штуцер 1 поступает в распределитель, расположенный в верхней части сепарационного отсека. При этом из обводненной нефти выделяется часть газа, находящегося в ней как в свободном, так и в растворенном состоянии. Отделившийся газ через штуцер 11 сбрасывается в сборную сеть. Уровень жидкости в сепарационном отсеке регулируется при помощи регулятора межфазного уровня, поплавковый механизм которого врежется в люк 9. Дегазированная нефть из сепарационного отсека попадает в два коллектора 8, находящихся в отстойном отсеке. Над коллекторами находятся распределители эмульсии 7. Из коллекторов нефть поступает под коробчатые распределители и через отверстия, просверленные в их боковых поверхностях, вытекает тонкими струйками под уровень пластовой воды в отсеке. Благодаря наличию коробчатых распределителей нефть приобретает вертикальное движение по значительной площади аппарата. Обезвоженная нефть всплывает вверх и попадает в сборник 4, расположенный в верхней части отстойного отсека, и через штуцер 5 выводится из аппарата. Отделившаяся от нефти пластовая вода поступает в правую часть отстойника и через штуцер 6 с помощью поплавкового регулятора межфазного уровня сбрасывается в систему подготовки промышленных сточных вод [8].

Отстойник ОГ-200С поставляется комплектно с контрольно-измерительными приборами, позволяющими осуществлять автоматическое регулирование уровней, раздела «нефть-газ» и «нефть-пластовая вода» в отсеках, а также местный контроль за давлением среды в аппарате, уровней

раздела «нефть-газ» и «нефть-пластовая вода». Техническая характеристика отстойника ОГ-200С приведена ниже(табл.1.3).

Таблица 1.3 – Техническая характеристика отстойника ОГ-200С

Наименование параметра	Значение
Пропускная способность по товарной нефти, т/сут	4000-8000
Рабочая среда	нефть, газ, пластовая вода
Рабочее давление, МПа	0,6
Температура среды, °С	до 100
Объем аппарата, м <sup>3</sup>	200
Габариты, мм:	
Длина	25420
Ширина	6660
высота	5780
Масса, кг	48105

### Отстойник нефти ОВД-200

Отстойник ОВД-200 представляет собой горизонтальную стальную цилиндрическую емкость диаметром 3 400 мм (рис. 1.4).

Отстойник оснащен распределителем эмульсии 2, сборниками нефти 1 и воды 4, выполненными из перфорированных труб. Распределитель эмульсии состоит из двух гребенок (двухсторонних) с четырьмя трубами в ряду. По нижним образующим труб распределителя расположены отверстия, под которыми установлены У-образные отбойные устройства 3. Такое расположение отверстий предотвращает накопление грязи и механических примесей в трубах и способствует равномерному отводу выделяющейся воды. Отбойные устройства предназначены для гашения кинетической энергии вытекающих струй эмульсии, равномерного распределения их по сечению аппарата и предотвращения перемешивания нижележащих слоев воды.

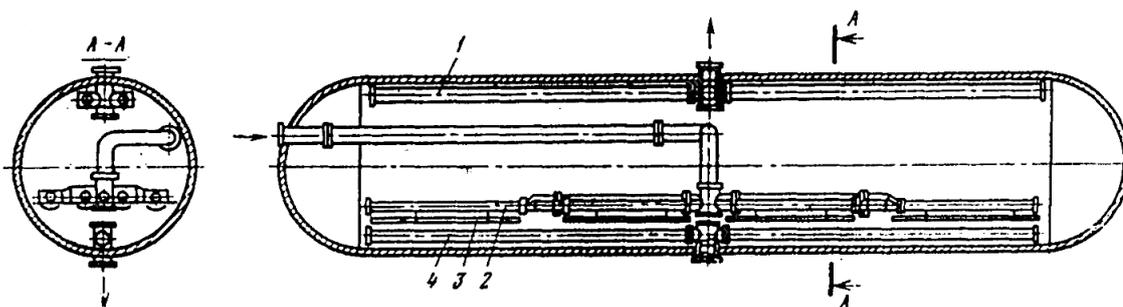


Рисунок 1.4 – Общий вид отстойника ОВД-200

Принцип работы отстойника основан на гравитационном отстое и на эффекте промывки эмульсии, как в слое дренажной воды, так и в промежуточном слое высококонцентрированной эмульсии, выполняющем роль своеобразного коалесцирующего фильтра. Техническая характеристика отстойника ОВД-200 приведена ниже (табл. 1.4).

Таблица 1.4 – Техническая характеристика отстойника ОВД-200

Наименование параметра	Значение
Пропускная способность по сырью, м <sup>3</sup> /сут	4000-8000
Рабочая среда	нефть (нефтепродукт), вода
Рабочее давление, МПа	0,6
Температура среды, °С	до 100
Обводненность нефти, %	
на входе	до 30
на выходе	0,2-0,5
Вязкость эмульсии не более, мм <sup>2</sup> /с	10
Объем аппарата, м <sup>3</sup>	200
Масса, кг	34950

#### Отстойник нефти ОБН-3000/6

Отстойник ОБН-3000/6 также представляет собой горизонтальную стальную цилиндрическую емкость диаметром 3 400 мм (рис. 1.5). Он оснащен распределителем эмульсии 3, сборниками нефти 1 и воды 5, а также соответствующими штуцерами для ввода эмульсии 4, вывода нефти 2 и воды 6. Особенность отстойника – применение распределителя эмульсии и сборника нефти в виде перфорированных барабанов, расположенных соответственно вдоль и поперек оси цилиндрической емкости. Принцип работы отстойника основан на гравитационном отстое при относительно горизонтальном движении и разделении эмульсии на нефть и воду. Техническая характеристика отстойника ОБН-3000/6 приведена ниже (табл. 1.5).

Таблица 1.5 – Техническая характеристика отстойника ОБН-3000/6

Наименование параметра	Значение
Объем аппарата, м <sup>3</sup>	200
Масса, кг	34000
Рабочая среда	нефть, пластовая вода
Пропускная способность, м <sup>3</sup> /сут	3000-6000
Обводненность сырья не более, %	30
Обводненность выходящей нефти не более, %	0,5

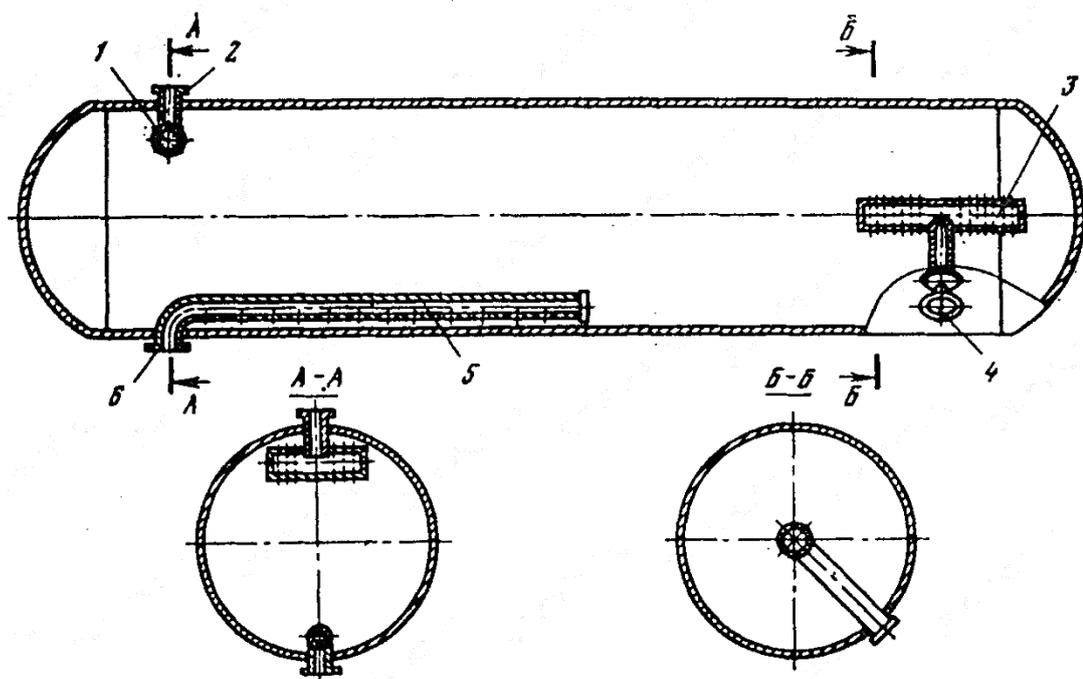


Рисунок 1.5–Общий вид отстойника ОБН-3000/6

### 1.5 Нефтегазосепараторы

Нефтегазосепараторы со сбросом воды (НГСВ) – это приборы, предназначенные для дегазации непенистой нефти и разделения продукции на нефть, воду и газ (рис. 1.6). Также НГСВ может производить отбор воды из водонефтяных продуктов и осуществлять ее последующий сброс. Этот аппарат бывает необходим и для очистки от жидкости попутного газа. Чаще всего данный вид сепараторов используется на предприятиях нефтегазовой промышленности (табл. 1.6).

НГСВ предназначается для работы преимущественно в зонах умеренного климата в тех районах, где температура не опускается ниже отметки  $-30^{\circ}\text{C}$ . При этом существует несколько видов нефтегазосепараторов, которые могут функционировать в довольно холодных условиях, где среднесуточная температура достигает  $-60^{\circ}\text{C}$ . Также данные аппараты функционируют в зонах повышенной сейсмической активности (до семи баллов по шкале Рихтера) [9].

Нефтегазосепараторы со сбросом воды (НГСВ) представляют собой горизонтальный резервуар, оборудованный входными и выходными штуцерами. Также цилиндр оснащается такими деталями, как:

- технологические штуцеры для контроля выбранного режима работы;
- устройствами для защиты от повышенного давления;
- люками, через которые производятся осмотр и профилактические работы.

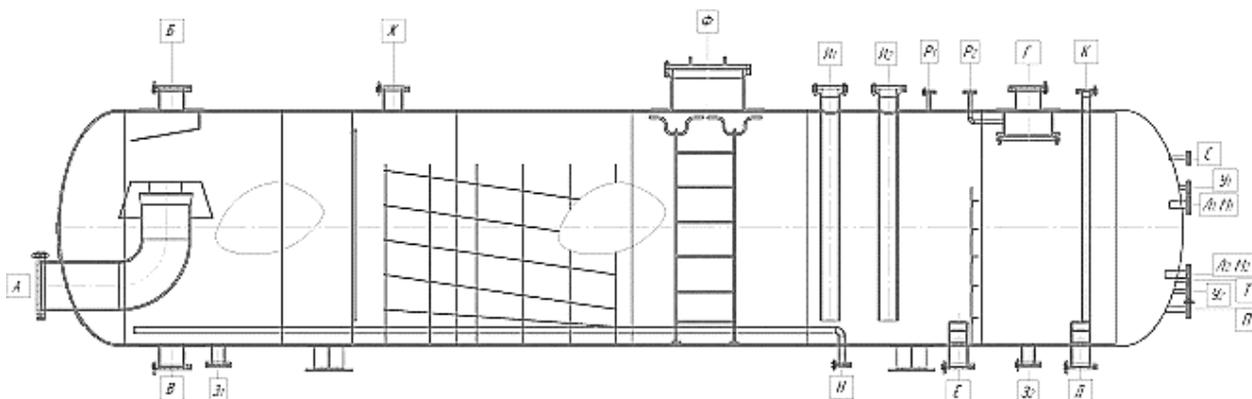


Рисунок 1.6 – Схема НГСВ-3 400

При помощи специальной насадки, расположенной внутри резервуара, контролируется объем пены. Имеются также внутренние перегородки – переливные и из просечно-вытяжных листов, каплеотбойники.

Возможно изготовление НГСВ различных видов: с депульсаторами и без них. Первый тип приборов работает в автоматическом режиме и целиком снимает пульсацию газа и водонефтяных продуктов в трубопроводе. Второй тип не имеет депульсаторов, но оснащается специальной насадкой для гашения возникающей пены.

Таблица 1.6 – Виды и характеристика НГСВ

Обозначение	Давление, МПа	Тип	Масса, кг	Производительность		Объем, м <sup>3</sup>
				по нефтеводяной смеси, м <sup>3</sup> /ч	по газу, м <sup>3</sup> /ч	
НГСВ 2000	0,6	I	6600	от 26 до 70	6190	25
		I П	7475			
		II	6485			
		II П	7360			
	1,0	I	7655			
		I П	8550			
		II	7540			
		II П	8435			
	1,6	I	8715			
		I П	9590			
		II	8600			
		II П	9475			
	2,5	I	12010			
		I П	12885			
		II	11870			
		I П	12745			
4,0	I	15090				
	I П	15200				
	II	14980				
	II П	15090				
НГСВ 2400	0,6	I	9060	от 52 до 140	12380	50
		I П	10280			
		II	8870			
		II П	10690			
	1,0	I	10640			
		I П	11860			
		II	10450			
		II П	11670			
	1,6	I	13840			
		I П	15060			
		II	13650			
		II П	14870			
	2,5	I	19080			
		I П	20300			
		II	18695			
		II П	19915			
4,0	I	28055				
	I П	29275				
	II	27695				
	II П	28915				

Продолжение таблицы 1.6

Обозначение	Давление, МПа	Тип	Масса, кг	Производительность		Объем, м <sup>3</sup>	
				по нефтеводяной смеси, м <sup>3</sup> /ч	по газу, м <sup>3</sup> /ч		
НГСВ 3000	0,6	I	17100	от 105 до 280	24700	100	
		I П	20130				
		II	16900				
		II П	19930				
	1,0	I	19260				34100
		I П	22290				
		II	19060				
		II П	22090				
	1,6	I	26100		49800		
		I П	29130				
		II	25900				
		II П	28930				
	2,5	I	34480		73900		
		I П	37510				
		II	34160				
		II П	37190				
4,0	I	51645	109200				
	I П	54675					
	II	53125					
	II П	54335					
НГСВ 3400	0,6	I	31550	от 210 до 560	37050	200	
		I П	35400				
		II	31170				
		II П	35020				
	1,0	I	35750		51300		
		I П	39600				
		II	35370				
		II П	39220				
	1,6	I	48350		75000		
		I П	52200				
		II	47970				
		II П	51820				

*Примечание:* массовая концентрация жидкости в очищенном газе – не более 0,1 г/м<sup>3</sup>; массовая концентрация нефти в воде на выходе – не более 1 000 г/м<sup>3</sup>; массовая концентрация воды в нефти на выходе – не более 86 000 г/м<sup>3</sup>.

### 1.6 Моделирование процесса отстаивания

Математическое описание процесса отстаивания основывается на законах осаждения капель воды под действием силы тяжести, с учетом

скорости стесненного осаждения, а также эмпирических и полуэмпирических уравнениях, описывающих физико-химические свойства материальных потоков как функции технологических параметров процесса обезвоживания нефти [16].

На оседающую (всплывающую) частицу действуют:

- разность силы тяжести и подъемной силы Архимеда:

$$\Delta F = \frac{\pi \cdot g}{6} \cdot d^3 \cdot \Delta \rho \quad (1.1)$$

где  $\Delta \rho$  – разность плотностей частицы и окружающей среды;

$d$  – диаметр частицы;

$g$  – ускорение свободного падения.

- сила сопротивления сплошной среды:

$$F_c = \xi_0 \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot \frac{\omega_0}{2} \cdot \rho_c \quad (1.2)$$

где  $\xi_0$  – коэффициент гидравлического сопротивления сплошной среды движению в ней одиночной частицы;

$\omega_0$  – скорость движения одиночной частицы относительно сплошной среды;

$\rho_c$  – плотность сплошной среды.

- сила конвекционных токов в сплошной среде.

Допустим, что температура во всех точках отстойника одинакова, тогда конвекционные токи отсутствуют. При постоянной скорости движения частицы в среде:

$$\Delta F = F_c \quad (1.3)$$

$$\xi_0 \cdot Re_0^2 = \frac{4}{3} \cdot Ar \quad (1.4)$$

где  $Re_0$  – критерий Рейнольдса;

$$Re_0 = \frac{\omega_0 \cdot d \cdot \rho_c}{\mu_c} \quad (1.5)$$

$\mu_c$  – динамическая вязкость сплошной среды;

$Ar$  – критерий Архимеда;

$$Ar = \frac{d^3 \cdot g}{v_c^2} \cdot \frac{(\rho_d - \rho_c)}{\rho_c} \quad (1.6)$$

$\rho_d$  – плотность дисперсной фазы;

$\nu_c$  – кинематическая вязкость сплошной среды.

Сила, движущая шарообразную частицу диаметром  $d$ , выражается разностью между ее весом и выталкивающей архимедовой силой [7]:

$$\frac{\pi d^3 g}{6} (\rho_q - \rho) \quad (1.7)$$

где  $\rho_q$  – плотность частицы воды;

$\rho$  – плотность среды (нефтепродукта).

Скорость осаждения можно найти из условия равенства силы, движущей частицу, и силы сопротивления среды:

$$\frac{\pi d^3 g}{6} (\rho_q - \rho) = 3\pi d \mu \omega_{oc} \quad (1.8)$$

Откуда скорость осаждения будет выражаться через закон Стокса:

$$\omega_{oc} = \frac{d^2 (\rho_v - \rho_n) g}{18\mu} \quad (1.9)$$

где  $\omega_{oc}$  – скорость осаждения капель;

$d$  – диаметр капель;

$\rho_v, \rho_n$  – плотность воды и нефти;

$\mu$  – вязкость нефти.

В условиях стесненного осаждения (всплытия) частиц, т.е. при наличии взаимодействия между частицами, имеем равенство:

$$\xi_d = Re_d^2 = \frac{4}{3} Ar \quad (1.10)$$

где  $\xi_d$  – коэффициент гидравлического сопротивления для дисперсной фазы в эмульсии;

$Re_d$  – критерий Рейнольдса в условиях стесненного потока.

Экспериментальными исследованиями показано, что скорости оседания частиц в условиях свободного осаждения и стесненного потока связаны соотношением:

$$\omega_{од} / \omega_0 = (1 - \varphi)^{4,7} \quad (1.11)$$

где  $\omega_{од}$  – скорость осаждения частицы относительно сплошной среды в условиях стесненного потока;

$\omega_0$  – скорость свободного осаждения частицы;

$\phi$  – объемная доля дисперсной фазы в системе.

Допустим, распределение капель воды в нефти после заполнения отстойника равномерно. Следовательно, обводненность эмульсии в любом сечении ее одинакова и равна  $B$ . Относительная скорость стесненного осаждения частиц воды диаметром  $d_i$  равна:

$$\left(\frac{\omega_{од}}{\omega_0}\right)_i = \left[ \frac{1-B}{1-B \cdot \sqrt{1-\left(\frac{d_i}{d_{max}}\right)^2}} \right]^{4.7} \quad (1.12)$$

где  $d_{max}$  – максимальный размер частицы.

Таким образом, по уравнению (1.12) можно рассчитать спектр скоростей стесненного осаждения капель воды с учетом изменения обводненности эмульсии по высоте отстойника [17].

Одновременно с процессом обезвоживания происходят процессы обессоливания. Для обеспечения требуемого качества подготовки нефти по содержанию солей необходимо при высокой минерализации пластовых вод добавление пресной промывной воды.

### **1.7 Модель процесса обезвоживания нефти с учетом логнормального распределения капель в слое водонефтяной эмульсии**

При моделировании процесса обезвоживания нефти большое влияние на точность расчётов оказывает учёт распределения капель водонефтяной эмульсии по размерам.

Поэтому при разработке математической модели за основу была принята методика по вычислению остаточной обводненности изложенная в работах Лутошкина Г.С. Дунюшкина И.И. [18].

В этих работах показано, что распределение капель по размерам может подчиняться различным видам распределений таким как нормальное и логнормальное. Уравнения расчета с использованием данных распределений имеют следующий вид:

- нормальное:

$$C_i = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(D_i - D_{cp})^2}{2\sigma^2}} \quad (1.13)$$

где  $D_{cp}$  – средний диаметр капли;

$\sigma$  – параметр распределения;

$C_i$  – концентрация  $i$ -го компонента:

$D_i$  – концентрация капель  $i$ -го компонента.

- логнормальное:

$$C_i = \frac{1}{\sigma D_i \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{\ln^2(D_i - D_{cp})}{2\sigma^2}} \quad (1.14)$$

Используя данные распределения, рассчитывается концентрации капель с различными диаметрами  $d_i$ . Для расчёта среднего диаметра капель, необходимо рассчитать максимальный диаметр капель устойчивых при данных гидродинамических условиях [17]:

$$D_{max} = 6,45 \cdot d_{mp} \cdot Re^{0,6} / We^{1,4} \quad (1.15)$$

где  $d_{mp}$  – диаметр трубопровода, м;

$Re$  – критерий Рейнольдса;

$We$  – критерий Вебера.

Для расчёта максимального диаметра капель необходимо рассчитать критерии Рейнольдса и Вебера, которые изменяются в зависимости от варьируемых параметров.

Критерий Рейнольдса:

$$Re = \frac{u d_{mp} \rho_c}{\mu_c} \quad (1.16)$$

Критерий Вебера:

$$We = \frac{u^2 d_{mp} \rho_c}{\sigma} \quad (1.17)$$

где  $\sigma$  – поверхностное натяжение, Н/м;

$u$  – линейная скорость потока, м/сек;

$\rho_c$  – плотность сплошной фазы, кг/м<sup>3</sup>;

$d_{mp}$  – диаметр трубопровода, м;

$\mu_c$  – вязкость сплошной фазы, Па·с.

Следующим этапом является расчёт скорости стесненной капле диаметром  $d_i$ , определения времени осаждения капле различного размера и количество не осевших капле.

Расчёт скорости стесненного осаждения проводился по формуле:

$$w_i = \frac{(\rho_k - \rho_c)gD_i^2}{18\mu_c} (1 - W)^{4,75} \quad (1.18)$$

где  $\rho_k$  – плотность дисперсной фазы, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_c$  – плотность сплошной фазы, кг/м<sup>3</sup>;

$\mu_c$  – вязкость сплошной среды, Па·с;

$D_i$  – диаметр капли, м;

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

$W$  – объёмная доля дисперсной фазы.

Тогда время осаждения капле различного диаметра можно рассчитать следующим образом:

$$\tau_{di} = \frac{S}{w_i} \quad (1.19)$$

Время нахождения водонефтяной эмульсии в отстойнике рассчитывается по соотношению:

$$t_o = \frac{L \cdot S_h}{Q} \quad (1.20)$$

где  $L$  – длина гравитационной отстойной части аппарата, м;

$S_h$  – площадь поперечного сечения в отстойнике, занятая нефтью, м<sup>2</sup>;

$Q$  – нагрузка на отстойник по жидкости, м<sup>3</sup>/с.

Следовательно, сравнивая время осаждения капле различного диаметра и время пребывания в аппарате можно определить количество и концентрацию не осевших капле ( $C_{н.к.}$ ).

Таким образом, остаточная обводненность рассчитывается по формуле:

$$W_{ост} = C_{н.к.} W \quad (1.21)$$

где  $W$  – начальная обводненность нефти, % масс;

$C_{н.к.}$  – концентрация не осевших капле.

Данная математическая модель процесса отстаивания позволяет рассчитывать максимальный диаметр капель воды устойчивых к дроблению в данных гидродинамических условиях, распределение капель по размерам и остаточную обводненность нефти.

## 2 Объект и методы исследования

### 2.1 Описание технологического процесса и технологической схемы УПН

Существует различное множество схем УПН, и различное комбинирование тех или иных аппаратов в схеме, но все они включают в себя процессы обессоливания нефти, обезвоживания нефти и отделение газа. Рассмотрим на примере принципиальной технологической схеме УПН, представленной на рисунке 2.1.

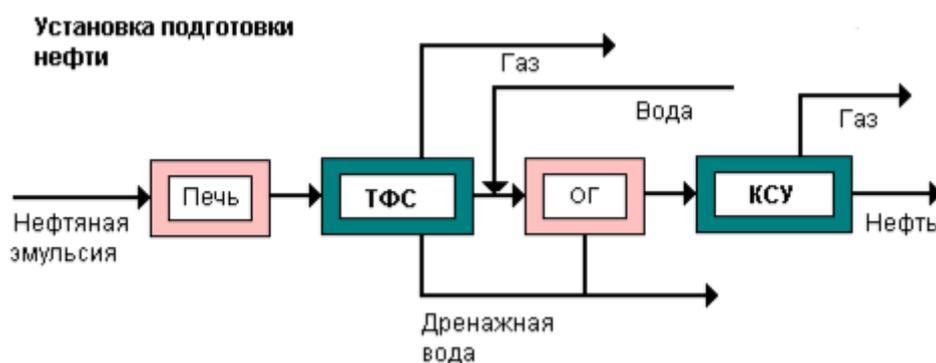


Рисунок 2.1 – Технологическая схема УПН

Газо-водонефтяная эмульсия поступает в печь, где происходит нагрев, который служит для улучшения отделения воды от нефти и газа. После подогрева в печи обычно устанавливается сепаратор в данном случае ТФС для разделения трех фаз: воды газа и нефти, а после него устанавливается отстойник, в котором происходит окончательный процесс отделения воды от нефти, а также происходит успокоение потока. Последним этапом в данной схеме служит концевая сепарационная установка, благодаря которой происходит удаление остаточного газа, так как перед тем, как нефть будет направлена к потребителю она так же попадёт на пункт хранения, в так называемый РВС (резервуар вертикальный стальной) [15].

Объектом исследования в данной работе является процесс отстаивания при промышленной подготовке нефти в промышленных аппаратах – ТФС, НГСВ, ОГ.

Методом исследования является метод математического моделирования. Предлагается математическая модель процесса отстаивания, учитывающая логнормальное распределение капель по их размерам [19].

## 2.2 Методы исследования

В данной работе по исследованию и разработке математической модели с целью исследования влияния технологических параметров, влияющих на процессы обезвоживания нефти, было проведено с применением метода математического моделирования. Была разработана моделирующая система, которая позволяет производить расчёт процессов подготовки нефти.

С помощью иерархической схемы моделирующей системы промышленной подготовки нефти [20] выделены отдельные модули, каждый модуль описывает процессы промышленной подготовки нефти такие как сепарация газа, каплеобразование, отстаивание водонефтяной эмульсии (рис. 2.2).

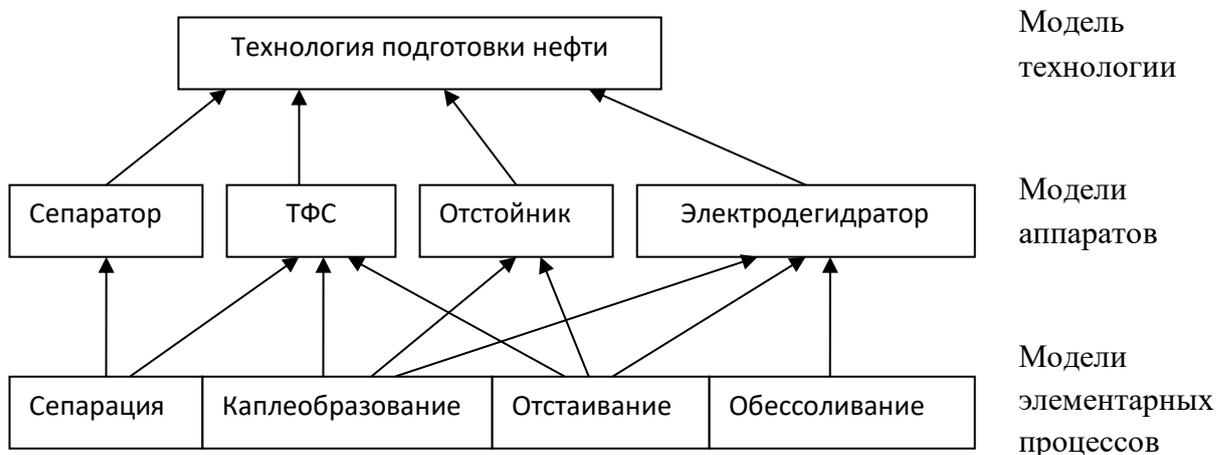


Рисунок 2.2 – Иерархическая схема моделирующей системы промышленной подготовки нефти

Целью данной работы является в первую очередь разработка математической модели, расчёт остаточной обводненности нефти с учётом дисперсного состава водонефтяной эмульсии с помощью логнормального

распределения, а также исследование влияния технологических параметров на остаточную обводненность.

### 2.3 Расчет остаточного содержания воды для аппаратов с горизонтальным током эмульсии

Методика расчета остаточного содержания воды применима для аппаратов с горизонтальным током эмульсии. В основе данной методики лежит уравнение скорости стесненного осаждения капли [17]:

$$w_0 = \frac{(\rho_d - \rho_c)d^2g}{18\mu_c}(1 - W)^{4.75} \quad (2.1)$$

где  $w_0$  – скорость осаждения, м/с;

$\rho_d, \rho_c$  – плотность дисперсной и сплошной фазы, кг/м<sup>3</sup>;

$\mu_c$  – вязкость сплошной среды, Па·с;

$d$  – диаметр капли, м;

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

$W$  – объемная доля дисперсной фазы.

Так как в результате осаждения капли разных размеров движутся с разной скоростью, то в результате каждая капля выпадает в своем поле обводненности  $W$  [8]. Для полидисперсной эмульсии предлагается использовать следующее выражение для описания расчета стесненного осаждения каждой капли:

$$w_0 = \frac{(\rho_d - \rho_c)d^2g}{18\mu_c} \left(1 - \frac{1-W}{1-W\sqrt{1-\left(\frac{d}{d_{max}}\right)^2}}\right)^{4.75} \quad (2.2)$$

где  $d_{max}$  – максимальный диаметр капли в эмульсии.

Выражение (2.2) получено на основании обработки экспериментальных данных.

Остаточное содержание воды в нефти определяется по следующему выражению:

$$\frac{18w_0\mu_c}{d_{max}^2(\rho_d - \rho_c)g} \cdot \frac{(1-W_k)^2}{(1-W_k)^2 - \left(1 - \frac{W_k}{W_n}\right)^2} = (1 - W_k)^{4.75} \quad (2.3)$$

где  $W_n, W_k$  – начальная и конечная обводненность эмульсии;

$w_0$  – необходимая скорость осаждения капли для ее полного удаления из эмульсии, определяемая по выражению:

$$w_0 = \frac{Q(D_{\text{отст}} - H_{\text{вод}})}{SL} \quad (2.4)$$

где  $Q$  – нагрузка по эмульсии,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$D_{\text{отст}}$  – диаметр отстойника,  $\text{м}$ ;

$H_{\text{вод}}$  – высота водяной подушки,  $\text{м}$ ;

$L$  – длина зоны осаждения,  $\text{м}$ ;

$S$  – площадь поперечного сечения емкости занятой эмульсией,  $\text{м}^2$ ;

Иная методика расчета остаточной обводненности нефти применима для любого типа аппарата, так как для расчета используется передаточная функция данного аппарата.

Остаточную долю воды в нефти возможно определить из выражения:

$$W_{\text{вых}} = \int_0^w L(V)V_n(V)dV \quad (2.5)$$

где  $L(V)$  – передаточная функция,

$V$  – объем капель,

$n(V)$  – функция распределения капель по объему.

Передаточную функцию  $L(V)$  можно получить для любого типа отстойника с помощью трассерной техники. Удобнее представить зависимость передаточной функции от безразмерного параметра  $x$ , представляющего собой соотношение скоростей осаждения капли объемом  $V$  и потока эмульсии:

$$x = \frac{w_0(V)}{U} \quad (2.6)$$

где  $w_0(V)$  – скорость осаждения капли объемом  $V$ ;

$U$  – скорость движения эмульсии.

Пример зависимости передаточной функции  $L$  от  $x$  для отстойного аппарата представлен на рисунке 2.3.

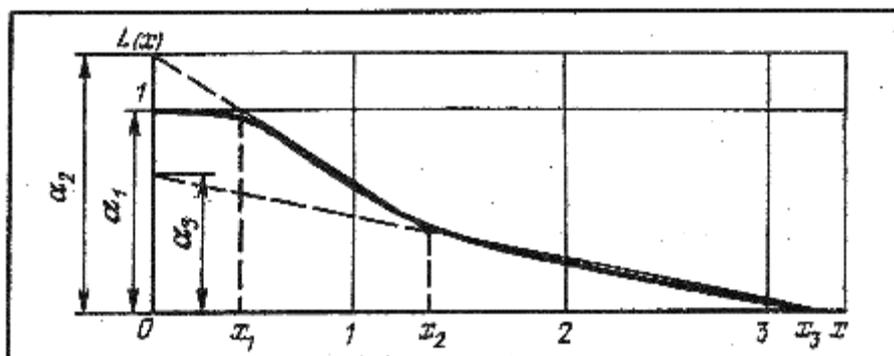


Рисунок 2.3 – Передаточная функция отстойника

Функцию распределения капель по размерам  $n(V)$  определяют с помощью нормированной кривой седиментации эмульсии, представленной на рисунке 2.4.

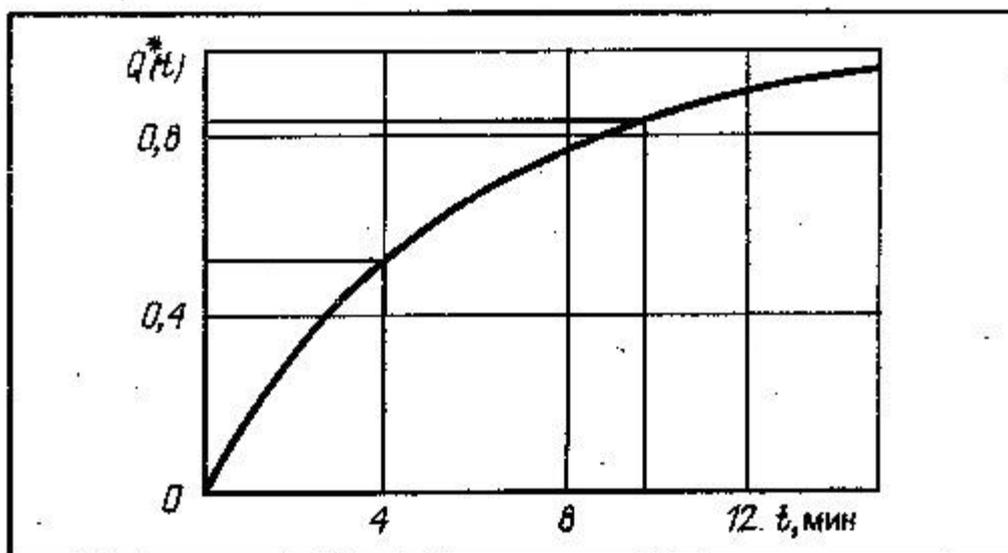


Рисунок 2.4 – Нормированная седиментационная кривая

Используя методику определения функции  $n(V)$  и кусочно-линейную аппроксимацию передаточной функции  $L(x)$  формулу (2.4) можно преобразовать к следующему виду:

$$W_{\text{вых}} = W_{\text{ос}} \sum a_i [Q \cdot (t_i) - Q \cdot (t_{i-1})] \quad (2.7)$$

$$a_i = \frac{x_i L(x_{i-1}) - x_{i-1} L(x_i)}{x_i - x_{i-1}} \quad (2.8)$$

Коэффициенты  $a_i$  – соответствует длинам отрезков оси  $L(x)$ , отсекаемых от нее продолжением соответствующих прямых на  $i$ -ом участке аппроксимации (рис.2.4).

Значение  $t_i$  вычисляют по формуле:

$$t_i = \frac{H\beta}{x_i} \quad (2.9)$$

$$\beta = \frac{w_o(V)}{w_{oc}(V)U} \quad (2.10)$$

где  $H$  – высота слоя эмульсии, в котором происходит осаждение капель при снятии седиментационной кривой;

$w_{oc}$  – скорость осаждения капли объемом  $V$  в условиях снятия седиментационной кривой.

Таким образом, разбив исходную передаточную функцию на линейные участки определяют значения  $\alpha_i$  и  $x_i$  (рис. 2.3). Затем по  $x_i$  определяют значение  $t_i$  по уравнению (2.10) и по нормализованной кривой седиментации определяют значения  $Q(t_i)$ . По выражению (2.5) определяют остаточную обводненность нефти [11].

### 3 Расчёты и аналитика

Математические модели и моделирующие системы создаются для прогнозирования и корректировки технологических режимов ведения промышленных процессов, как на этапе проектирования, так и на этапе эксплуатации.

При промысловой подготовке нефти одним из важнейших этапов, отвечающих за качество продукции является процесс отстаивания. Поэтому разработка и проверка модели, адекватно описывающей процесс, является актуальной задачей.

Математическая модель в свою очередь строится на различных методиках, каждая из которых направлена на максимально точное вычисление остаточной обводненности и учёт влияния технологических параметров на процесс [21].

#### 3.1 Обзор типового оборудования для процесса обезвоживания водонефтяных эмульсий

Основные характеристики типового оборудования для процесса обезвоживания водонефтяных эмульсий представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Характеристики типового оборудования для процесса обезвоживания водонефтяных эмульсий

Тип оборудования	ОГ-200	ОБН-200	ОВД-200	НГСВ-3400	ТФС
Наименование параметра	Значение	Значение	Значение	Значение	Значение
Пропускная способность по товарной нефти, т/сут По газу, м <sup>3</sup> /час	4000–8000	2000-7000	2000-8000	4000-8000 37050-75000	7000 6000-110000
Рабочая среда	нефть, газ, пластовая вода	нефть, пластовая вода	нефть (нефтепродукт), вода	нефть, газ, пластовая вода	нефть, газ, пластовая вода
Рабочее давление, МПа	0,6	0,6	0,6	0,6-1,6	0,3-3
Температура среды, °С	до 100	15-100	до 100	15-100	15-100

Продолжение таблицы 3.1

Тип оборудования	ОГ-200	ОБН-200	ОВД-200	НГСВ-3400	ТФС
Наименование параметра	Значение	Значение	Значение	Значение	Значение
Масса, кг	48105	48105	34950	31000-51820	45000
Объём аппарата, м <sup>3</sup>	200	200	200	200	200
Диаметр аппарата, м	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
Высота отстойной зоны, м	2,6	2,6	3	2	1,7
Высота водяной подушки, м	0,8	0,8	0,4-0,9	0,4	0,8
Зона отстаивания м <sup>3</sup>	180	200	200	120	120
Обводненность на входе\выходе	30 0,2-0,5	30-40 0,5	30 0,2-0,5	30-90 0,5	30 0,2-0,5
Патрубки Диаметр, м Кол-во	0,26 1	0,26 1	0,26 1	0,4 1	0,26-0,3 1

Исходя из характеристик оборудования, можно сделать вывод, о том, что каждый тип имеет свою пропускную способность и конструктивные особенности. Оборудование условно можно разделить на две группы: аппараты с отделением газа (НГСВ-3 400, ОГ-200 и ТФС) и без отделения газа (ОБН-200, ОВД-200). Поэтому, не взирая на диаметры и одинаковый объём аппаратов, зоны отстаивания будут иметь различный объём. У группы аппаратов с разделением газа расход водонефтяной эмульсии в зону отстаивания будет меньше чем на входе в аппарат. В ОГ-200 сепарационная зона от зоны отстаивания отделяется перегородкой, поэтому возможно поддержания рабочего давления в аппарате 0,6 Мпа, как и в аппаратах без зоны сепарации ОБН-200 и ОВД-200. В аппаратах, где зона отстаивания и сепарационная находятся в одном сечении (НГСВ 3400 и ТФС) допускаются более высокие давления. Температура среды во всех моделях аппаратов регламентирована до 100°С, но реально поддерживается в пределах 40-50°С. При больших температурах часть нефти будет испаряться и будут потери по продукту, а более низкие температуры не позволяют эффективно разделять водонефтяные эмульсии. Объёмы аппаратов связаны на прямую с

производительностью, так же, как и их диаметры. Но границы пропускной способности для рассматриваемых аппаратов могут отличаться, это связано с различиями конструкций и учетом особенностей нефтей, рекомендуемых для подготовки в данных аппаратах. Самая большая входная обводненность допускается для ОБН-200 (40%) и для НГСВ 3 400 (до 90%), во всех остальных аппаратах входная обводненность не должна превышать 30%. Все аппараты должны обеспечивать обводненность нефти на выходе до 0,5%, что соответствует качеству товарной нефти. Все аппараты имеют один входной патрубок, для ОГ-200, ОБН-200, ОВД-200 и ТФС – 0,26 м. Для конструкции ТФС возможен вариант диаметра входного патрубка 0,3 м, для НГСВ-3 400 диаметр патрубка составляет 0,4 м. От диаметра и количества патрубков зависит линейная скорость входящего потока, влияющая на диаметры сформированных на входе в аппарат капель.

### **3.2 Исходные данные для выполнения расчётов процесса обезвоживания**

Для проведения расчётов и проверке результатов моделирования процесса обезвоживания на реальных объектах были выбраны 2 аппарата различной конструкции, такие как ТФС и ОВД-200. Трёхфазный сепаратор работает в основном, под давлением 0,3 Мпа, а ОВД-200 – в диапазоне давлений от 0,4 до 0,6 Мпа. Уровни пропускной способности по товарной нефти также отличаются. У ОВД-200 объемный расход товарной нефти имеет значение от 2 000 до 8 000 м<sup>3</sup>/сут, у ТФС – до 7 000 м<sup>3</sup>/сут. Аппараты конструктивно отличаются.

#### **3.2.1 Исходные данные для трехфазного сепаратора**

Для проведения расчётов на математической модели были использованы исходные данные по нефтям, обладающим разными физико-химическими свойствами (табл. 3.2).

Таблица 3.2 – Физико-химические свойства нефтей

Параметр	Единицы измерения	Нефть 1	Нефть2	Нефть3
Плотность нефти	(кг/м <sup>3</sup> )	836	844	854
Вязкость нефти	(Па·с)	$5,95 \cdot 10^{-3}$	$5,34 \cdot 10^{-3}$	$6,38 \cdot 10^{-3}$
Молекулярная масса воды	(г/моль)	18	18	18
Молекулярная масса остатка	(г/моль)	280	193	208

Для расчёта были выбраны следующие параметры работы трехфазного сепаратора (табл. 3.3).

Таблица 3.3 – Режим работы ТФС

Параметр	Единицы измерения	Нефть 1	Нефть 2	Нефть 3
Давление	(МПа)	0,3	0,3	0,3
Обводнённость на входе	(% масс)	0,2	0,2	0,2
Температура в аппарате	(°С)	15-40	15-40	15-40
Диаметр трубопровода	(м)	0,26	0,26	0,26
Поверхностное натяжение	(Н·с)	$10 \cdot 10^{-3}$	$10 \cdot 10^{-3}$	$10 \cdot 10^{-3}$
Линейная скорость потока в трубопроводе	(м/с)	1,087	1,087	1,087
Высота водяной подушки	(м)	0,8	0,8	0,8
Диаметр аппарата	(м)	3,4	3,4	3,4
Объем аппарата (отстойной зоны)	(м <sup>3</sup> )	200(120)	200(120)	200(120)
Объемный расход	(м <sup>3</sup> /с)	0,0576	0,0576	0,0576

### 3.2.2 Исходные данные для отстойника ОВД-200

Данные для проведения расчётов и сравнения данных по физико-химическим свойствам нефти были взяты из таблицы 3.2. Данные по работе ОВД-200 представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Режимы работы ОВД-200

Параметр	Единицы измерения	Нефть 1	Нефть 2	Нефть 3
Давление	(МПа)	0,6	0,6	0,6
Обводнённость на входе	(% масс)	До 30%	До 30%	До 30%
Температура в аппарате	(°С)	15-40	15-40	15-40
Диаметр входящего патрубка	(м)	0,26	0,26	0,26
Поверхностное натяжение	(Н·с)	$10 \cdot 10^{-3}$	$10 \cdot 10^{-3}$	$10 \cdot 10^{-3}$
Линейная скорость потока в трубопроводе	(м/с)	0,8725	0,8725	0,8725
Высота водяной подушки	(м)	0,8	0,8	0,8
Объем аппарата	(м <sup>3</sup> )	200	200	200
Объемный расход	(м <sup>3</sup> /с)	0,0463	0,0463	0,0463

### 3.3 Моделирование процесса отделения воды от нефти в трехфазном сепараторе

Поскольку модель обезвоживания, основанная на логнормальном распределении капель воды в водонефтяной эмульсии, была проверена на работоспособность в результате исследований, проведенных ранее и хорошо зарекомендовала себя по сравнению с другими моделями, для проведения исследований используется моделирующая система, построенная на основе этой модели.

Для проведения расчётов по математической модели были использованы исходные данные приведенные в таблицах 3.2–3.4.

Были обработаны данные по остаточной обводненности и проведено исследование влияния температуры при 15°С на остаточную обводненность, а также учтено распределение концентраций в зависимости от диаметра капель воды с помощью логнормального распределения (рис. 3.1–3.3).

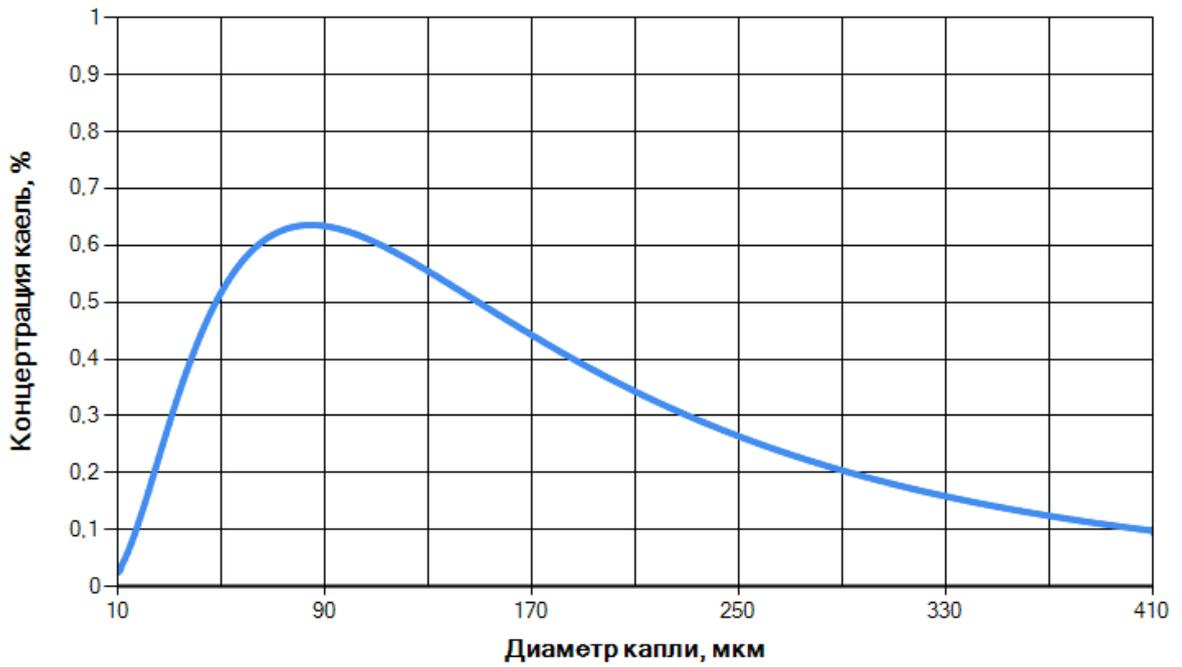


Рисунок 3.1 – Логнормальное распределение капель для нефти 1 при температуре 15°C

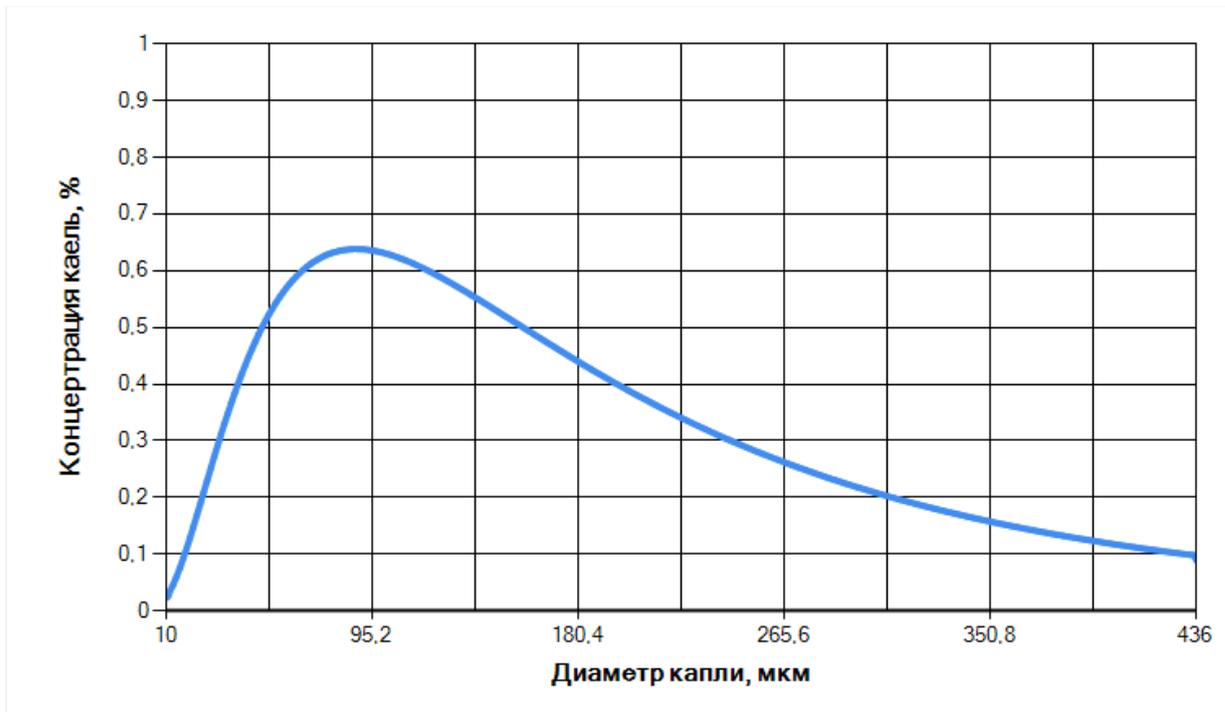


Рисунок 3.2 – Логнормальное распределение капель для нефти 2 при температуре 15°C

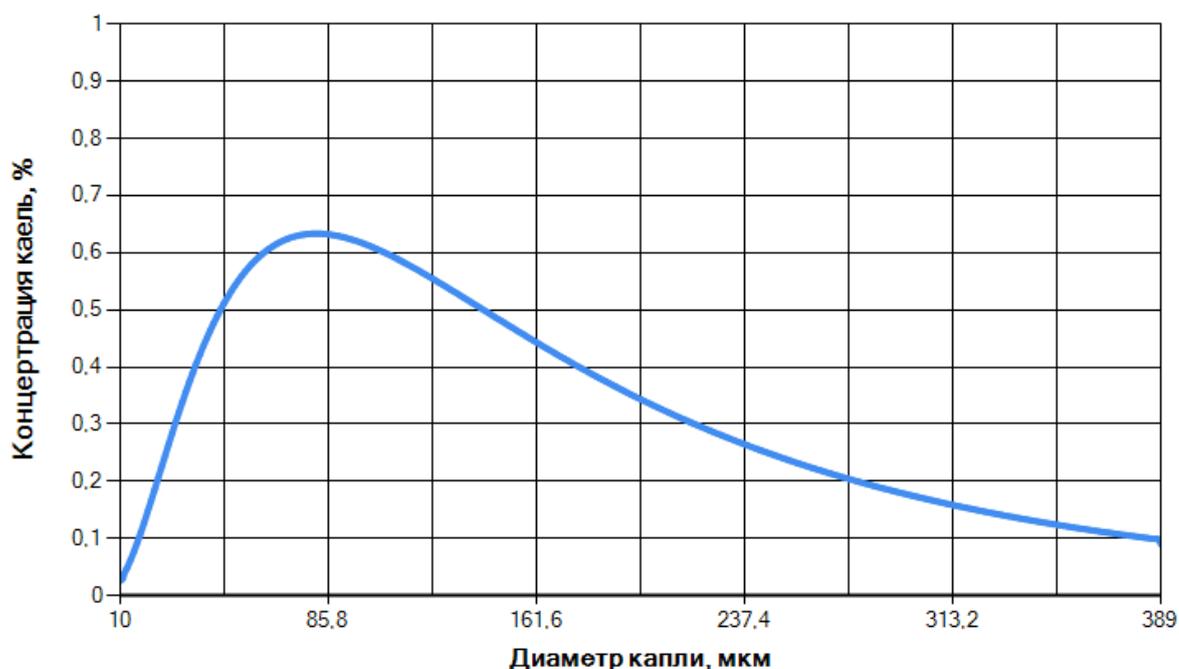


Рисунок 3.3 – Логнормальное распределение капель для нефти 3 при температуре 15°C

Судя по логнормальному распределению капель в нефтях можно сделать заключение, что в нефти 3 преобладают капли меньшего диаметра по сравнению с другими нефтями, порядка 85 мкм, в нефти 1 преобладают капли среднего диаметра, -порядка 90 мкм, и в нефти 2 преобладают капли наибольшего диаметра, -порядка 95 мкм. Согласно данному ряду эмульсия, соответствующая нефти 3 наиболее стойкая, нефти 1 – средняя, и нефти 2 менее стойкая.

В таблице 3.5 приведены результаты исследования по влиянию температуры на процесс обезвоживания нефти.

Таблица 3.5 – Варьирование температуры

Диаметр патрубка, м	Расход, т/ч	Линейная скорость, м/с	Температура, °С	Остаточная Обводненность, % масс., Нефть 1	Остаточная Обводненность, % масс. Нефть2	Остаточная Обводненность, % масс. Нефть3
0,26	180	1,087	15	3,4	2,9	4,3
			20	3,1	2,6	3,8
			30	2,5	2,1	3,1
			40	1,9	1,7	2,5

С помощью полученных результатов можно наглядно пронаблюдать влияние температуры на процесс обезвоживания нефти для ТФС (рис. 3.4).

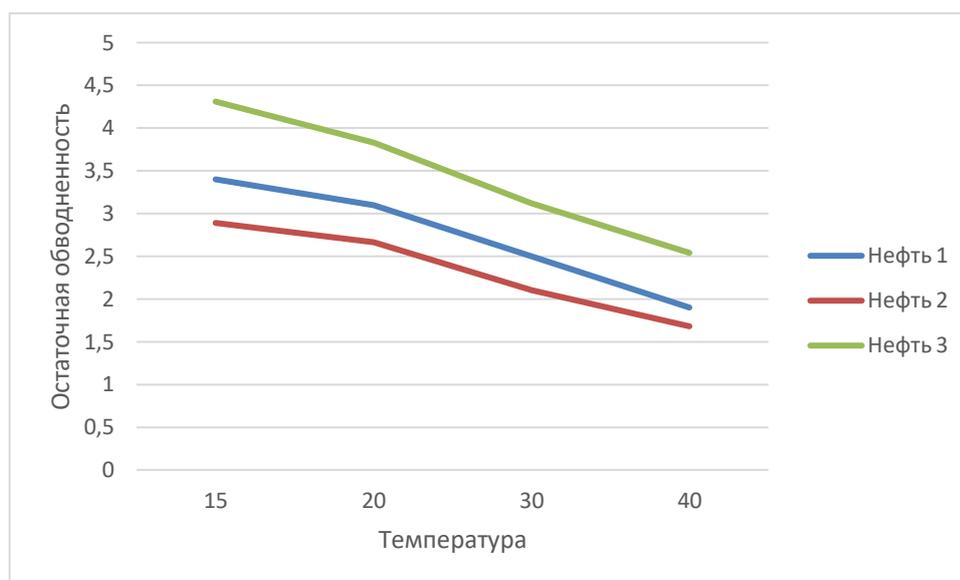


Рисунок 3.4 – Влияние температуры на остаточную обводненность

По данной таблице и графику можно сделать вывод, что чем больше температура процесса, тем меньше остаточная обводненность. Наибольшее влияние температура может оказывать на наиболее стойкую нефть 3.

Дальнейшим этапом является проведение исследования по влиянию входной обводненности водонефтяной эмульсии. В данных расчетах за основу вычислений был взят диаметр входящего патрубка 0,26 м, расход 180т/час, линейная скорость 1,087 м/с, температура 15°C.

Полученные результаты влияния содержания воды на входе в аппарат на остаточную обводненность нефти приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Результаты варьирования обводненности на входе в аппарат

Обводненность на входе, % масс	Диаметр капли, Нефть 1, мкм	Диаметр капли, Нефть 2, мкм	Диаметр капли, Нефть 3, мкм	Остаточная обводненность, Нефть 1, % масс.	Остаточная обводненность, Нефть 2, % масс.	Остаточная обводненность, Нефть 3, % масс.
10	510,4	541,4	480,0	0,3	0,3	0,5
15	457,9	486	431,0	1,2	1,02	1,7
20	410,9	436,3	387,1	3,4	2,89	4,3
25	368,7	391,7	347,7	7,8	6,82	9,5

С увеличением обводненности уменьшается максимальный диаметр капель, что приводит к увеличению остаточной обводненности. Обводненность на выходе из аппарата соответствует требованиям ГОСТР 51858-2002 по качеству нефти только при входной обводненности 10% масс.

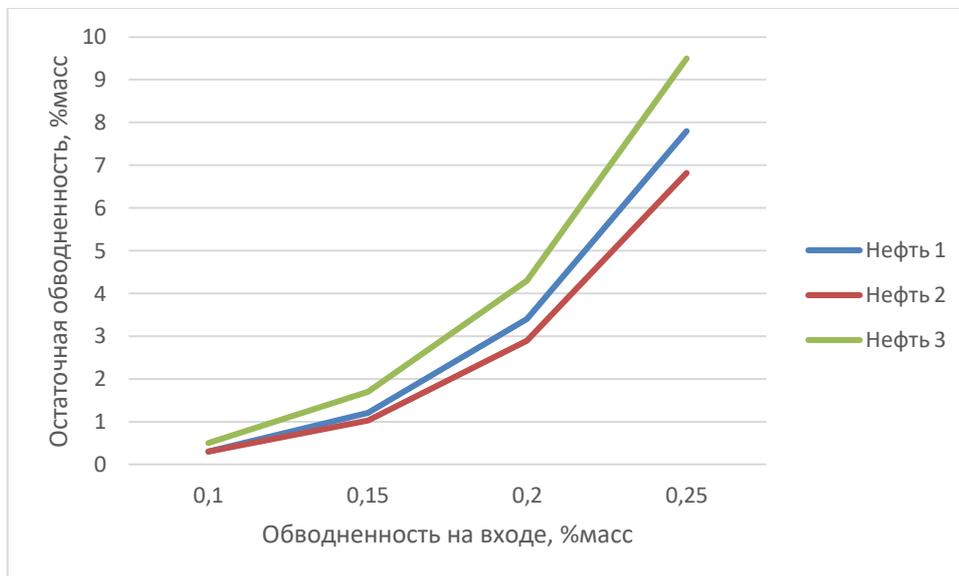


Рисунок 3.5 – Влияние обводненности на входе в аппарат на остаточную обводненность

Увеличение обводненности водонефтяной эмульсии на входе, приводит к увеличению стойкости эмульсии и повышению остаточной обводненности на выходе из аппарата.

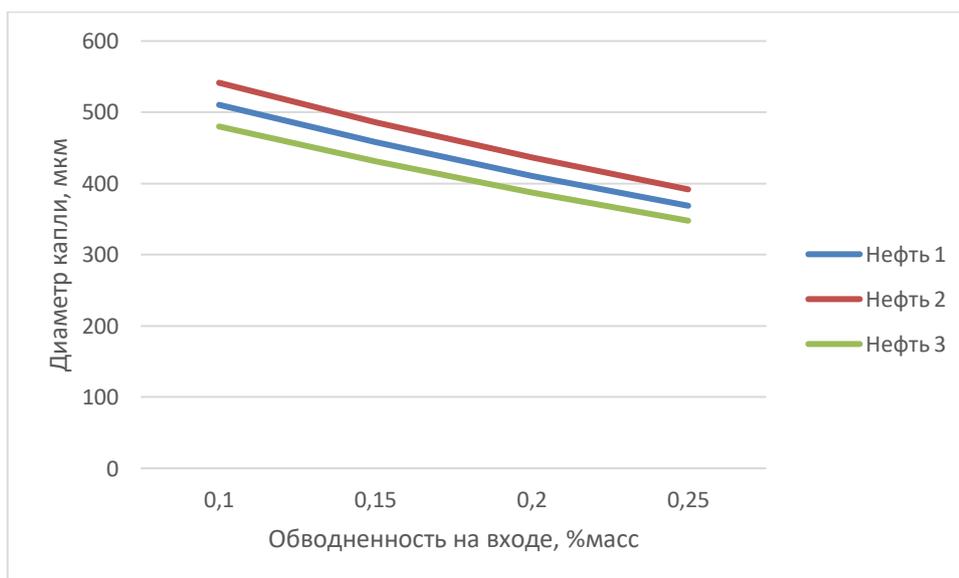


Рисунок 3.6 – Влияние обводненности на входе в аппарат на диаметр капли

Исследование показало, что чем больше обводненность водонефтяной эмульсии тем меньше диаметры капель и сложнее происходит процесс отделения воды от нефти, вследствие этого остаточная обводненность становится больше (рис. 3.5, 3.6).

Результаты расчётов по влиянию скорости входящего потока приведены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Варьирование скорости входящего потока для диаметра патрубка 0,26 м

Расход, т/час	Объемный расход, м <sup>3</sup> /с	Диаметр патрубка, м	Линейная скорость, м/сек	Остаточная обводненность, Нефть 1, %масс.	Остаточная обводненность, Нефть 2, %масс.	Остаточная обводненность, Нефть 3, %масс.
200	0,0631	0,26	1,189	4,9	4,3	6,1
180	0,0576	0,26	1,085	3,5	2,9	4,3
160	0,0505	0,26	0,952	1,9	1,6	2,5
140	0,0441	0,26	0,831	1,0	0,8	1,2

Полученные результаты показали, что с уменьшением расхода содержание воды в нефти на выходе из аппарата снижается (рис. 3.7).

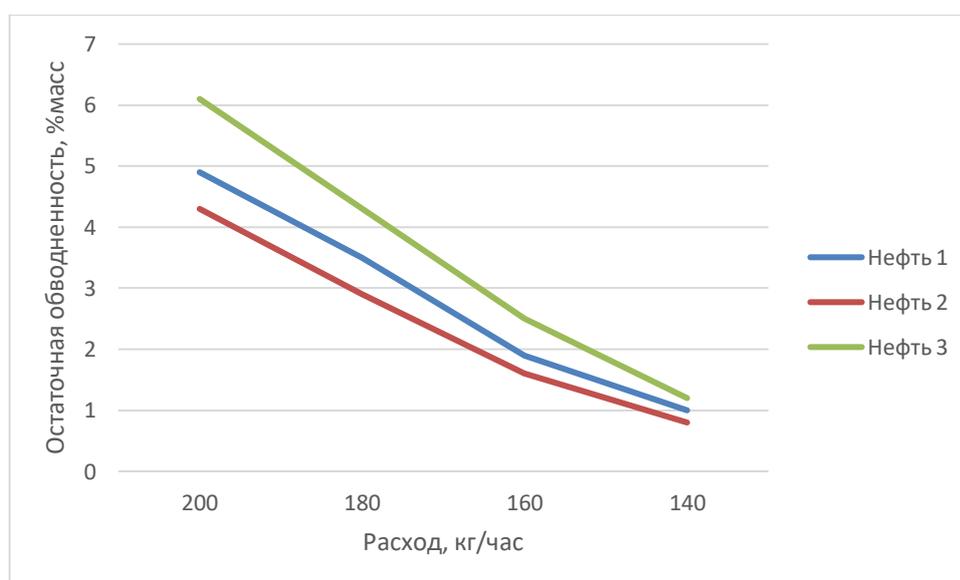


Рисунок 3.7 – Влияние расхода на остаточную обводненность нефти при диаметре патрубка 0,26 м

Уменьшение расхода ведёт к снижению остаточной обводненности, наиболее существенно влияние расхода влияет на нефть 2.

Таким образом, данная математическая модель процесса обезвоживания нефти позволяет рассчитать остаточную обводненность нефти с учетом конструктивных особенностей аппаратов, гидродинамики потоков и с учётом физико-химических свойств и дисперсного состава водонефтяной эмульсии.

### 3.5 Результаты исследований и расчёты для отстойника ОВД-200

Для получения расчётов с помощью математической модели для ОВД-200 были использованы исходные данные приведенные в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Варьирование температуры

Диаметр патрубков, м	Расход, т/час	Линейная скорость, м/с	Температура, °С	Остаточная обводненность, объем. Доли Нефть 1	Остаточная обводненность, объем. Доли Нефть 2	Остаточная обводненность, объем. Доли Нефть 3
0,26	180	0,8725	15	1,23	1,05	1,64
			20	1,05	0,88	1,43
			30	0,88	0,72	1,14
			40	0,64	0,50	0,88

С увеличением температуры обводненность нефти на выходе из аппарата на выходе уменьшается, а товарному качеству будет соответствовать только нефть 2, подготовленная при температуре 40°С.

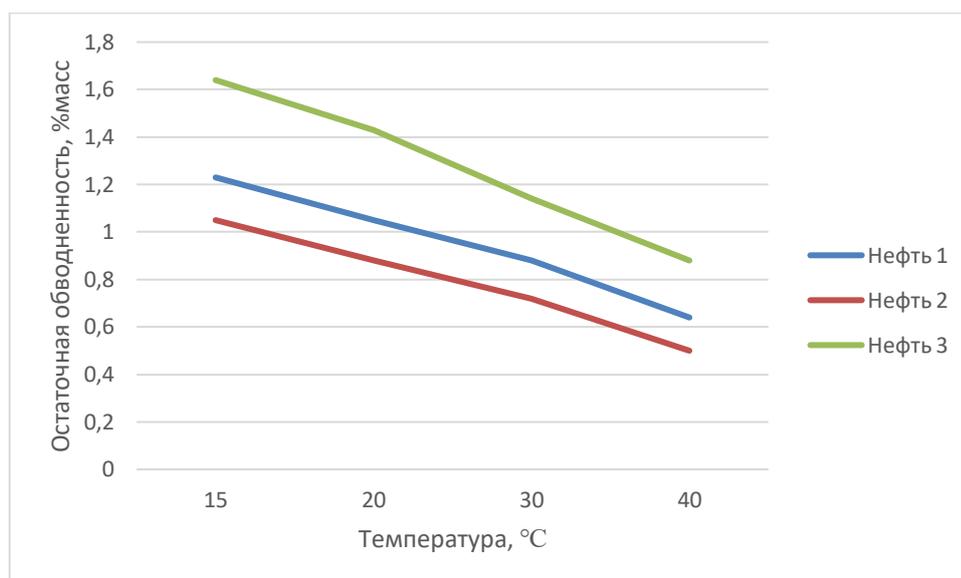


Рисунок 3.8 – Влияние температуры на остаточную обводненность нефти

Влияние температуры наиболее существенно для нефти 3, так же, как и при проведении процесса ТФС.

Дальнейшим этапом является проведение исследования по влиянию обводненности на входе в аппарат с диаметром патрубка 0,26 м, расходом 180 м<sup>3</sup>/с и линейной скоростью 0,8725 м/с, при температуре 15°C.

Получены результаты по влиянию содержания воды на входе в аппарат на остаточную обводненность нефти (табл. 3.9).

Таблица 3.9 – Варьирование обводненности на входе в аппарат

Обводненность на входе, % масс	Диаметр капли, Нефть 1, мкм	Диаметр капли, Нефть 2, мкм	Диаметр капли, Нефть 3, мкм	Остаточная обводненность, Нефть 1, % масс.	Остаточная обводненность, Нефть 2, % масс.	Остаточная обводненность, Нефть 3, % масс.
10	822,5	872,9	777,9	0,11	0,09	0,16
15	737,9	783,5	698,6	0,42	0,32	0,53
20	662,1	703,3	627,5	1,23	1,05	1,64
25	594,2	631,4	563,6	3,33	2,75	4,23

Все нефти в диапазоне обводненности до 15% после подготовки в ОВД-200 соответствуют товарному качеству. С увеличением обводненности на входе увеличивается и остаточная обводненность.

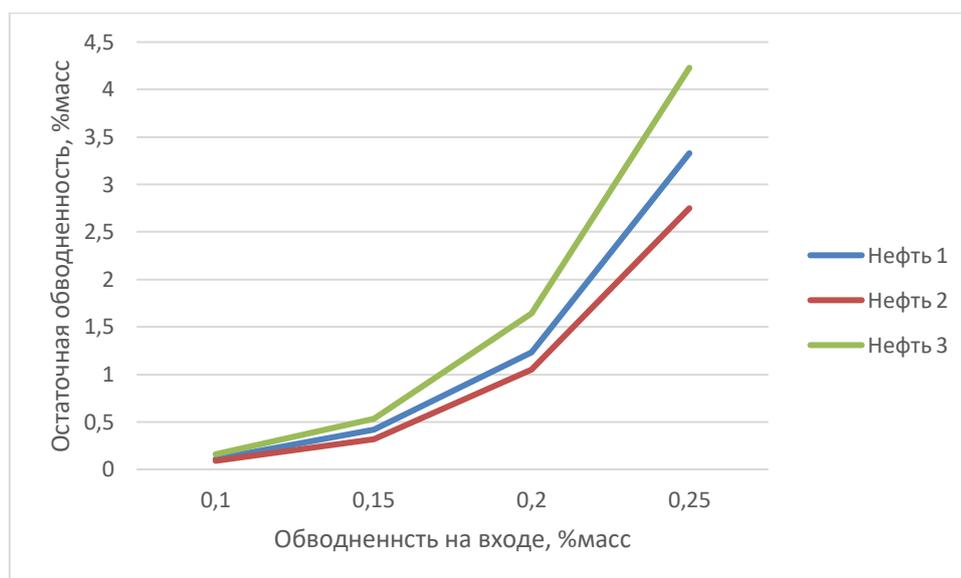


Рисунок 3.9 – Влияние обводненности на входе на остаточную обводненность нефти

Повышение обводненности на входе в аппарат наиболее существенно сказывается на качестве подготовки наиболее стойкой эмульсии соответствующей нефти 3.

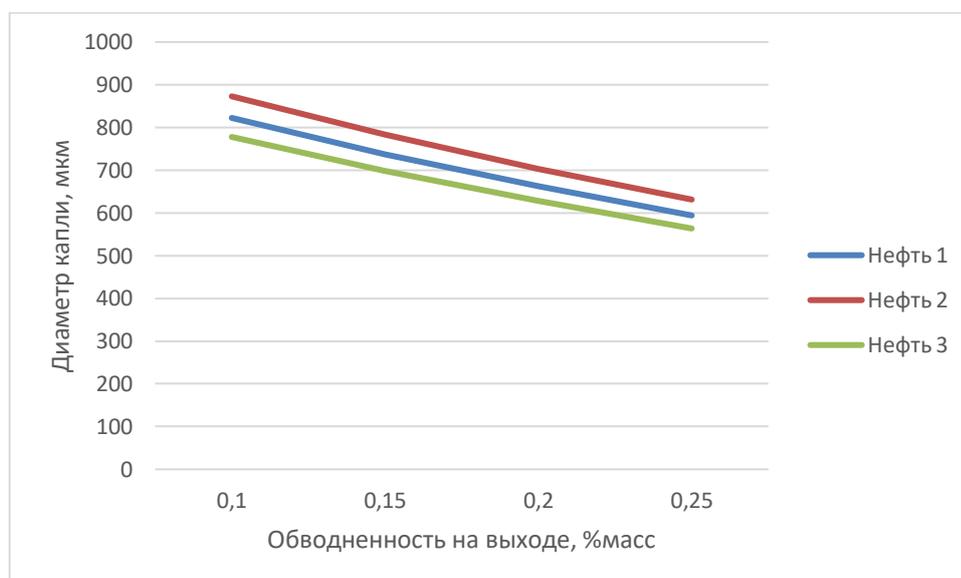


Рисунок 3.10 – Влияние обводненности на входе на диаметр капли нефти

Увеличение обводненности на входе в аппарат приводит к уменьшению диаметра капли, соответственно к повышению стойкости эмульсий (рис 3.9, 3.10).

Таблица 3.10 – Варьирование объемного расхода

Расход, т/час	Объемный расход, м <sup>3</sup> /с	Диаметр патрубков, м	Линейная скорость, м/сек	Остаточная обводненность, Нефть 1, %масс.	Остаточная обводненность, Нефть 2, %масс.	Остаточная обводненность, Нефть 3, %масс.
200	0,0523	0,26	1,243	2,24	1,92	2,93
180	0,0463	0,26	1,069	1,23	1,05	1,64
160	0,0410	0,26	1,130	0,6	0,5	0,89
140	0,0369	0,26	1,262	0,32	0,27	0,44

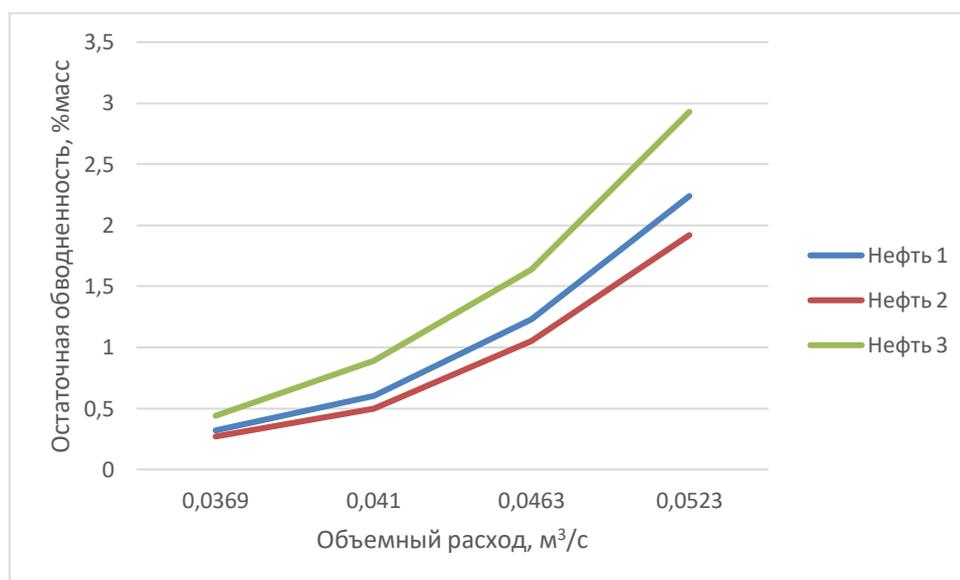


Рисунок 3.11 – Влияние объемного расхода на остаточную обводненность нефти

Наиболее существенное влияние расход влияет на остаточную обводненность нефти 1 и нефти 2, обводненность на выходе из аппарата соответствует требованиям ГОСТР 51858-2002 по качеству нефти только при расходе 140 т/час и нефть 2 при расходе 160 т/час.

Полученные результаты показали (рис. 3.11), что с увеличением расхода содержание воды в нефти на выходе из аппарата увеличивается. (табл. 3.10).

## **4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

### **4.1 Предпроектный анализ**

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

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

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга).

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

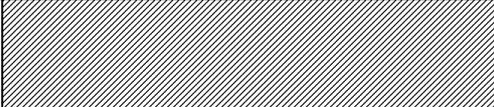
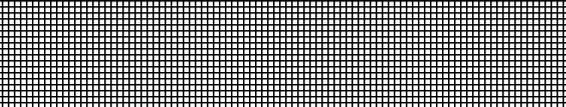
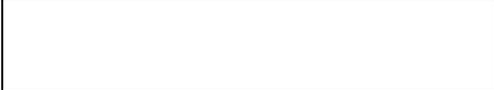
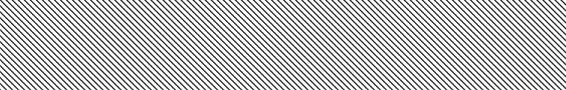
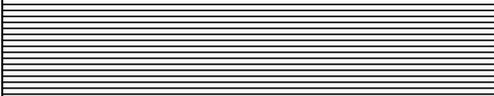
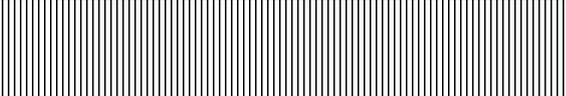
Размер компании очень важен, так как крупные компании часто используют новые технологии и могут поддаться риску, а также имеют возможность возместить убытки.

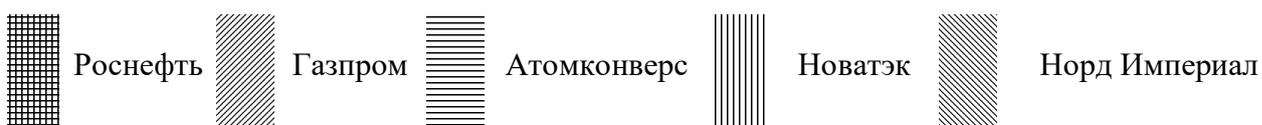
Что касается отраслей, то не все предприятия могут пользоваться данным исследовательским проектом, а только нефтяная промышленность. Отсюда вытекает географический критерий, потому что не всякий регион и не всякая страна имеет газовые и нефтяные ресурсы [22].

Поведенческий критерий тоже важен, ведь клиенты – выгода для потребителя, выбирает товар исходя из выгоды, цены, качества, срочности приобретения товара.

Целесообразно выбрать два наиболее значимых критерия: размер компании и отрасль, по которым будет производиться сегментирование рынка (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Карта сегментирования рынка

		Отрасль	
		Газодобывающие предприятия	Нефтегазодобывающие предприятия
Размер компании	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		



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

#### 4.1.2 Диаграмма Исикавы

Диаграмма причины-следствия Исикавы (Cause-and-Effect-Diagram) – это графический метод анализа и формирования причинно-следственных связей, инструментальное средство для систематического определения причин проблемы и последующего графического представления.

Область применения диаграммы:

- выявление причин возникновения проблемы;
- анализ и структурирование процессов на предприятии;
- оценка причинно-следственных связей.

Построение диаграммы начинают с формулировки проблемной области/темы, которая является объектом анализа и наносится на центральную горизонтальную стрелку диаграммы [22].

Затем выявляются факторы/группы факторов, влияющие на объект анализа. Часто, для выявления таких факторов используется прием 6М:

- персонал (Manpower);
- оборудование (Machine);
- сырье, материалы, комплектующие (Material);
- технология проведения работ (Method);
- средства измерения и методы контроля (Measurement);
- производственная среда (Media).

Выявленные факторы подводят к стрелкам диаграммы первого уровня.

Далее к каждой стрелке подводят стрелки второго уровня, к которым, в свою очередь, подводят стрелки третьего уровня и т. д. до тех пор, пока на диаграмму не будут нанесены все стрелки, обозначающие факторы, оказывающие заметное влияние на объект анализа. Каждый фактор более низкого уровня будет являться следствием по отношению к причине более высокого уровня.

Пример причинно-следственной диаграммы представлен на рисунке 4.1.

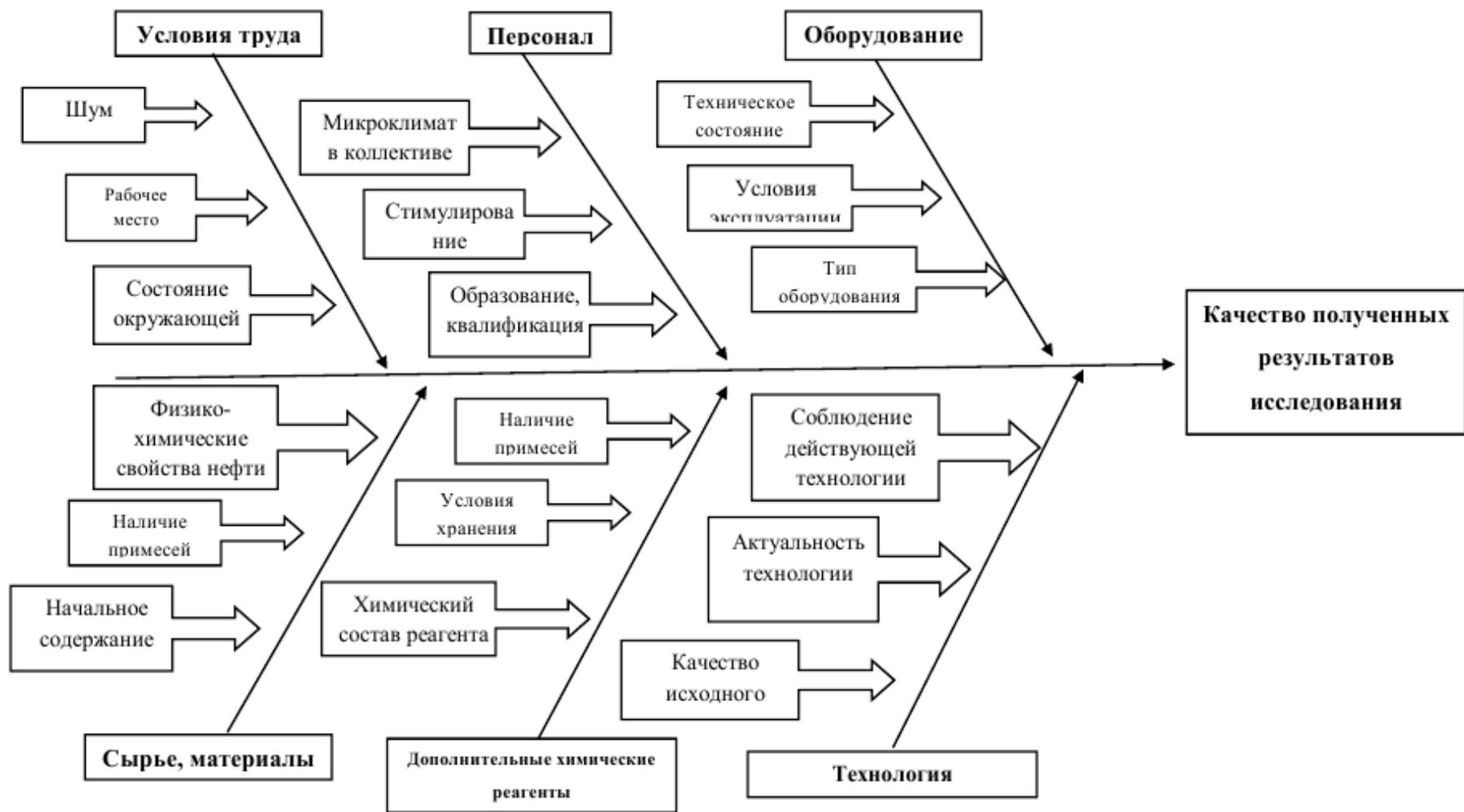


Рисунок 4.1 – Диаграмма Исикавы

### 4.1.3 Оценка готовности проекта к коммерциализации

В данном разделе будет оценена степень готовности разработки к коммерциализации и выяснен уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения). Для этого необходимо заполнить специальную форму (табл. 4.2), содержащую показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта [22].

Таблица 4.2 – 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	3	4
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	4	3
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	3	3
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	4	4
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	4	3
7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	3	3
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	3	4
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	3
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	4
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	3	3
12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	3	3
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	3	4

## Продолжение таблицы 4.2

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	4	4
15	Проработан механизм реализации научного проекта	3	4
	<b>ИТОГО БАЛЛОВ</b>	<b>50</b>	<b>53</b>

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

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

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i \quad (4.1)$$

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

Значение  $B_{\text{сум}}$  позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Если значение  $B_{\text{сум}}$  получилось от 75 до 60, то такая разработка считается перспективной, а знания разработчика достаточным для успешной ее коммерциализации. Если от 59 до 45, то такая перспективность выше среднего [18].

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

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

#### **4.1.4 Методы коммерциализации результатов научного исследования**

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

Для продвижения научной разработки можно использовать два метода коммерциализации: торговля патентными лицензиями и передача ноу-хау, поскольку разработка представляет собой не товар, а техническое, научно-обоснованное решение или новая технология в области подготовки нефти. Использование этих методов позволит получить средства для продолжения своих научных исследований и разработок, необходимое оборудование, материалы и другие научно-технические разработки охраняются режимом коммерческой тайны и использоваться для достижения конкурентного преимущества над другими субъектами предпринимательской деятельности [23].

#### **4.2 Инициация проекта**

В рамках процессов инициации определяются изначальные цели и содержание, и фиксируются изначальные финансовые ресурсы. Определяются внутренние и внешние заинтересованные стороны проекта, которые будут взаимодействовать и влиять на общий результат научного проекта.

Для начала, определим заинтересованных сторон проекта, которые активно участвуют в проекте или интересы которых могут быть затронуты как положительно, так и отрицательно в ходе исполнения или в результате

завершения проекта. Заинтересованным стороны проекта представлена в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Заинтересованные стороны проекты

<b>Заинтересованные стороны проекта</b>	<b>Ожидания заинтересованных сторон</b>
НИ ТПУ, ИШПР, отделение химической инженерии	Результаты исследования процесса разрушения водонефтяных эмульсий

В таблице 4.4 представлена информация о целях проекта, критериях достижения целей, а также требования к результатам проекта.

Таблица 4.4 – Заинтересованные стороны проекта

Цели проекта	Исследование процесса разрушения водонефтяных эмульсий
Ожидаемые результаты проекта	Результаты исследований разрушения водонефтяных эмульсий с использованием деэмульгаторов
Критерии приемки результата проекта	Адекватные результаты исследования, исходя и физико-химических свойств нефти и свойств деэмульгаторов
Требования к результату проекта	Выявление самого эффективного деэмульгатора для разделения эмульсии

Расчетная группа проекта отображена в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Рабочая группа проекта

<b>№ п/п</b>	<b>ФИО, основное место работы, должность</b>	<b>Роль в проекте</b>	<b>Функции</b>	<b>Трудозатраты, час</b>
1	Кузьменко Елена Анатольевна, НИ ТПУ, к.т.н., доцент отделения химической инженерии	Руководитель проекта	Консультирование, определение задач, контроль выполнения	90
2	Боговой Андрей Андреевич, студент гр. 2 КМ71	Исполнитель проекта	Анализ литературных источников, теоретическое обоснование и проведение экспериментальных исследований	490

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудозатраты, час
3	Криницина Зоя Васильевна, НИ ТПУ, отделение социально- гуманитарных наук ШИП, доцент	Руководитель проекта по разделу «Финансовый менеджмент»	Координирует выполнение раздела «Финансовый менеджмент»	2
4	Сотникова Анна Александровна, ассистент	Руководитель проекта по «Социальная ответственность»	Координирует выполнение раздела «Социальная ответственность»	2
5	-	Руководитель проекта раздела ВКР на немецком языке	Координирует выполнение раздела ВКР на немецком языке	2
<b>ИТОГО:</b>				<b>586</b>

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. В таблице 4.6 приведены всевозможные ограничения научно-технического исследования.

Таблица 4.6 – Ограничения проекта

№	Фактор	Ограничения / допущения
1	Бюджет проекта	620000
2	Источник финансирования	НИ ТПУ
3	Сроки проекта	февраль 2018-май 2019
4	Дата утверждения плана управления проектом	12.03.2018 г.
5	Дата завершения проекта	май 2019

### 4.3 Планирование управления научно-техническим проектом

#### 4.3.1 Иерархическая структура работ проекта

Иерархическая структура работ (ИСР) – детализация укрупненной структуры работ. В процессе создания ИСР структурируется и определяется содержание всего проекта. На рисунке 4.1 представлена иерархическая структура по проекту [23].



Рисунок 4.1 – Иерархическая структура работ проекта

### 4.3.2 Контрольные события проекта

Список контрольных событий – это список важных моментов или событий проекта, которые представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Контрольные события проекта

№ п/п	Контрольное событие	Дата	Результат (подтверждающий документ)
1	Составление и утверждение технического задания	25.02.2019- 28.02.2019	Отчет о плане работ
2	Выбор направления исследований	1.03.2019	Отчет о плане работ
3	Календарное планирование работ по теме	2.03.2019- 5.03.2019	Отчет о плане работ
4	Изучение литературы	6.03.2019- 26.03.2019	Литературный обзор
5	Экспериментальная часть	27.03.2019- 9.04.2019	Отчет

Продолжение таблицы 4.7

№ п/п	Контрольное событие	Дата	Результат (подтверждающий документ)
-------	---------------------	------	-------------------------------------

			документ)
6	Оценка эффективности полученных результатов	10.04.2019- 11.04.2019	Отчет о результатах НТИ
7	Определение целесообразности проведения ОКР	12.04.2019- 13.04.2019	Отчет о результатах НТИ
8	Составление пояснительной записки	14.04.2019- 25.04.2019	Отчет
9	Подготовка к защите дипломной работы	26.04.2019 - 9.06.2019	Презентация, раздаточный материал
10	Защита дипломной работы	10.06.2019	Готовая магистерская диссертация

### 4.3.3 План проекта

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный график проекта (табл. 4.8).

Таблица 4.8 – Календарный план проекта

Код работы (из ИСР)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Составление и утверждение технического задания	4	25.02.2019	28.02.2019	Кузьменко Е.А.
2	Выбор направления исследований	1	1.03.2019	1.03.2019	Кузьменко Е.А., Боговой А.А.
3	Календарное планирование работ по теме	4	2.03.2019	5.03.2019	Кузьменко Е.А.
4	Изучение литературы	21	6.03.2019	26.03.2019	Боговой А.А.
5	Экспериментальная часть	14	27.03.2019	9.04.2019	Боговой А.А.
6	Оценка эффективности полученных результатов	2	10.04.2019	11.04.2019	Кузьменко Е.А., Боговой А.А.
7	Определение целесообразности проведения ОКР	2	12.04.2019	13.04.2019	Кузьменко Е.А.

Продолжение таблицы 4.8

Код	Название	Длительность,	Дата	Дата	Состав
-----	----------	---------------	------	------	--------

работы (из ИСП)		дни	начала работ	окончания работ	участников (ФИО ответственных исполнителей)
8	Составление пояснительной записки	14	14.04.2019	25.04.2019	Боговой А.А.
9	Подготовка к защите дипломной работы	45	26.04.2019	9.06.2019	Кузьменко Е.А., Боговой А.А.
10	Защита дипломной работы	1	10.06.2019	10.06.2019	Боговой А.А.
<b>ИТОГО:</b>		<b>108</b>			

На основе таблицы 4.8 строим календарный план-график (табл. 4.9).

Таблица 4.9 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

№	Вид работ	Исполни- тели	$T_{ki}$ дн.	Продолжительность выполнения работ													
				февр аль		март			апрель			май			июнь		
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
1	Составление и утверждение технического задания	Руко- водитель	4		▨												
2	Выбор направления исследований	Руково- дитель, магистр	1			▨											
3	Календарное планирование работ по теме	Руково- дитель	4			▨											
4	Изучение литературы	Магистр	21					■									
5	Экспериментальн ая часть	Магистр	14						■								
6	Оценка эффективности полученных результатов	Руко- водитель, магистр	2							▨							



Таблица 4.10 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование	Ед. измерения	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Бумага	пачка	2	250	500
Ручка	шт	2	50	100
Картридж для принтера	шт	1	590	590
Тетрадь для записей	шт	2	40	80
Транспортно-заготовительные расходы (3-5%)				65
<b>ИТОГО:</b>				<b>1335</b>

### **Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ**

Таблица 4.11 – Затраты на оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Количество единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
1	Персональный компьютер	1	25	25
2	ПО Microsoft Office	2	5,0	10
3	Лицензия на программный пакет Pascal	1	27	27
4	Амортизационные отчисления	1	8	8
<b>ИТОГО :</b>				<b>70</b>

### **Основная заработная плата исполнителей темы**

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

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

Основная заработная плата ( $Z_{осн}$ ) руководителя рассчитывается по следующей формуле (4.3):

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p = 1813,2 \cdot 58 = 105165,6 \text{ руб (4.3)}$$

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

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле (4.4):

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = \frac{43763,2 \cdot 10,4}{251} = 1813,2 \text{ руб (4.4)}$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

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

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени, раб. дн.

(табл.4.12).

Таблица 4.12 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	44	48
- праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени		
- отпуск	56	28
- невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	251	275

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	Разряд	$Z_b$ , руб	$k_p$	$Z_m$ , руб	$Z_{\text{дн}}$ , руб.	$T_p$ , раб.дн.	$Z_{\text{осн}}$ , руб.
Руководитель	доцент	33664	1,3	43763,2	1813,2	58	105165,6
Исполнитель	инженер	11792,64	1,3	15330,4	579,7	98	56815,7
ИТОГО :							161981,3

#### 4.3.5 Дополнительная заработная плата научно-производственного персонала

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и

общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле (4.5):

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} \quad (4.5)$$

где  $k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12-0,15).

Таблица 4.14 – Заработная плата исполнителей НП

Исполнители	Заработная плата			
	Основная, $Z_{\text{осн}}$ ,руб.	$k_{\text{доп}}$	Дополнительная, $Z_{\text{доп}}$ ,руб	Итоговая зарплата, $S_{\text{зп}}$ ,руб
Руководитель	105165,6	0,15	15774,84	120940,44
Исполнитель	56815,7		8522,35	65338,05
ИТОГО:	161981,3		24297,19	186278,49

Расчеты показали, что годовая заработная плата за время выполнения проекта составляет 186278,49 руб.

#### 4.3.6 Отчисления на социальные нужды

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы (4.6):

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 186278,49 \cdot 0,271 = 50481,47 \text{ руб} \quad (4.6)$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды, равный 27,1%.

#### 4.3.7 Накладные расходы

Накладные расходы составляют 80-100 % от суммы основной и дополнительной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы (4.7):

$$C_{\text{накл}} = k_{\text{накл}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 186278,49 \cdot 0,8 = 149022,79 \text{ руб} \quad (4.7)$$

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

### **4.3.8 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта**

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 4.15.

Таблица 4.15 – Расчет бюджета затрат НИИ

<b>№</b>	<b>Наименование статьи</b>	<b>Сумма, руб.</b>	<b>Примечание</b>
1	Материальные затраты	1335	Пункт 4.3.4.1
2	Затраты на оборудование	70000	Пункт 4.3.4.2
3	Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	161981,3	Пункт 4.3.4.3
4	Затраты по дополнительной заработной плате научно-производственного персонала	186278,49	Пункт 4.3.5
5	Отчисления на социальные нужды	50481,47	Пункт 4.3.6
6	Накладные расходы	149022,79	Пункт 4.3.7
7	Бюджет затрат НИИ	619099,05	Сумма ст. 1-6

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

### **4.4.1 Оценка сравнительной эффективности исследования**

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования, нахождение которого связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности [24].

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех вариантов исполнения научного исследования и определяется как (4.8):

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп } i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (4.8)$$

где  $I_{\text{финр}}^{\text{исп } i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

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

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

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно рассчитать по формуле (4.9), результаты приведены в таблице 4.16:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i \quad (4.9)$$

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

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

$b^a_i, b^p_i$  – бальная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки.

Таблица 4.16 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Адекватность разработки	0,30	5	4	5
2. Унифицированность	0,20	4	4	4
3. Простота применения	0,26	5	5	4
4. Универсальность	0,24	3	3	3
ИТОГО	1	4,32	4,02	4,06

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки определяется по формуле (4.10):

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_m^p}{I_\phi^p}, \rightarrow I_{\text{финр}}^a = \frac{I_m^a}{I_\phi^a} \quad (4.10)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта (табл.4.17), которая рассчитывается по формуле (4.11):

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^a} \quad (4.11)$$

Таблица 4.17 – Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,99	0,99
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,32	4,02	4,06
3	Интегральный показатель эффективности	4,32	4,06	4,10
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,94	0,95

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

## **5 Социальная ответственность**

### **ВВЕДЕНИЕ**

Развитие нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности напрямую связано с совершенствованием технологии нефтепереработки, разработкой и оптимизацией существующих процессов, обеспечивающих улучшение технико-экономических показателей и качества нефтепродуктов. Основными этапами при промысловой подготовке нефти являются процессы обезвоживания и обессоливания, которые осуществляются в результате разрушения водонефтяной эмульсии, в основном, с использованием термохимических методов [25].

Подготовка нефти осуществляется в аппаратах, работающих под избыточным давлением на установке подготовки нефти (УПН).

Газожидкостная смесь после узлов учета нефти (УУН) поступает в трехфазные сепараторы (ТФС). Перед входом в сепараторы предусмотрена подача деэмульгатора.

Добавление деэмульгатора в сырую нефть дает возможность разрушить слои природных стабилизаторов нефтяной эмульсии, входящих в состав защитных оболочек глобул воды и способствует их переводу с границы раздела фаз в объем.

После предварительного обезвоживания, нефть поступает в печи (ПТБ) для подогрева нефти.

Горячая нефть после ПТБ поступает в сепараторы концевой ступени сепарации, где происходит полное разгазирование. Далее нефть поступает в электродигидраторы (ЭДГ), где формируется высокое напряжение, за счет которого происходит коалесценция (укрупнение) частиц, а также обессоливание нефти.

После обезвоживания и обессоливания, нефть перекачивается насосами внутренней перекачки (НВП) в резервуарный парк.

Аппараты находятся на открытых площадках. Наблюдение за процессом ведется операторами при помощи центрального пульта управления (ЦПУ), а также с периодическим обходом оборудования.

## 5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

На тяжелых и физических работах с вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) условиями труда запрещается применение труда женщин [27].

При выполнении научно-исследовательской работы необходимо следовать требованиям ТК РФ. Согласно источнику [26], необходимо проводить обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические медицинские осмотры (обследования) работников, занятых на тяжелых работах и на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.

Необходимо руководствоваться источником [29], если работа предполагает использование некоторых мер предосторожности и средства индивидуальной защиты.

Во избежание несчастных случаев следует проводить обучение и проверять знания работников [28].

## 5.2 Производственная безопасность

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы по ГОСТ 12.0.003-74

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Газы (бензол, толуол, монооксид углерода, водород)	-	-	+	ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны»
2. Производственная пыль	-	+	+	

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовле ние	Эксплуата ция	
3. Работы на открытом воздухе	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений и на открытом воздухе.
4. Электромагнитное излучение	+	+	+	СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96. Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона (ЭМИ РЧ). Санитарные правила и нормы СанПиН 2.2.2.542-96 Гигиенические требования к видео дисплейным терминалам, персональным электронно-вычислительным машинам и организации работ
5. Шум	-	-	+	ГОСТ 12.0.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
6. Вибрация	-	-	+	СанПиН 2.2.4.3359-16. Шум. Вибрация. Инфразвук. Ультразвук
7. Электробезопасность	+	+	+	ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
8. Пожаробезопасность	+	+	+	22.07.2013 г. №123 – ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности

### 5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

#### Химические вещества

Нефть и нефтепродукты представляет собой темную, горючую жидкость со специфическим запахом. Цвет и запах нефти обуславливается присутствием азотсодержащими, серосодержащими и кислородсодержащими компонентами.

Нефть и нефтепродукты содержат легкоиспаряющиеся вещества, опасные для здоровья и жизни человека такие как метанол, этанол. Различного вида присадки, вызывающие отравление или головокружение. Производственная пыль состоит из частиц твердого вещества, взвешенного в воздухе. По

происхождению она может быть естественной и искусственной, минеральной и органической. Промышленная пыль, характер которой зависит от ее состава, наиболее часто бывает причиной возникновения заболеваний. Чем мельче пылевые частицы, тем дольше они находятся во взвешенном состоянии, проникая в мельчайшие поры кожи, бронхи и альвеолы.

Нефть относится, по степени воздействия на организм человека, к 3-му классу опасности в соответствии ГОСТ 12.1.007-76 [31].

Класс опасности вредных веществ устанавливаются в зависимости от норм и показателей, указанных в таблице 5.2 [28].

Таблица 5.2 – Класс опасности вредных веществ по ГОСТ 12.1.007 -76

Наименование показателей	Норма для класса опасности			
	1	2	3	4
Предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, мг/м <sup>3</sup>	Менее 0,1	0,1–1	1,1–10	Более 10
Средняя смертельная доза при введении в желудок, мг/кг	Менее 15	15–150	151–5000	Более 5000
Средняя смертельная доза при нанесении на кожу, мг/кг	Менее 100	100–500	501–2500	Более 2500
Средняя смертельная концентрация в воздухе, мг/м <sup>3</sup>	Менее 500	500–5000	5001–500000	Более 50000
Коэффициент возможности ингаляционного отравления (КВИО)	Более 300	300–30	29–3	Менее 3
Зона острого действия	Менее 6	6–18	18,1–54	Более 54
Зона хронического действия	Более 10	10–5	4,9–2,5	Менее 2,5

Хранение нефти и её эксплуатация происходит в стальных вертикальных резервуарах (перед каждой транспортировкой нефть проверяется на фракционный состав и на остаточную обводненность, также ей присваивается свой класс и в дальнейшем направляется у нужного потребителя). Так же установка подготовки нефти оснащена сигнализирующими средствами для оповещения о содержании нежелательных примесей в нефти либо её перегрева.

Так же для отвода лишнего газа, который изначально содержится в нефти, производится демонтаж специального штуцера которой отводит газ на факел, в котором газ сжигается, а газ более тяжелых фракций, который можно использовать проходит дальнейшую очистку.

Нефть и нефтепродукты при перекачке и отборе проб относится к 3-му классу опасности, ПДК аэрозоля нефти в воздухе рабочей зоны не более 10 мг/м<sup>3</sup> [21].

При хранении нефть относится к 4-му классу опасности с ПДК по алифатическим предельным углеводородам C<sub>1</sub> – C<sub>10</sub> не более 300 мг/м<sup>3</sup> [27].

### Недостаточное производственное освещение

Для нормализации визуальной обстановки в рабочих помещениях и открытых площадках устанавливают освещение которые представляют собой осветительные проемы, фонари, прожекторы, защитные устройства (табл. 5.3) [28].

Таблица 5.3 – Нормы освещенности рабочих мест по ГОСТ Р 55710-2013

Наименование помещений, зрительной работы и вида деятельности	E <sub>экс</sub> , лк	U <sub>0</sub> , не менее	R, не более	R <sub>a</sub> , не менее	K <sub>п</sub> ,%, не более
Производственные процессы с дистанционным управлением.	50	0,4	-	20	-
Процессы с частичным применением ручного труда.	150		28	40	
Постоянная ручная работа на производственных установках.	300	0,6	22	80	20
Открытая местность	500		16		10

При правильно организованном освещении рабочего места обеспечивается сохранность зрения человека и нормальное состояние его нервной системы, а также безопасность в процессе производства и быстрое реагирование на нарушения работы производства. Различают следующие виды производственного освещения: естественное, искусственное и совмещенное, а также освещение открытой рабочей зоны.

## **Повышенный уровень шума на производстве**

Основным источником шума является насосная внутренней перекачки (НВП), насосная магистральной перекачки (НМП), площадка печей трубчатых блочных (ПТБ).

Нормирующими характеристиками постоянного шума на рабочих местах являются уровни звуковых давлений в октановых полосах 78 дБА со среднегеометрическими частотами 500 Гц. А нормирующий уровень 80 дБА. Следовательно, уровень шума соответствует ГОСТ 12.1.003-83 [28].

## **Повышенный уровень вибрации на производстве**

Тип вибрации в основном общая постоянная, так как все аппараты работают сообща в режиме полного дня и без остановок. Вибрация является всенаправленной во всех направлениях и осях. При частоте колебаний рабочих мест, близкой к собственным частотам внутренних органов, возможны механические повреждения или даже разрывы. Систематическое воздействие общих вибраций, характеризующихся высоким уровнем виброскорости, приводит к вибрационной болезни, которая характеризуется нарушениями физиологических функций организма, связанными с поражением центральной нервной системы. Эти нарушения вызывают головные боли, головокружения, нарушения сна, снижение работоспособности, ухудшение самочувствия, нарушения сердечной деятельности. Местная вибрация малой интенсивности может благоприятно воздействовать на организм человека, восстанавливать трофические изменения, улучшать функциональное состояние центральной нервной системы, ускорять заживление ран и т. п.

## **Электробезопасность**

Источниками электрической опасности являются:

- оголенные части проводов или отсутствие изоляции;
- отсутствие заземления;
- замыкания;
- статическое напряжение.

От токоведущих частей электроустановок человека защищают изолирующие защитные средства. Они подразделяются на основные и дополнительные. Основными изолирующими средствами защиты разрешается прикасаться к токоведущим частям электроустановок, имеющих рабочее напряжение до 1000 Вольт. В первую очередь, к таким защитным средствам относится слесарно-монтажный инструмент, снабженный изолирующими рукоятками – плоскогубцы, ножи, отвертки и т.п.

Для контроля предельно допустимых значений напряжений прикосновения и токов измерять напряжения и токи в местах, где может произойти замыкание электрической цепи через тело человека. Класс точности измерительных приборов должен составлять не ниже 2,5.

### **Пожарная безопасность**

Площадка печей ПТБ относится к взрывопожароопасным объектам. Это связано с тем, что в качестве топлива для печей ПТБ используется попутный нефтяной газ.

Причины возникновения пожаровзрывоопасной ситуации (табл. 5.4):

- разгерметизация трубопроводов в местах соединения;
- проведение огневых работ без первичных средств пожаротушения;
- разгерметизация оборудования с возгоранием;
- большое количество резервуаров, емкостей и аппаратов, в которых имеются пожароопасные продукты под высоким давлением и высокой температуре, разветвленная сеть технологических трубопроводов с многочисленной запорно-пусковой и регулирующей арматурой и контрольно-измерительными приборами;
- высокая теплота сгорания веществ и материалов [27].

Таблица 5.4 – Доля каждой причины в общем числе аварий

Причины аварийной ситуации	Доля от общего числа аварий, %
Пожары, вспышки, загорания	58,5
Аварийная загазованность	17,9
Взрывы и хлопки	15,1
Прочие	8,5

В свою очередь, пожары, взрывы и аварийная загазованность могут быть следствием возникновения следующих аварийных ситуаций:

- использование неисправного оборудования;
- нарушение технологического режима;
- пуск неисправной технологической линии (аппарата) установки;
- нарушение правил ремонтных работ;
- несоблюдение правил останова технологической установки [29].

### **Сосуды, работающие под давлением**

В соответствии с ПБ 10-115-96 к сосудам, работающим под давлением, относят герметически закрытые емкости для ведения технологических процессов, а также для хранения и перевозки сжатых, сжиженных и растворенных газов и жидкостей под давлением.

Опасность заключается в том, что при повышении давления сосуды могут создать взрыв, что повлечет за собой немедленную работу сигнализации и остановку установки.

### **5.2.2 Мероприятия по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя**

#### **Шум**

Несмотря на уровень шума, находящийся в пределах нормативных показаний, рекомендуется в качестве дополнительной профилактики предотвращения его пагубного влияния на органы слуха выдавать исследователям и наблюдателям средства индивидуальной защиты – наушники.

Основные организационные мероприятия по борьбе с шумом следующие:

- размещения оборудования, являющегося источником шума, в отдельных помещениях;
- расположение цехов с повышенным уровнем шума в отделении от малошумных помещений;

- применение индивидуальных средств защиты от шума и вибрации, проведение санитарно-профилактических мероприятий для рабочих, занятых на вибро-акустически активном оборудовании [29].

### **Вибрация**

Методы снижения воздействия вибрации на человека. Для снижения воздействия вибрирующих машин и оборудования на организм человека применяются следующие меры и средства:

- замена инструмента или оборудования с вибрирующими рабочими органами на невибрирующие в процессах, где это возможно (например, замена электромеханических кассовых машин на электронные);

- применение виброизоляции вибрирующих машин относительно основания (например, применение рессор, резиновых прокладок, пружин, амортизаторов);

- использование дистанционного управления в технологических процессах (например, использование телекоммуникаций для управления вибротранспортером из соседнего помещения);

- использование автоматики в технологических процессах, где работают вибрирующие машины (например, управление по заданной программе);

- использование ручного инструмента с виброзащитными рукоятками, специальной обуви и перчаток [27].

Помимо технических средств и методов для снижения воздействия вибрации на человека необходимо проводить гигиенические и лечебно-профилактические мероприятия.

К работе с вибрирующими машинами и оборудованием допускаются лица не моложе 18 лет, получившие соответствующую квалификацию, сдавшие технический минимум по правилам безопасности и прошедшие медицинский осмотр. Работа с вибрирующим оборудованием, как правило, должна проводиться в отапливаемых помещениях с температурой воздуха не менее 16°C, при влажности 40-60% и скорости движения воздуха не более 0,3 м/с.

При невозможности создания подобных условий (работа на открытом воздухе, подземные работы и т. п.) для периодического обогрева должны быть предусмотрены специальные отапливаемые помещения температурой воздуха не менее 22°C, относительной влажностью 40-60% и скоростью движения воздуха 0,3 м/с.

Для повышения защитных свойств организма, работоспособности и трудовой активности следует использовать специальные комплексы производственной гимнастики, витаминпрофилактику (2 раза в год комплекс витаминов В, С, никотиновая кислота), спецпитание. Целесообразно также проводить в середине или в конце рабочего дня 5-10-минутные гидропроцедуры, сочетающие ванночки при температуре воды 38°C и самомассаж верхних конечностей [29].

### **Электробезопасность**

Электробезопасность работающего персонала и посторонних лиц должна обеспечиваться выполнением следующих мероприятий:

1. Соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей;
2. Изоляция токопроводимых частей;
3. Применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
4. Использование предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;
5. Применение устройств для снижения напряженности электрических и магнитных полей до допустимых значений;
6. Использование средств защиты и приспособлений.

Все помещения должны соответствовать требованиям электробезопасности при работе с электроустановками по ГОСТ 12.1.019-79.

1. Все электрооборудование с напряжением свыше 36 В, а также оборудование и механизмы, которые могут оказаться под напряжением, должны быть надежно заземлены.

2. Для отключения электросетей на вводах должны быть рубильники или другие доступные устройства. Отключение всей сети, за исключением дежурного освещения производится общим рубильником.

В целях предотвращения электротравматизма запрещается:

1. работать на неисправных электрических приборах и установках;
2. перегружать электросеть;
3. переносить и оставлять без надзора включенные электроприборы;
4. работать вблизи открытых частей электроустановок, прикасаться к ним;
5. загромождать подходы к электрическим устройствам.
6. запрещается прикасаться к корпусу поврежденного прибора или токоведущим частям с нарушенной изоляцией и одновременно к заземленному оборудованию [26].

### **Пожаро-профилактические мероприятия**

На основании анализа пожарной опасности технологического процесса, с учетом режимов работы технологического оборудования проведем пожаро-профилактические мероприятия (табл. 5.5).

Таблица 5.5 – Пожаро-профилактические мероприятия

Наименование технического оборудования	Пожара-профилактические мероприятия
<p style="text-align: center;">Сепараторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- защита аппаратов от перепада давления;</li> <li>- контроль температуры;</li> <li>- контроль уровня внутри аппарата;</li> </ul>	<p style="text-align: center;">Устанавливаются предохранительные клапана (ПК);</p> <p style="text-align: center;">Контроль температуры среды в аппарате.</p> <p style="text-align: center;">Предусмотрен контроль уровня внутри аппарата.</p>
<p>Резервуары вертикальные стальные (РВС):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- оборудованы аварийным сливом;</li> <li>- контроль уровня нефтепродуктов;</li> </ul>	<p style="text-align: center;">Оборудуются сигнализацией по верхнему и нижнему пределу.</p>
<p style="text-align: center;">Печи ПТБ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- контроль температуры нефти на входе и выходе;</li> <li>- контроль давления топливного газа;</li> <li>- контроль давления воздуха на горелки;</li> <li>- контроль температуры дымовых газов на выходе из печи;</li> <li>- контроль пламени на горелках печи;</li> </ul>	<p style="text-align: center;">Установка приборов КИПиА;</p> <p style="text-align: center;">Требуется контроль температуры по максимальному и минимальному пределу;</p> <p style="text-align: center;">Требуется контроль давления по максимальному и минимальному пределу;</p>

## **Безопасная эксплуатация сосудов под давлением**

Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, распространяются на сосуды, работающие под давлением более 0,7 кг/см<sup>2</sup>.

Сосуды, работающие под избыточным давлением, подлежат техническому освидетельствованию (наружному внутреннему осмотру каждые 2 года и гидравлическому испытанию раз в 8 лет).

На каждый сосуд, работающий под давлением, на видном месте должна быть прикреплена металлическая пластина с нанесёнными клеймами следующих паспортных данных:

- наименование или обозначение сосуда;
- рабочее давление, МПа (кг/см<sup>2</sup>);
- расчётное давление, МПа (кг/см<sup>2</sup>);
- давление при гидроиспытании, МПа (кг/см<sup>2</sup>);
- допустимая максимальная и (или) минимальная рабочая температура стенки, °С.

Для управления работой и обеспечения безопасных условий эксплуатации сосуда должны быть оборудованы приборами контроля давления и температуры среды, предохранительными клапанами, запорной арматурой.

### **Мероприятия, направленные на работу с вредными веществами**

Нефть и нефтепродукты содержат легкоиспаряющиеся вещества, опасные для здоровья и жизни человека, а также азотсодержащие, серосодержащие и кислородсодержащими компоненты.

Контакт с нефтью вызывает сухость кожи, пигментацию или стойкую эритему, приводит к образованию угрей, бородавок на открытых частях тела.

Острые отравления парами нефти вызывают повышение возбудимости центральной нервной системы, снижение кровяного давления и обоняния [19].

Таким образом, можно сделать вывод, что соблюдение всех норм по организации и проведению исследования, применение средств индивидуальной

защиты и надлежащий контроль над оборудованием исключают возможность пагубного влияния на исследователя вредных веществ.

Предлагаемые средства защиты:

При работе с нефтью и нефтепродуктами применяют средства индивидуальной защиты по ГОСТ 12.4.011, ГОСТ 12.4.103, ГОСТ 12.4.111, ГОСТ 12.4.112.

Для индивидуальной защиты в местах с концентрацией паров нефти, превышающей ПДК, применяют противогазы марки БКФ, шланговые противогазы марки ПШ-1 или аналогичные в соответствии с ГОСТ 12.4.034.

Для защиты кожи рук применяют защитные рукавицы, мази и пасты по ГОСТ 12.4.068.

Для защиты глаз использовать очки типа ЭП2-80.

Для коллективной защиты от воздействия паров нефти помещения, в которых проводят работы, должны быть снабжены приточно-вытяжной вентиляцией с механическим побуждением, отвечающей требованиям ГОСТ 12.4.021. В местах возможного выделения химических веществ в воздух рабочей зоны должны быть оборудованы местные вытяжные устройства [30].

### **5.3 Экологическая безопасность**

Подготовка нефти — это многостадийный процесс, который включает в себя обезвоживание и обессоливание нефти.

Подготовка нефти не является безотходным процессом. При подготовке нефти так же возможны выбросы в атмосферу. Экология подготовки нефти включает в себя проблемы загрязнения атмосферы, гидросферы и литосферы.

Для промышленных объектов и производств, сооружений, являющихся источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека, устанавливаются следующие ориентировочные размеры санитарно-защитных зон:

- промышленный объект четвертого класса – 100 м.

Так же в таблице 5.6 представлены рекомендуемые минимальные расстояния от магистральных трубопроводов для транспортирования нефти [31].

Таблица 5.6 – Рекомендуемые минимальные расстояния от магистральных трубопроводов для транспортирования нефти по СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03

Элементы застройки	Расстояние в м при диаметре труб, мм			
	До 300	300-600	600-1000	1000-1400
Города и поселки	75	100	150	200
Отдельные малоэтажные жилища	50	50	75	100
Гидротехнические сооружения	300	300	300	300
Водозаборы	3000	3000	3000	3000

Воздействие объекта на атмосферу:

Основные источники загрязнения при подготовке нефти это выбросы вредных веществ в атмосферу с факела. При сжигании попутного нефтяного газа на факелах высокого и низкого давления в атмосферу выбрасывается большое количество загрязняющих веществ (табл. 5.7) [32]:

- диоксид азота;
- углерод черный (сажа);
- оксид углерода;
- метан;
- бензапирен.

Таблица 5.7 – Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест по ГН 2.1.6.1338-03

Наименование вещества	Формула	Величина ПДК, мг/м <sup>3</sup>		Класс опасности
		Максимально разовое	Средне суточное	
Безол	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub>	0,3	0,1	2
Хлор	Cl <sub>2</sub>	0,1	0,03	2
Оксид углерода	CO	5	3	4
Свинец	Pb	0,001	0,0003	1
Диоксид серы	SO <sub>2</sub>	0,5	0,1	3
Диоксины	C <sub>12</sub> H <sub>14</sub> C <sub>14</sub> O <sub>2</sub>	-	0,5	1
Оксид азота	NO <sub>2</sub>	0,085	0,04	2

Воздействие объекта на гидросферу: загрязненные стоки на установке подготовки нефти (УПН) перегонки а образуются за счет конденсации насыщенного водяного пара, используемого для пропарки оборудования, либо при отгрузке нефти [36].

Для предотвращения попадания вредных веществ в водоемы за пределы производственной площадки, предусмотрено:

- обвалование площадок, где возможен разлив продукта;
- дренажные емкости для сбора возможных разливов продукта и загрязнения при этом дождевых и талых вод и последующем отведением их в систему ППД для совместного использования в технологическом процессе.

Сточные воды канализации проходят механическую очистку и доочистку на биологических очистных сооружениях завода [33].

Воздействие объекта на литосферу:

На предприятии только в процессе глубокого обессоливания и обезвоживания нефти выделяется около 26-30 т твердых солей и механических примесей, содержащих в своем составе до 35% смеси углеводородов и 35-60% воды.

Таким образом, нефтеперерабатывающее предприятие "вырабатывают" более 100 т в сутки твердых, нефтесодержащих и пожароопасных отходов [34].

Таблица 5.8 – Утилизация твердых отходов [29]

Наименование отхода	Место складирования, транспортировка	Периодичность образования	Место захоронения, утилизация
Нефтешлам	Специально оборудованная площадка с контейнерами для сбора отходов.	Постоянно. Чистка и вывоз шлама с установки в период ремонта и чистки оборудования	Вывоз на специально отведенное место для захоронения.

Наименование отхода	Место складирования, транспортировка	Периодичность образования	Место захоронения, утилизация
Люминесцентные ртутьсодержащие трубки отработанные и брак	В закрытой таре отдельно (тара завода – изготовителя)	Периодически	Отходы передают на пункт приема ртутьсодержащих отходов в п.Пионерном ООО «ТКС», с последующей передачей ООО «ТРАССИБ» на демеркуризацию (обезвреживание)
Прочие отходы нефтепродуктов, продуктов переработки нефти, угля, газа, горючих сланцев и торфа (Грунт, загрязненный нефтепродуктами)	Места накопления отсутствуют	Периодически	Накопление не осуществляется. Сразу после образования вывозится для обезвреживания на шламонакопитель ВГНМ ООО «ССЭ»
Мусор от бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) *	В закрытой таре в смеси (контейнер V=0.7м <sup>3</sup> , 3 шт.)	1 неделя	Накопление осуществляется в металлических контейнерах. По мере накопления вывозятся для захоронения на полигон ТБО ВГНМ

#### 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Данное производство по подготовке нефти является объектом техногенной опасности, т.е. объектом, на котором хранят, перерабатывают, используют или транспортируют опасные химические вещества, при аварии на котором или при разрушении которого может произойти гибель или химическое заражение людей, растений, а также химическое заражение окружающей среды. В состав предприятия по подготовки нефти входят как площадочные опасные производственные объекты (насосы, емкости, резервуары, печи, сепараторы, электродигидраторы), так и линейные (различные трубопроводы). Возможны различные аварийные ситуаций:

разгерметизация оборудования, трубопроводов, пожары как следствие взрывов [35].

В таблице 5.9 приведены возможные аварийные ситуации и способы устранения.

Таблица 5.9 – Возможные виды аварийного состояния производства и способы их устранения [29]

Возможные производственные аварийные ситуации	Причины возникновения производственных аварийных ситуаций	Действия персонала по предупреждению и устранению производственных аварийных ситуаций
Взрывы, пожары, разгерметизация трубопровода	Несоблюдение режима ведения процесса, разгерметизация оборудования и трубопроводов, разлив взрыво-пожароопасных веществ	1. Необходимо вызвать пожарную охрану и бригаду скорой помощи; 2. Включение звуковой аварийной сигнализации.
		3. Перекрыть подачу теплоносителей. Прекратить подачу сырья.
		4. Сброс давления на факел.
		5. Остановка остального оборудования.
Протечки в запорно-регулирующей арматуре или в аппаратах	Разгерметизация запорно-регулирующей арматуры или аппаратов	1. Сообщить начальнику цеха или мастеру установки; 2. Ликвидация протечек с остановкой оборудования (если не возможно устранить по другому)
		3. Ликвидировать протечки без остановки оборудования.
Сбой системы электроснабжения	Неполадки в системе электроснабжения	Сообщить начальнику цеха или мастеру установки; Перекрыть подачу топлива к горелкам печей.
		Подать пар на паровую завесу печей.
		Проконтролировать отключение всего насосно-компрессорного оборудования.
Увеличение содержания нефтепродуктов в подтоварной воде	1. Низкий уровень раздела фаз	1. Поднять уровень раздела фаз в соответствии с НТР; 2. Проверить работу регуляторов уровня LCV-402 в аппарате.

Возможные производственные аварийные ситуации	Причины возникновения производственных аварийных ситуаций	Действия персонала по предупреждению и устранению производственных аварийных ситуаций
Унос нефти на УОГ	1 Превышение уровня нефти аппарате Т-400	1. Отрегулировать уровень нефти в аппарате Т-400 в соответствии с НТР. 2. Проверить работу отсечного клапана РСВ- 401
Повышенная вибрация насоса	1. Неправильная центровка электродвигателя с насосом	1.1. Отцентрировать насос
Давление на приеме насоса ниже нормы	1.Нарушение режима сепарации; 2. Засорен фильтр входного трубопровода; 3. Неисправность или неполное открытие задвижки;	1. Отрегулировать режим сепарации; 2. Очистить сетку; 3.Открыть задвижку, отремонтировать задвижку;

Здания, сооружения, помещения, технологические установки должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения:

- огнетушителями ;
- ящиками с песком ;
- асбестовым полотном;
- грубошерстной тканью;
- войлоком (кошмой) ;
- пожарными ведрами ;
- совковыми лопатами;
- штыковыми лопатами ;
- пожарным инструментом (крюками, ломami, топорами и т.п.).

Все эти средства используются для локализации и ликвидации пожаров в начальной стадии их развития [37].

Таблица 5.10 – Наиболее распространённые факторы

<p>1. Производственная безопасность  1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:  1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p>	<p>1.1 Вредные факторы: пыль, газы (толуол, бензол, монооксид углерода, водород), шум, вибрация, микроклимат.  1.2 Опасные факторы: пожар, поражение электрическим током, химические вещества, сосуды под давлением</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p>	<p>- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы) – присутствуют;  - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы) - присутствуют;  - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы) – присутствуют.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Наиболее вероятное ЧС, которое может произойти – пожар</p>

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения данного исследования были рассмотрены теоретические аспекты процесса обезвоживания нефти: механизм протекания процесса, технологические основы, влияние технологических параметров. Рассмотрены конструктивные особенности аппаратов, предназначенных для обезвоживания нефти. В работе представлен пример типовой технологической схемы УПН. Рассмотрены модели обезвоживания нефти, методики расчета остаточного содержания воды.

Выполнен анализ конструктивных особенностей и основных характеристик типового оборудования, используемого на установках первичной подготовке нефти для проведения процесса обезвоживания, на основе которого подготовлены исходные данные для моделирования этого процесса. Для моделирования процесса промысловой подготовки нефти были выбраны два вида типового оборудования, отличающегося по конструктивным особенностям и режимам работы – ТФС и ОВД – 200.

В результате проведенных исследований по моделированию процесса отстаивания нефти при промысловой подготовке в аппаратах ТФС и ОВД-200 были получены данные по остаточной обводненности нефти на выходе из аппарата при варьировании технологических параметров. На основании полученных результатов можно сделать следующие выводы:

- модель процесса чувствительна к варьируемым параметрам и позволяет получить результат, согласующийся с экспериментальными и полученными с промышленных установок

- исследовано влияние свойств нефти на стойкость образующихся на их основе водонефтяных эмульсий и соответственно на процесс их обезвоживания. Модель логномального распределения капель воды в эмульсии позволила определить, что в эмульсии на основе нефти 3 преобладают капли меньшего диаметра по сравнению с эмульсиями других нефтей, порядка 85 мкм, в эмульсии на основе нефти 1 преобладают капли среднего диаметра, - порядка 90 мкм, и в эмульсии на основе нефти 2 преобладают капли

наибольшего диаметра, -порядка 95 мкм. Согласно данному ряду эмульсия, соответствующая нефти 3 наиболее стойкая, нефти 1 –средняя, и нефти 2 менее стойкая. Во всех исследованиях соблюдается данная закономерность.

- при увеличении обводненности водонефтяной эмульсии на входе в аппарат возрастает остаточная обводненность нефти, поэтому при повышенных обводненностях нужно снижать нагрузку на аппарат, либо использовать дополнительные единицы отстойного оборудования

- исследовано влияние расхода входного потока на остаточную обводненность подготавливаемой нефти. С уменьшением расхода остаточная обводненность уменьшается. В зависимости от свойств нефти, расход эмульсии на входе в одних и тех же аппаратах по-разному влияет на процесс обезвоживания. Наиболее существенное влияние расход оказывает на остаточную обводненность нефти 1 и нефти 2. Для каждого типа нефти с различной входной обводненностью можно подобрать оптимальное значение расхода эмульсии на входе в аппарат, обеспечивающее товарное качество подготовленной нефти. Например при обводненности эмульсии 20% товарное качество, подготавливаемой в ОВД -200 нефти обеспечивается для нефти 1 – 0,32% масс., для нефти 3 – 0,44% масс., при расходе 140 т/час для нефти 2 – 0.5% масс., при расходе 160 т/час.

- изучено влияние температуры на процесс обезвоживания для трёх различающихся по свойствам нефтей. Наибольшее влияние температура оказывает на наиболее стойкую нефть 3 при подготовке как в ТФС так и в ОВД-200.

Так же можно подчеркнуть, что процесс обезвоживания в ОВД-200 идёт наиболее успешно, так как значение остаточной обводненности по сравнению с ТФС для всех нефтей меньше.

### Список публикаций студента

1. Боговой А.А., Ефимова Е.Г. Моделирование процесса обезвоживания нефти с учетом дисперсного состава водонефтяной эмульсии. // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – 2017.

2. Ефимова Е.Г., Боговой А.А. Моделирование процесса каплеобразования при промысловой подготовке нефти. // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – 2017.

## Список используемых источников

1. Моделирование процессов отстаивания нефти [Электронный ресурс]. - URL: <http://neftegaz.ru/science/view/725>
2. Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения / Д.Н. Левченко [и др]. – М. : Изд-во Химия, 2003. – 200 с.
3. Моделирование процессов отстаивания нефти [Электронный ресурс]. - URL: <http://proofoil.ru/Oilrefining/Oilrefining6.html>
4. Оператор обезвоживающей и обессоливающей установки : учеб. пособие / М.И. Самойлова [и др]. – Тюмень : Изд-во ТюмГНГУ, 2010. – 254 с.
5. Тронов В.П. Системы нефтегазосбора и гидродинамика основных технологических процессов / В.П. Тронов. – Казань : Изд-во ФЭН, 2002. – 512 с.
6. Separated Oil Systems [Электронный ресурс]. - URL: <http://www.machineryspaces.com/heavy-fuel-oil-separation.html>
7. Oil separated unit [Электронный ресурс]. - URL: <https://sketchfab.com/3d-models/oil-separation-unit-830898ba76284f7689b2d21869b3196f>
8. Oil and gas [Электронный ресурс]. - URL: <https://www.filtsep.com/oil-and-gas/features/oil-and-gas-separation-processes-in-oil-and-gas/>
9. Production and separation [Электронный ресурс]. - URL: <http://www.ensysyocum.net/software-services/software-solutions/prodsimgospsim/>
10. Delta International Limited [Электронный ресурс]. - URL: <http://deltamyanmar.com/products?start=16>
11. Медведев В.Ф. Сбор и подготовка неустойчивых эмульсий на промыслах / В.Ф. Медведев. – М. : Изд-во Недра, 1987. – 144 с.
12. Синайский Э.Г. Разделение двухфазных многокомпонентных смесей в нефтегазопромысловом оборудовании / Э.Г. Синайский. – М. : Изд-во Недра, 1990. – 272 с.

13. Гусейнов Ч.С. Определение модального размера капель в двухфазном потоке / Ч.С. Гусейнов, А.Ш. Асатурян. – Журнал прикладной химии. – 1977, № 4. – С. 848-853.
14. Гартман Т.Н. Основы компьютерного моделирования химико-технологических процессов : учеб. пособие для вузов / Т.Н. Гартман, Д.В. Клушин. – М. : ИКЦ «Академкнига», 2008. – С. 379.
15. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. – Казань : Изд-во ФЭН. 2000. – 416с.
16. Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений. – М. : Изд-во ФГУП «Нефть и Газ», 2006. – 320 с.
17. Ушева Н.В. Моделирование технологии промышленной подготовки нефти / Н.В. Ушева [и др]. – Томск : Известия Томского политехнического университета. – 2005. – Т.308 – №4. – С. 127-130.
18. Ким С.Ф. Модульный принцип построения математических моделей аппаратов и технологических схем промышленной подготовки нефти / С.Ф. Ким [и др]. – Томск : Нефтепереработка и нефтехимия. – 2013. – №10. – С. 41-44.
19. Лутошкин Г.С. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах : учеб. пособие для вузов. / Г.С. Лутошкин, М.И. Дунюшкин – 3-е изд., стереотипное. – М. : ООО ИД «Альянс», 2007. – 135 с.
20. Разработка формализованной схемы превращений углеводородов и кинетической модели процесса гидродепарафинизации дизельных топлив./ Силко Г.Ю. [и др]. – Томск : Известия Томского политехнического университета. – 2013. – № 3. – С. 129-133.
21. Оптимизация технологического режима установки гидродепарафинизации дизельных топлив методом математического моделирования / Белинская Н.С. [и др]. – Известия высших учебных заведений. Химия и химическая технология. – 2014. – № 11. – С. 90-92.

22. Гаврикова Н.А. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение : учебно-методическое пособие / Н.А. Гаврикова, И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета. – 2014. – 73 с.
23. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы: санитарно-эпидемиологические правила и нормативы СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03: утверждены Главным государственным санитарным врачом Российской Федерации 13 июня 2003 г. № 118 г. Москва [Электронный ресурс]. - URL: [http://www.rosteplo.ru/Npb\\_files/npb\\_shablon.php?id=707](http://www.rosteplo.ru/Npb_files/npb_shablon.php?id=707)
24. Приказ Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от 12 апреля 2011 г. [Электронный ресурс]. - URL: <http://www.rg.ru/2011/10/28/medosmotr-dok.html>
25. Технический регламент от 24 декабря 2009 г. О безопасности средств индивидуальной защиты [Электронный ресурс]. - URL: <http://www.rg.ru/2010/03/30/tehreg-site-dok.html>
26. ГОСТ 12.0.004-2015. Организация обучения безопасности труда. 01.07.1991. – М. : Стандартинформ, – 2010. – 16 с.
27. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
28. ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».
29. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
30. СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96. Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона (ЭМИ РЧ). Санитарные правила и нормы.
31. СанПиН 2.2.2.542-96 Гигиенические требования к видеодисплейным терминалам, персональным электронно-вычислительным машинам и организации работ.
32. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

33. СанПиН 2.2.4.3359-16. Шум. Вибрация. Инфразвук. Ультразвук.
34. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
35. 22.07.2013 г. №123 – ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности
36. ГОСТ 12.4.010-75 "Средства индивидуальной защиты рук от вибрации. Общие технические требования".
37. ГОСТ 12.4.024-76 "Обувь специальная виброзащитная".
38. G. Henrici-Olivé, S. Olivé. Die Fischer-Tropsch-Synthese: Molekulargewichtsverteilung der Primärprodukte and Reaktionsmechanismus // *Angewandte Chemie*. – 1976. – Vol. 88. – Is. 5. – P. 144-150.
39. Wolfgang A. Herrmann. Metallorganische Aspekte der Fischer-Tropsch-Synthese // *Angewandte Chemie*. – 1982. – Vol. 94. – Is. 2. – P. 118-131.
40. L. König, J. Gaube. Fischer-Tropsch-Synthese. Neuere Untersuchungen und Entwicklungen // *Chemie Ingenieur Technik*. – 1983. – Vol. 55. – Is. 1. – P. 14-22.
41. R. Güttel, U. Kunz, T. Turek. Reaktoren für die Fischer-Tropsch-Synthese // *Chemie Ingenieur Technik*. – 2007. – Vol. 79. – Is. 5. – P. 531-543.
42. R.B. Anderson, L.J.E. Hofer, H.H. Storch. Der Reaktionsmechanismus der Fischer-Tropsch-Synthese // *Chemie Ingenieur Technik*. – 1958. – Vol. 30. – Is. 9. – P. 560-566.

## Приложение А

### Раздел 1

#### **Necessary equipment for oil treatment**

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2KM71	Боговой Андрей Андреевич		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Макаровских А.В.	-		

## **1.1 Necessary equipment for the preparation of oil**

Oil extracted from wells contains various amounts of impurities, water and associated gas. The main task is to clean the oil from all undesirable impurities and separate petroleum gas as a secondary raw material for further processing.

Watered and polluted oil cannot be transported without preparation at the production site, because due to the presence of mechanical impurities, such as sand, limestone, clay, pipe wear increases, that can result in poor performance and also reduce heat transfer.

The equipment used in the preparation of oil in the fields, as a rule, consists of separators for cleaning oil from gas and free water, septic tanks for separating emulsified water, discharge scrubber for complete degassing and separation of oil as well as soothing the flow, and steel tanks which contain oil for further transportation.

Summarizing what has been said, it can be noted that the production for oil field preparation should include the correct construction of equipment blocks that ensure the lowest possible cost of obtaining products.

Complex designs for oil treatment plants for each production are different, as are the requirements for installation. In this regard, there is a huge selection of devices differing in both technical and design features. The selection of devices is made on the basis of technical needs, the composition of oil, the weather conditions affecting the OTP is location.

## **1.2 General information about the three-phase separator**

Three-phase separator (TPS) with a nominal capacity of up to 5000 cubic meters/day and up to 100 cubic meters. This device is intended for partial (no more than 5-20%) dehydration of petroleum products and their complete degassing. These operations are carried out before the oil or gas is shipped to the commercial preparation facilities. Three-phase separator (TPS) performs several functions:

- separating the fluid flow;
- deep cleaning of petroleum gas from oil particles, condensate, aerosols and fine moisture, as well as mechanical impurities contained in it;
- liquid separation into oil and water fractions;

- carrying out discharge of water.

Externally, a three-phase separator is a cylinder supported on saddle supports. It is completed with fittings through which the product enters the tank. Oil, gas and water are discharged through the outlet nozzles. Also, special instrumentation devices are attached to the body.

Crude oil enters the machine through the nozzle, then passes through the nozzle, where the flow velocity increases. At the same time, drops of water are separated from the oil and their coalescence occurs. Then the oil moves to the oil tank, and then through a special fitting is removed from the separator.

TPS is also equipped with counter flanges and pressure gauges. Automatic discharge of the substance, which is controlled by sensors of the lower and upper levels, is provided in the unit. In the case there are perforated emulsion distributors, as the oil most often comes to the apparatus in this form. At the request of the customer, the separator can be equipped with a safety valve, a heating device, a temperature sensor and so on.

### **1.3 Demulsifier for dehydration and desalting of oil**

The invention relates to the field of dehydration and desalting of oil and can be applied to the processes of oil preparation in oil fields [8].

The apparatus is known to be used for processing oil emulsions, including a column with inlet pipes.

In order to improve the quality of marketable oil and waste water, as well as reduce metal consumption in the lower part of the proposed demulsifier-column, a cup with a device for introducing a gas flow is installed, and the inlet pipe for washing water is located below the oil-water interface.

Figure 4 shows the described demulsifier, its longitudinal section.

It consists of a vertical case 1, in the bottom of which a cup 2 is installed, having distributed inputs 3 and 4 for inputting gas emulsion 43, distribution grid 5, distributed input 6 for washing water, distribution terminals 7 and 8 for finished oil and waste water. In the upper part of the demulsifier installed defoamer 9 and the

pipe 10 for the gas outlet. The demulsifier is equipped with a check valve 11, a level 12 regulator for oil-water phases, a gas pipeline 13.

The proposed demulsifier works as follows: a water-in-oil emulsion and associated petroleum gas are simultaneously fed into a beaker 2, which is a frother, through distributed inputs 3 and 4. The resulting foam, i.e. gas bubbles (a), covered with a film of oil float (float) through a layer of water. For uniform distribution of gas bubbles in the cross section of the demulsifier above the glass installed distribution grid 5.

As these bubbles float, the gas expands from the inside and forces the produced water droplets back to the contact surface with the drainage water.

In the process of flotation, water is cleaned from oil and mechanical impurities.

Distributed input 6 for supplying wash water below the layer of prepared oil directly into the aqueous phase provides in the demulsifier a certain height of a constantly renewed layer of fresh water and a layer of water with variable salinity, and the concentration of salts in the apparatus decreases in the bottom-up direction. This ensures effective washing of salts contained in the oil.

The dehydrated and desalinated oil leaves the demulsifier through distributed outlet 7. Destruction of the remaining foam bubbles (b) occurs in the upper part of the demulsifier and antifoam 7. Gas from the demulsifier leaves through the nozzle 10. Purified waste water from the lower part of the demulsifier comes out through the distributed outlet 8.

For regulating the level of oil-water phases, a level controller 12 is provided. In order to prevent the liquid phase from entering the gas supply line, a check valve 11 is installed.

For effective implementation of the process, the pressure in the demulsifier is maintained close to atmospheric pressure, although, any necessary pressure can be maintained.

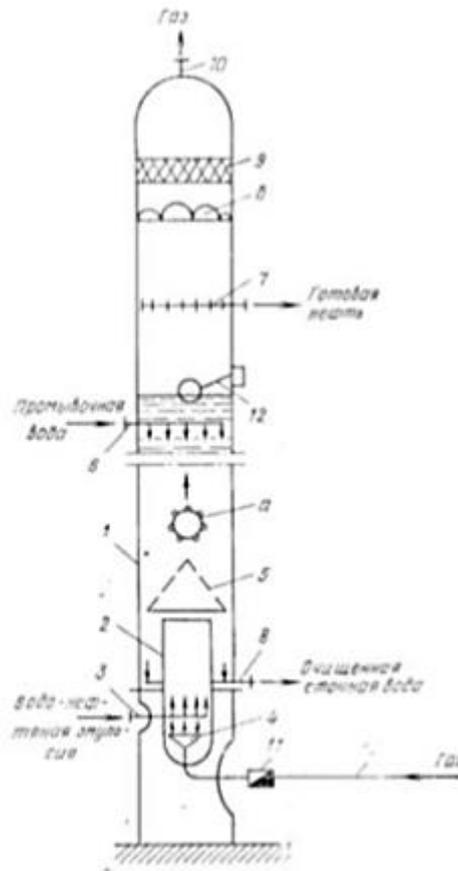


Figure 1.1 Demulsifier for dehydration and desalting of oil  
 1 – case; 2 – glass; 3,4 – distributed inputs for the input emulsion gas;  
 5 – distribution grids; 6 – distributed input for wash water;  
 7,8 – distributed inputs for finished oil; 9 – defoamer; 10 – pipe;  
 11 – check valve; 12 – oil-water phase level control; 13 – gas pipeline;  
 a – gas bubbles; b – foam bubbles.