

**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 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической  
технологии, нефтехимии и биотехнологии  
Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Моделирование технологии промышленной подготовки нефти</b>

УДК 622.276.8-047.58

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2К4А	Кувыкина Мария Владимировна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отдела химической инженерии	Кузьменко Елена Анатольевна	Кандидат технических наук		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	Кандидат экономических наук		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна	—		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОХИ ИШПР	Юрьев Егор Михайлович	Кандидат технических наук		

Томск – 2018 г.

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ОПП

Код Результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВПО, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Профессиональные компетенции</i>		
Р1	Применять базовые математические, естественнонаучные, социально-экономические и специальные знания в профессионально деятельности	Требования ФГОС (ПК- 1,2,3,14,16,17,18), Критерий 5 АИОР (п.1.1)
Р2	Применять знания в области энерго- и ресурсосберегающих процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии для решения производственных задач	Требования ФГОС (ПК- 4,5,9,15 ОК-7), Критерий 5 АИОР (пп.1.1,1.2)
Р3	Ставить и решать задачи производственного анализа, связанные с созданием и переработкой материалов с использованием моделирования объектов и процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии	Требования ФГОС (ПК- 4,5,8,11 ОК-2,4), Критерий 5 АИОР (пп.1.2)
Р4	Проектировать и использовать энерго- и ресурсосберегающее оборудование химической технологии, нефтехимии и биотехнологии	Требования ФГОС (ПК- 8,11,23,24), Критерий 5 АИОР (п.1.3)
Р5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области энерго- и ресурсосберегающих процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии	Требования ФГОС (ПК- 1,4,5,19-22, ОК- 7,10), Критерий 5 АИОР (п.1.4)
Р6	Осваивать и эксплуатировать современное высокотехнологичное оборудование, обеспечивать его высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на производстве, выполнять требования по защите окружающей среды	Требования ФГОС (ПК- 6,7,10,12,13,14,17 ОК- 3,4,8), Критерий 5 АИОР (п.1.5)
<i>Универсальные компетенции</i>		
Р7	Демонстрировать знания социальных, этических и культурных аспектов профессиональной деятельности	Требования ФГОС (ОК- 6,7,8), Критерий 5 АИОР (2.6)
Р8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС (ОК- 11), Критерий 5 АИОР (п.2.2)
Р9	Владеть иностранным языком на уровне, позволяющем разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности	Требования ФГОС (ОК- 3,4,5,12) , Критерий 5 АИОР (пп. 1.6, 2.3)

P10	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации	Требования ФГОС (ОК- 3,4,5,12), Критерий 5 АИОР (пп. 1.6, 2.3)
-----	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------

**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 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической  
 технологии, нефтехимии и биотехнологии  
 Профиль Основные процессы химических производств и химическая кибернетика  
 Отделениешколы (НОЦ) Отделение химической инженерии

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Юрьев Е. М.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ  
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

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

Студенту:

Группа	ФИО
2К4А	Кувыкиной Марии Владимировне

Тема работы:

<b>Моделирование технологии промышленной подготовки нефти</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	489/с от 5.03.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:	4.06.2018
------------------------------------------	-----------

**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> – УПН Средне-Нюрольского месторождения;  <b>Вид сырья</b> – пластовые нефти Средне-Нюрольского месторождения;  <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>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Литературный обзор: физико-химические основы подготовки нефти; оборудование установок подготовки нефти; модели процессов подготовки нефти</li> <li>2. Объекты и методы исследования: Установка подготовки нефти Средне-Нюрольского месторождения, математическое моделирование</li> <li>3. Расчеты и аналитика:                  Описание математической модели установки подготовки нефти, исследование влияния технологических параметров на процесс обезвоживания нефти</li> </ol>

	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность
<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	Немцова Ольга Александровна

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	10.03.2018
-------------------------------------------------------------------------------------------------	------------

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Кузьменко Елена Анатольевна	Кандидат технических наук		10.03.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2К4А	Кувыкина Мария Владимировна		10.03.2018

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

Студенту:

Группа	ФИО
2К4А	Кувьикиной Марии Владимировне

<b>Школа</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Отделение</b>	<b>Химической инженерии</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
<p>1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i></p> <p>2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i></p> <p>3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i></p>	<p><i>Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование; опрос.</i></p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<p>1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i></p> <p>2. <i>Определение возможных альтернатив проведения научных исследований</i></p> <p>3. <i>Планирование процесса управления НИТ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i></p> <p>4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i></p>	<p><i>Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта</i></p> <p><i>Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.</i></p> <p><i>Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИТ</i></p> <p><i>Проведение оценки экономической эффективности моделирования технологии промышленной подготовки нефти</i></p>
<b>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):</b>	

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. График проведения и бюджет НИИ
4. Расчёт денежного потока
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИИ
6. Сравнительная эффективность разработки

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	16.04.2018
------------------------------------------------------	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	Кандидат экономических наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2К4А	Кувыкина Мария Владимировна		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2К4А	Кувыкиной Марии Владимировне

<b>Школа</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Отделение</b>	<b>Химической инженерии</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	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

***Объект исследования** – технология промышленной подготовки нефти  
**Область применения** – нефтеперерабатывающая промышленность*

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

**1. Производственная безопасность**

1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
- действие фактора на организм человека;
- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
- предлагаемые средства защиты;
- (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).

1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- механические опасности (источники, средства защиты);
- термические опасности (источники, средства защиты);
- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники,

*1.1 Анализ вредных факторов:*

- *повышенная загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны;*
- *повышенный уровень шума;*
- *повышенный уровень вибрации; вибрации;*
- *отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;*
- *недостаточная освещенность рабочей зоны;*

*1.2 Анализ опасных факторов:*

- *движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;*
- *острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования;*
- *расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли;*
- *электрический ток;*



<p>средства защиты);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>пожаровзрывобезопасность.</i></li> </ul>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>Промышленный объект первого класса, санитарная зона составляет 1000 м.</i></li> <li>– <i>Воздействие на атмосферу</i> <i>Основные выбросы вредных веществ в атмосферу происходят при сжигании попутного нефтяного газа на факелах, при этом выбрасывается большое количество сажи, оксида углерода, метана, диоксида азота, бензапирена и др.</i></li> <li>– <i>Воздействие объекта на гидросферу</i> <i>Загрязненные стоки на установке подготовки нефти образуются путем обезвоживания нефти от пластовой воды.</i> <i>Для предотвращения попадания вредных веществ в водоемы за пределы производственной площадки, предусмотрено:</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>обвалование площадок, где возможен разлив продукта;</i></li> <li>• <i>дренажные емкости для сбора возможных разливов продукта и загрязнения при этом дождевых и талых вод и последующем отведении их в систему ППД для совместного использования в технологическом процессе.</i></li> </ul> </li> <li>– <i>Воздействие объекта на литосферу</i> <i>Нефтеперерабатывающее предприятие производят более 100 т в сутки твердых, нефтесодержащих и пожароопасных отходов.</i></li> </ul>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	<p><i>Перечень возможных ЧС:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>Взрывы, пожары, разгерметизация трубопровода</i></li> <li>– <i>Протечки в запорно-регулирующей арматуре или в аппаратах;</i></li> <li>– <i>Увеличение содержания нефтепродуктов в подтоварной воде;</i></li> <li>– <i>Давление на приеме насоса ниже нормы.</i></li> </ul>

	<p><i>При возникновении ЧС в первую очередь необходимо сообщить в пожарную охрану и скорую помощь; прекратить подачу сырья; отсечь аварийный участок; переключить на резервную линию; отцепить территорию лентой и выставить необходимые знаки</i></p>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <p>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>– <i>обязательные медицинские осмотры работников</i></p> <p>– <i>повышение оплаты труда – не менее 4% тарифной ставки (оклада).</i></p> <p>– <i>продолжительность рабочего времени, не более 36 часов;</i></p> <p>– <i>ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск – не менее 7 календарных дней;</i></p> <p>– <i>для обеспечения безопасности на рабочем месте необходимо руководствоваться санитарными нормами и правилами.</i></p>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	16.04.2018
-------------------------------------------------------------	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2К4А	Кувыкина Мария Владимировна		

## **СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ**

УПН – установка подготовки нефти

НГС – нефтегазосепаратор

УПОГ – устройство предварительного отбора газа

УСТН – установка сепарационная трубная наклонная

НГВРП – нефтегазоводоразделитель с прямым подогревом

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 81 с., 12 рис., 30 табл., 42 источника.

Ключевые слова: математическое моделирование, первичная подготовка нефти, обводненность, деэмульгаторы.

Объектом исследования является установка подготовки нефти Средне-Нюрольского месторождения.

Цель работы – анализ технологии первичной подготовки нефти на Средне-Нюрольском месторождении, получение рекомендаций по эффективной реализации технологической схемы.

В процессе исследования проводились вычисления на моделирующей системе процессов первичной подготовки нефти.

В результате исследования получены рекомендации по подключению дополнительной ступени обезвоживания и обессоливания.

Область применения: результаты могут быть использованы при модернизации УПН Средне-Нюрольского месторождения.

Экономическая эффективность/значимость работы: данные рекомендации могут быть применены при разработке технологии подготовки нефти.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	16
ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ.....	17
1.1 Физико-химические основы процессов подготовки нефти .....	17
1.1.1 Основные сведения о процессах подготовки нефти.....	17
1.1.2 Свойства дисперсных систем вода-нефть .....	18
1.1.3 Методы разрушения нефтяных эмульсий.....	19
1.2 Оборудование установок подготовки нефти .....	21
1.2.1 Сепараторы .....	21
1.2.2 Трехфазные сепараторы (ТФС) .....	25
1.2.3 Комплексные установки (типа ХИТЕР-ТРИТЕР) .....	29
1.2.4 Резервуары .....	32
1.3 Моделирование процессов подготовки нефти .....	33
2 ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	38
2.1 Описание технологической схемы УПН Средне-Нюрольского месторождения .....	38
2.2 Общий материальный баланс установки .....	39
2.3 Методы исследования .....	40
3 РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА.....	41
3.1 Моделирующая система процессов подготовки нефти.....	41
3.1.1 Моделирование процесса сепарации .....	41
3.1.2 Моделирование процесса каплеобразования .....	42
3.1.3 Моделирование процесса отстаивания .....	43
3.2 Моделирование процессов подготовки нефти на УПН Средне- Нюрольского месторождения .....	44

4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	48
4.1	Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	48
4.1.1	Потенциальные потребители результатов исследования .....	48
4.1.2	Анализ конкурентных технических решений .....	49
4.1.3	SWOT-анализ .....	50
4.2	Определение возможных альтернатив проведения научных исследований .....	51
4.3	Планирование научно-исследовательских работ .....	52
4.3.1	Структура работ в рамках научного исследования .....	52
4.3.2	Определение трудоемкости выполнения работ .....	53
4.3.3	Разработка графика проведения научного исследования .....	53
4.4	Бюджет научно-технического исследования.....	54
4.4.1	Расчет материальных затрат научно-технического проекта .....	54
4.4.2	Расчет материальных затрат на специальное оборудование для научных работ .....	55
4.4.3	Основная заработная плата исполнителей темы.....	55
4.4.4	Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	56
4.4.5	Отчисления во внебюджетные фонды .....	57
4.4.6	Накладные расходы.....	57
4.4.7	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта .....	58
4.5	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования ..	58

5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	61
5.1	Производственная безопасность .....	62
5.1.1	Анализ вредных факторов, которые может создать объект исследования .....	62
5.1.2	Анализ опасных факторов, которые могут возникнуть при внедрении разработки на производстве .....	68
5.2	Экологическая безопасность .....	71
5.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	73
5.3.1	Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований .....	73
5.3.2	Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС .....	74
5.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	74
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	76
	ЛИТЕРАТУРА .....	77

## ВВЕДЕНИЕ

Нефть, извлекаемая из скважин на промыслах, содержит в себе различные примеси, пластовую воду, попутный газ. Данные компоненты препятствуют дальнейшей транспортировке и переработке нефти в связи со своими физико-химическими особенностями. В ходе подготовки нефти к дальнейшей ее переработке главными процессами являются обессоливание и обезвоживание. Процессы требуют особого внимания, поскольку со временем эксплуатации скважины повышается доля воды в сырой нефти и изменяются ее физико-химические свойства. Большие сложности при обезвоживании сырья приносит то, что вода с нефтью образует стойкие эмульсии. Существуют различные способы разрушения водонефтяных эмульсий, в том числе термический и с помощью специальных деэмульгирующих реагентов, которые способствуют более глубокому обезвоживанию нефти. Но в процессе подготовки нефти деэмульгаторами не следует злоупотреблять поскольку это может привести к снижению качества или удорожанию продукции. В ряде случаев для повышения качества продукции наиболее оптимально использовать дополнительную ступень для термического обезвоживания нефти.

Целью работы является анализ технологии первичной подготовки нефти на установке Средне-Нюрольского месторождения и получение рекомендаций по эффективной реализации технологической схемы. Основные задачи исследования – выполнение исследования влияния дополнительной ступени обезвоживания и обессоливания на состав продукции при помощи моделирующей системы процессов первичной подготовки нефти, получение рекомендаций по подключению ступени обезвоживания.



## ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

### 1.1 Физико-химические основы процессов подготовки нефти

#### 1.1.1 Основные сведения о процессах подготовки нефти

На этапе подготовки извлекаемую из скважин нефть следует очистить от попутного газа, пластовой воды, механических примесей до такой степени, которой это требует ГОСТ на нефть готовую к переработке [1].

В пластовой воде, добываемой с нефтью и образующей с ней дисперсную систему, как правило, содержится значительное количество растворенных минеральных солей. В зависимости от химического состава пластовой воды, их подразделяют на хлоркальциевые, в основном состоящие из смеси растворов хлоридов натрия, магния и кальция, а также щелочные. Последние в свою очередь делятся на хлориднощелочные и хлоридносульфатнощелочные. Кроме солей, которые образуют истинные растворы, в пластовой воде содержатся растворенные газы, твердые неорганические вещества, нерастворимые в воде и находящиеся во взвешенном состоянии (суспензии и механические примеси), и химические соединения, образующие неустойчивые коллоидные растворы (золи), такие, как  $\text{SiO}_2$ ,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ,  $\text{Al}_2\text{O}_3$ . Также могут присутствовать йодистые и бромистые соли щелочных и щелочноземельных металлов, сульфиды натрия, кальция, железа, соли ванадия, мышьяка, германия. Но все же основную долю растворенных веществ составляют хлориды натрия, кальция и магния [2]. В производстве углеводородов, солеобразование происходит обычно за счет автоосаждения, концентрировании растворенных ионов, в процессе параллельно идущей добычей углеводородных газов и пластовых рассолов, и при повышении кислотности воды в процессе закачки газообразного  $\text{CO}_2$ , проводимое с целью вторичного повышения нефтеотдачи [3].

Обессоливание нефти осуществляется смешением пресной воды с обезвоженной нефтью, после чего, полученную искусственную эмульсию обезвоживают вновь. Такая технологическая последовательность объясняется тем, что и в обезвоженной нефти остается некоторое количество

воды, в которой растворены соли. При смешении с пресной водой соли распределяются по всему объему воды, и их средняя концентрация уменьшается [4].

### **1.1.2 Свойства дисперсных систем вода-нефть**

Эмульсии классифицируют по полярности дисперсной фазы и дисперсионной среды на прямые (неполярная жидкость в полярной воде) и обратные (капли воды в неполярной жидкости).

Основные физико-химическими свойствами нефтяных эмульсий – дисперсность, плотность, вязкость, электрические свойства, устойчивость (стабильность).

Важной характеристикой эмульсии является дисперсность, которая характеризуется диаметром капелек дисперсной фазы, обратной величиной диаметра – дисперсностью и удельной межфазной поверхностью – отношению суммарной поверхности глобул к общему их объему.

Плотность эмульсии определяется исходя из плотностей воды и нефти. Причем скорость разделения эмульсии возрастает при уменьшении плотности нефти, а разность плотностей нефти и воды возрастает с увеличением температуры.

При уменьшении вязкости скорость разделения эмульсии наоборот увеличивается. Стоит отметить, что с уменьшением размера частиц дисперсной фазы увеличивается вязкость эмульсии.

Электропроводимость нефти объясняется количеством растворенной в ней воды, ее дисперсностью и содержанием в ней солей и кислот; явление электропроводимости используется при разделении эмульсий поскольку капельки воды располагаются вдоль силовых линий электрического поля, что приводит к резкому увеличению электропроводимости этой эмульсии.

Устойчивость эмульсии является самым важным ее показателем. Различают кинетическую (седиментационную) и агрегативную устойчивость. Кинетическая устойчивость эмульсий представляет собой способность системы предотвращать оседание или всплывание частиц дисперсной фазы

под действием архимедовых сил. Агрегативная устойчивость – это способность капель воды сохранять свой первоначальный размер при столкновении друг с другом или с границей раздела фаз [5].

На устойчивость нефтяной эмульсии влияют различные компоненты. Например это могут быть сильно поверхностно активные вещества (нафтеновые и жирные кислоты, низшие смолы), которые способствуют сильному диспергированию системы. Также на устойчивость сильно влияют некоторые вещества со слабыми поверхностно-активными свойствами (асфальтеновые кислоты и ангидриды, высшие смолы), образуемые этими веществами слои обеспечивают высокую стабилизацию эмульсий. Твердые же вещества минерального и органического характера стабилизируют систему тем, что образуют прочные бронированные слои между каплями и дисперсионной средой за счет своего избирательного смачивания фазами [6].

### **1.1.3 Методы разрушения нефтяных эмульсий**

Методы разрушения подразделяются на механические, термические и электротермохимические[1].

К механическим методам относятся способы деления эмульсий естественным путем, а также с применением мероприятий, способствующих механическому разрушению защитных пленок: гравитационный метод, метод центрифугирования, метод фильтрации. Данные методы не применяются в чистом виде ввиду их недостаточной производительности.

Термохимический способ разрушения нефтяных эмульсий сочетает в себе нагревание эмульсионной нефти, за счет чего понижается ее вязкость, и ввод химического вещества (деэмульгатора), разрушающего защитную сольватную оболочку вокруг глобул воды, вследствие чего пленка эмульгатора расширяется и разрушается, а капельки жидкости сливаются друг с другом, оседая под силой тяжести.

В некоторой литературе термический и химический способы разрушения рассматривают отдельно [4]. Но, как показывают исследования, химический способ разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий,

несмотря на большой ассортимент деэмульгаторов, полное интенсивное разделение фаз не обеспечивает, что связано прежде всего с их сложным многокомпонентным и полидисперсным составом. Следовательно, для интенсификации процесса разрушения таких устойчивых водонефтяных эмульсий наряду с применением деэмульгаторов, целесообразно использовать и другие методы внешнего воздействия [7]. Так, например, исследования показали, что при использовании интенсифицирующих приспособлений (колец Рашига, Паля, пакетов сеток) при этом способе, скорость отстаивания увеличивается почти в три раза [8].

Электротермохимический метод представляет собой термохимический метод с интенсивным осаждением частиц воды в сильном электрическом поле и с интенсивной водной промывкой нефти [1]. При таком методе существует свой метод интенсификации, так для нефтей с низким рН на эффективность процесса положительно влияет введение раствора щелочи для обеспечения нейтральной среды [9].

Наряду с традиционными методами разрушения нефтяных эмульсий существуют экспериментальные исследования, которые показывают положительное влияние ультразвукового сигнала на разрушение водонефтяной смеси [10-11], также предложена технология разрушения водонефтяных эмульсий деэмульгатором в сочетании с микроволновым излучением [12].

На интенсивность обезвоживания конкретной нефти в большой степени влияет состав деэмульгатора. Так при помощи электролитов с поливалентными ионами легко разрушаются эмульсии, образованные с применением ионных эмульгаторов, в то время как, эмульсии образованные неионными эмульгаторами разрушаются сложнее даже при достаточно крупных температурах.

Водные растворы деэмульгаторов делятся на три основные группы: анионактивные (карбоновые кислоты и их соли, сульфэфиры, алкилсульфонаты и алкиларилсульфонаты), катионактивные (в основном

азотистые основания – нечетвертичные или четвертичные) и неионогенные (полученные присоединения окиси этилена к органическим веществам с подвижным атомом водорода) [6].

## **1.2 Оборудование установок подготовки нефти**

### **1.2.1 Сепараторы**

Сепаратор – аппарат, производящий разделение продукта на фракции с разными характеристиками.

#### **1.2.2.1 НГС**

Нефтегазовый сепаратор (газосепаратор) применяется для первичного разделения жидкостей и газов, а также очистки нефти в промышленных установках. Рассчитан на работу только с теми жидкостями, которые содержат малую долю газов. Используется на нефтяных и газовых месторождениях, газораспределительных станциях и энергетических комплексах. Объем может составлять от 1 до 100 м<sup>3</sup>.

Газосепаратор представляет из себя горизонтальную металлическую конструкцию (емкость) в виде цилиндра, внутри которого установлены: отбойник для первичного разделения потока жидкости; насадка, препятствующая образованию пены (перегородка успокоительная); перегородка из посечно-вытяжных листов для равномерной скорости потока (перегородка уголковая); струнные каплеуловители для очистки газа; штуцеры, обеспечивающие вход и выход продуктов разделения; контрольно-измерительные приборы [13].

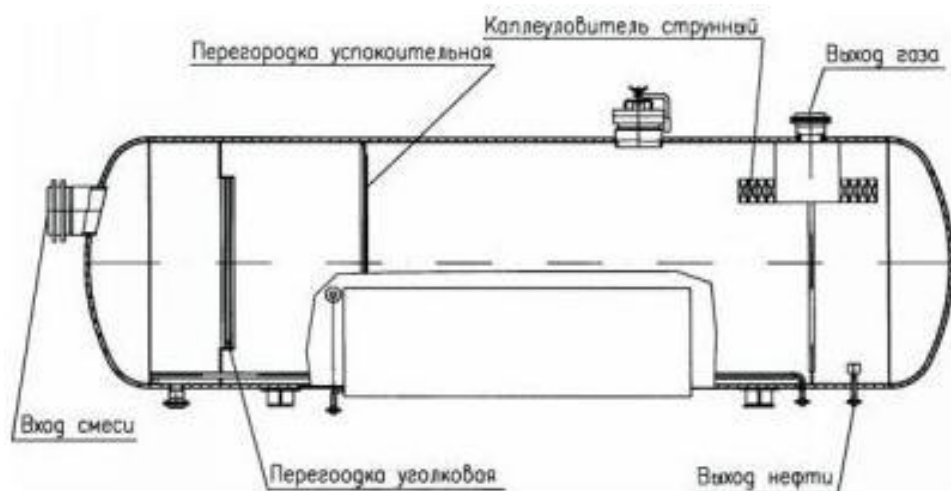


Рисунок 1 –Сепаратор нефтегазовый НГС [14]

### 1.2.2.2 УПОГ

Устройство предварительного отбора газа (УПОГ) предназначено для отбора свободного газа, выделившегося из продукта нефтяных скважин в трубопроводе и устранения пульсаций жидкости. УПОГ устанавливается перед первой ступенью сепарации и трубными концевыми делителями фаз [15].

Модификации:

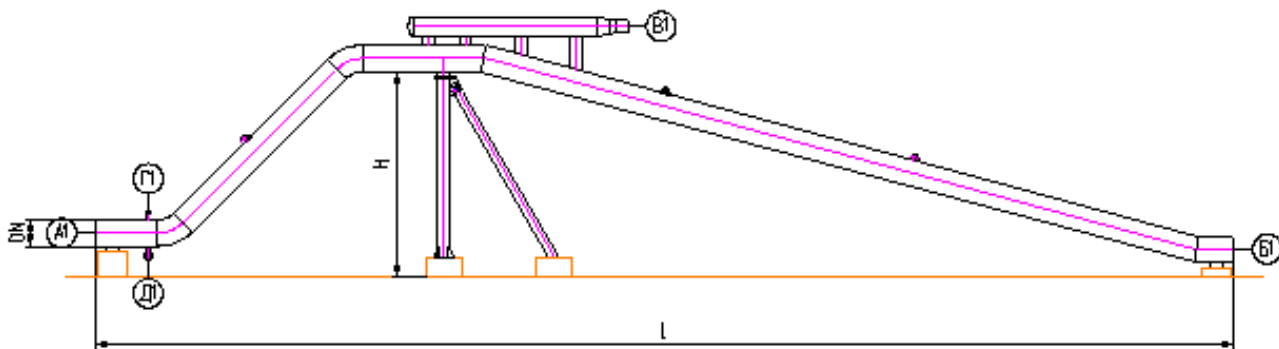


Рисунок 2 –Пример УПОГ с многоточечным горизонтальным устройством отбора газа [15]

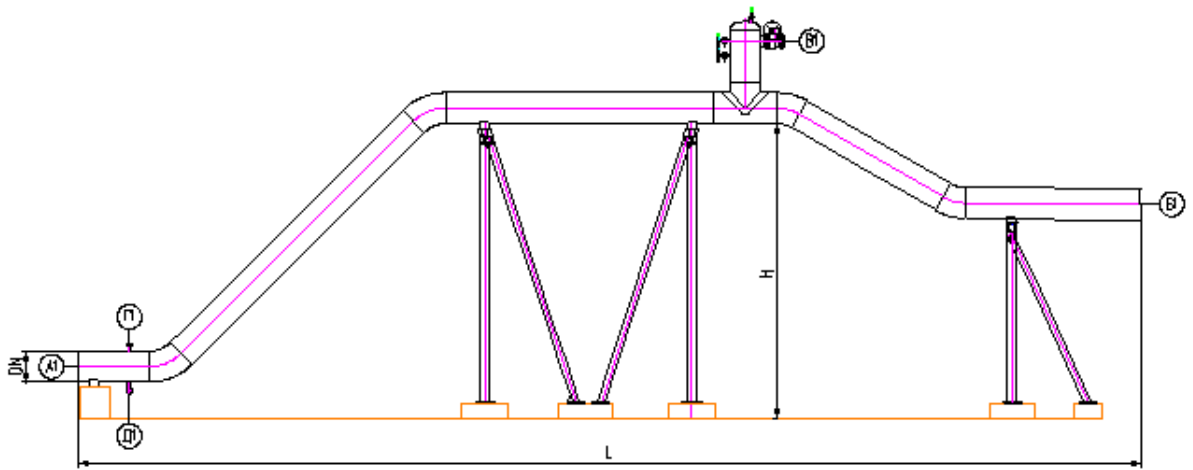


Рисунок 3– Пример УПОГ с отбором газа в виде колпака [15]

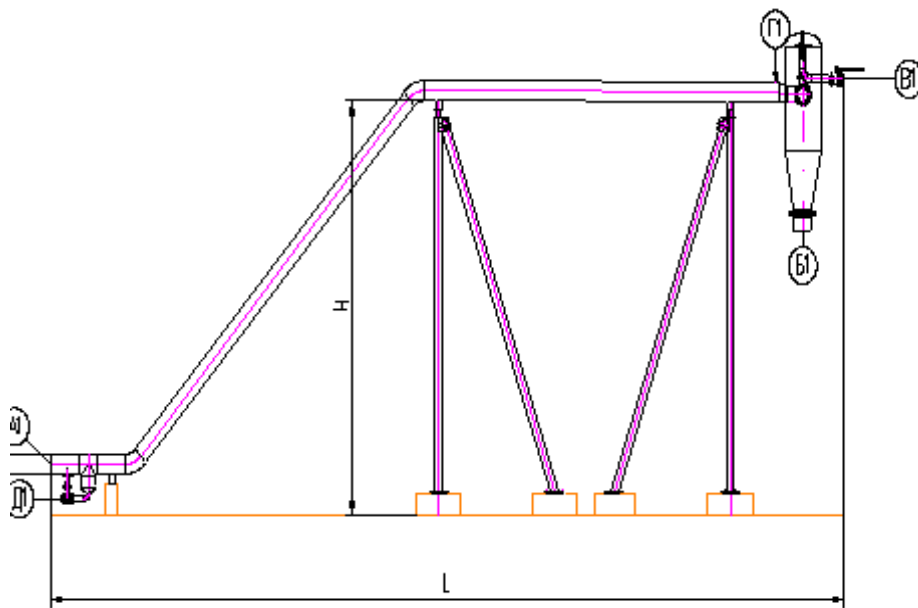


Рисунок 4 – Пример УПОГ обновленной конструкции.

Преимущества: компактность, удобство монтажа при линейных схемах обвязки (уменьшение габаритов) [15]

Таблица 1.1 – Обозначение штуцеров [15]

Обозначение	Назначение	Кол.
А1	Вход газожидкостной смеси	1
Б1	Выход дегазированной жидкости	1
В1	Выход газа	1
Г1	Для манометра показывающего	1
Д1	Дренаж	1

### 1.2.2.3 УСТН

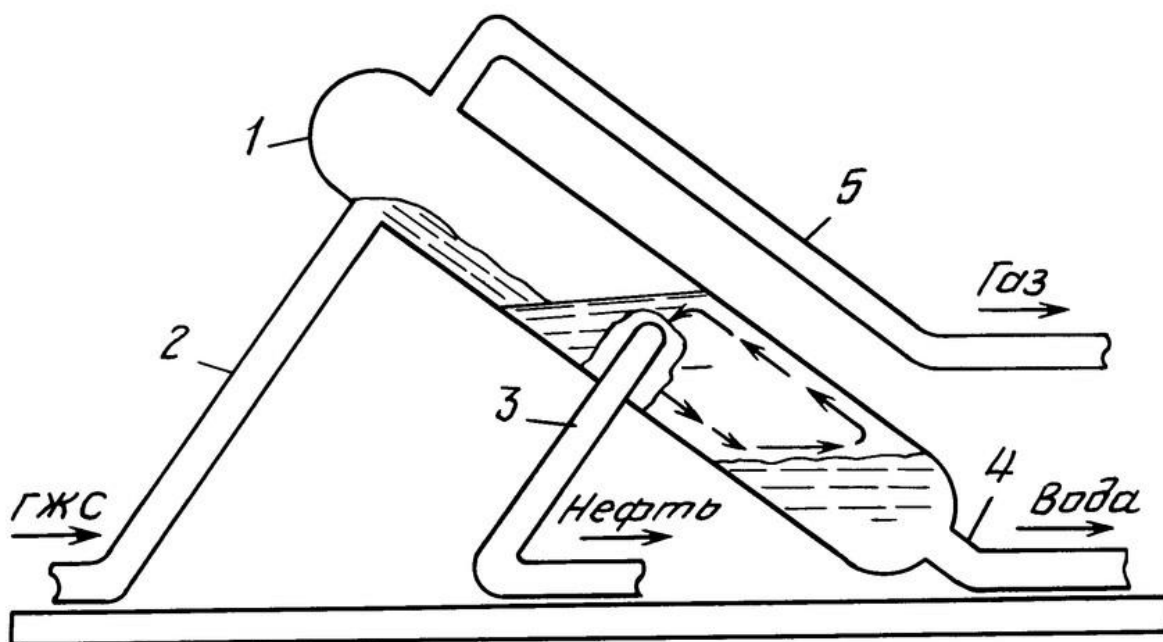


Рисунок 5 – Сепарационная установка патента РФ 2077364 [16]

Газожидкостная (газ, нефть, вода) смесь по трубопроводу 2 поступает в верхнюю часть наклонной трубной колонны 1 и до уровня нефти в колонне течет тонким слоем по стенке наклонной колонны, освобождаясь от газа. Слой жидкости из нефти и воды проникает под уровень нефти и создает струйное упорядоченное движение вниз у нижней образующей и вверх у верхней образующей наклонной трубной колонны, способствующее отстою воды от нефти. Освобожденная от газа и воды нефть отводится от среднего сечения колонны по трубопроводу 3, который врезан в боковой стенке колонны, чтобы предупредить попадание в трубопровод 3 эмульсии нефти, движущейся вдоль нижней образующей колонны. Отстоявшаяся от нефти вода удаляется по трубопроводу 4 из нижней части колонны, а газ удаляется по трубопроводу 5 из верхней части колонны.



## 1.2.2 Трехфазные сепараторы (ТФС)

Трехфазный сепаратор используется для подготовки природного и попутного нефтяного газов в период их добычи и последующих переработки и потребления, а также разделения жидкостной фракции по плотности – на легкую (газовый конденсат, нефть) и тяжелую (вода).

Трехфазный сепаратор (разделитель) предназначен для разделения газожидкостного потока и глубокой очистки добываемого природного или попутного нефтяного газов от газового конденсата, нефти, капельной влаги и механических примесей и разделения жидкостной фракции по плотности – на легкую (газовый конденсат, нефть) и тяжелую (вода). Жидкостная фракция подается в нижнюю емкость трехфазного сепаратора (разделителя) в которой за счет гравитации происходит сначала отделение газовой фракции, затем по ходу движения жидкостной фракции происходит разделение (расслоение) потоков по плотности на более легкую и тяжелую. Затем по потоку жидкостной фракции установлен разделитель, который обеспечивает отдельный выход легкой фракции и тяжелой вместе с механическими примесями. Далее отделяются механические примеси [17].

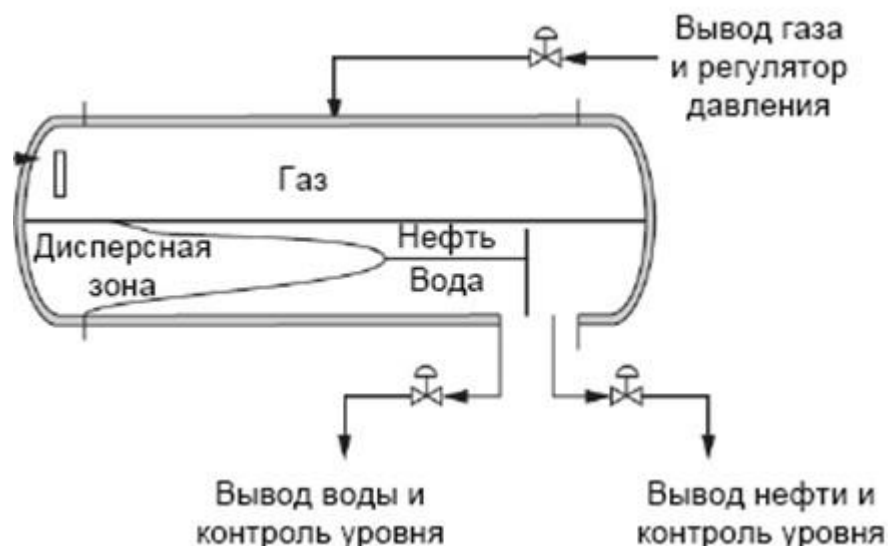


Рисунок 6 – Принцип работы трехфазного сепаратора [17]

### 1.2.2.1 Отстойники

Отстойники применяются для отстоя нефтяных эмульсий после их нагрева в блочных или стационарных печах. Предназначены для отстоя

нефтяных эмульсий, а целью отстоя является разделения этих эмульсий на составляющие их нефть и пластовую воду.

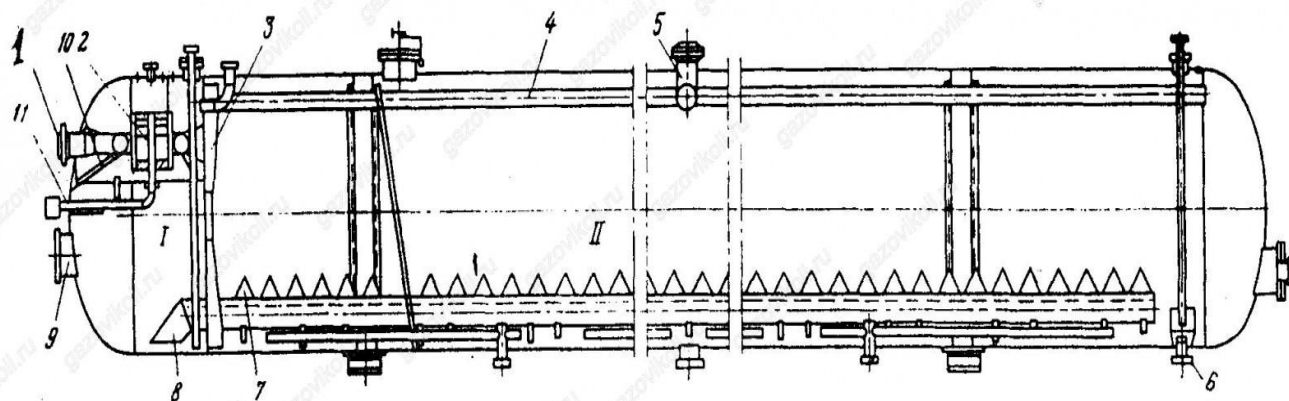


Рисунок 7 – Схема отстойники нефти ОГ–200С [18]

Примером отстойника является горизонтальный отстойник ОГ–200С, представляющий собой стальную горизонтальную цилиндрическую емкость диаметром 3400 мм с эллиптическими днищами. Перегородка 3 разделяет емкость на два отсека, левый из которых I – сепарационный, а правый II – отстойный. Отсеки друг с другом сообщаются при помощи двух распределителей, представляющих собой стальные трубы 8 с наружным диаметром 426 мм, и отверстиями в верхней части. Над отверстиями распределителей располагаются распределители эмульсии коробчатой формы 7 с отверстиями на боковых гранях.

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

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 врезается 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 [18].

#### **1.2.2.2 Электродегидраторы**

Электродегидратор – аппарат для отделения воды от сырой нефти путём разрушения нефтяной эмульсии обратного типа в электрическом поле. Аппарат предназначен для глубокого обезвоживания и обессоливания нефти. В результате индукции электрического поля диспергированные глобулы воды поляризуются с образованием в вершинах электрических зарядов, изменяют направление своего движения синхронно основному полю и всё время находятся в состоянии колебания. Форма глобул постоянно меняется, что приводит к смятию структурно-механического барьера, разрушению адсорбционных оболочек и коалесценции глобул воды. По геометрической форме различают цилиндрические и сферические электродегидраторы, по расположению в пространстве — вертикальные и горизонтальные [19].

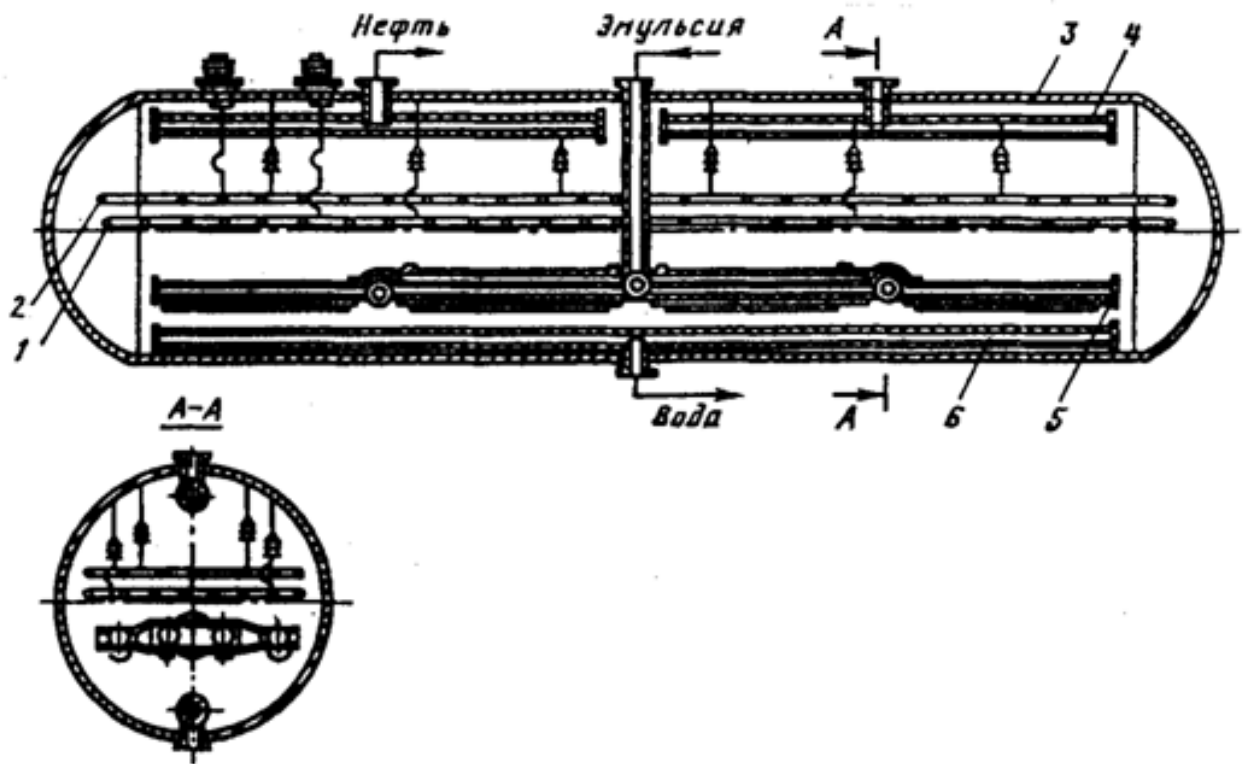


Рисунок 8 – Электродегидратор ЭГ-200-10 [20]

### 1.2.3 Комплексные установки (типа ХИТЕР-ТРИТЕР)



Рисунок 9 – НГВРП (Хитер-Тритер) – Нефтегазоводоразделитель [21]

Нефтегазоводоразделитель с прямым подогревом – НГВРП (аппарат типа «Heater-Treater») – предназначен для получения товарной нефти из продукции скважин, для сепарации продукции скважин, для предварительного обезвоживания. Аппарат способен заменить установку, состоящую из нескольких аппаратов.

НГВРП может работать в холодных макроклиматических регионах с абсолютной температурой до  $-60^{\circ}\text{C}$ . Скоростной напор ветра не регламентируется. Блок устанавливается на открытой площадке [21].

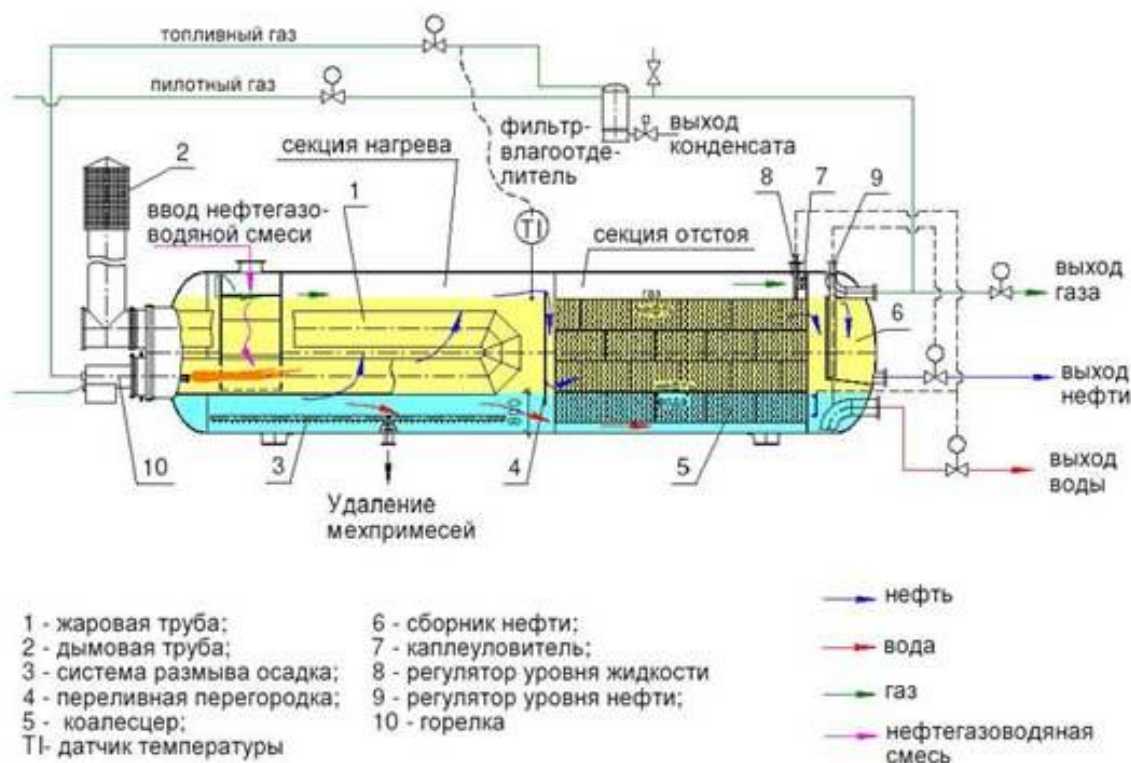


Рисунок 10 – Конструктивное исполнение установки [21]

### Конструкция внутренних устройств:

НГВРП (Хитер-Тритер) состоит из секции подогрева с жаровыми трубами, узлом входа смеси и ее распределения, а также секции механической коалесценции.

Нижняя часть аппарата содержит систему очистки от механических примесей, включающую в себя коллекторы промывочной воды с инжекционными соплами для размыва механических примесей, а в секции подогрева лотки для механических примесей.

Секция механической коалесценции отделена от секции подогрева перегородкой.

### Секция подогрева:

В секции подогрева установлены две жаровых трубы. Ввод, направление и первичное разделение смеси предусматривается в узле входа и распределения смеси. При этом свободная холодная вода не попадает на жаровые трубы за счет конструкции узла.

**Секция коалесценции:**

Представляет собой набор рифленых пластин из полипропилена, вертикально установленных в центральной части вдоль оси аппарата. Сверху в правой части на перегородке расположено окно выхода газа. В него установлен блок каплеуловителей. На правом днище расположен сборник нефти.

**Бокс арматурного блока:**

Предназначен для размещения трубопроводных систем с установкой запорно-регулирующей арматуры и первичных приборов.

В состав блока НГВРП входит программно-технический комплекс, размещающийся в операторской и включающий: автоматизированное рабочее место оператора, шкаф управления на базе терминал-контроллера, шкаф искрового розжига и источник бесперебойного питания [21].

## 1.2.4 Резервуары

Все используемые нефтяные резервуары по их месту расположения можно разделить на следующие основные группы:

- наземные;
- подземные;
- подводные.

В свою очередь их также классифицируют по материалу изготовления:

- металлические;
- железобетонные;
- синтетические.

Из этих групп можно выделить металлические емкости наземного и подземного расположения, которые в основном и используются как резервуары для нефти и нефтепродуктов. По своей конструкции они должны быть герметичны и обеспечивать максимальную сохранность продукта, а также быть стойкими по отношению к коррозионному и химическому воздействию среды. К основным требованиям к резервуару относятся также безопасность при их использовании и долговременный срок службы.

- (используются для хранения больших количеств нефти и нефтепродуктов)  
[22].



Рисунок 11– Примеры резервуаров [23, 24]



### 1.3 Моделирование процессов подготовки нефти

Все более часто встречаются обратные водонефтяные эмульсии. Происходит это из-за того, что потери давления в нефтяных пластах постоянно компенсируют закачкой воды, что и повышает обводненность добытой нефти. В одной из статей рассматриваются разрушение обратных водонефтяных эмульсий методом холодного отстоя [25]. Особенностью данного расчета является нахождение зависимости расхода эмульсии от скорости осаждения сферических частиц дисперсной фазы

$$Q_{\text{э}} = w_{dmin} \cdot \frac{L}{(D_{\text{в}} - h_1 - h_2)} \cdot S_{\text{н}} \cdot \frac{1 - \varphi_{\text{к}}}{1 - 0,5(\varphi_{\text{н}} - \varphi_{\text{к}})} \quad (1)$$

где  $w_{dmin}$  – скорость осаждения сферических частиц дисперсной фазы;  $L$  – длина отстойника;  $D_{\text{в}}$  – внутренний диаметр отстойника;  $h_1$  – высота водяной подушки;  $h_2$  – расстояние от верхней образующей отстойника до оси патрубка, отводящего отстоявшуюся нефть;  $S_{\text{н}}$  – площадь сечения аппарата, занятая эмульсией;  $\varphi_{\text{н}}$  – начальная концентрация дисперсной фазы;  $\varphi_{\text{к}}$  – конечная концентрация дисперсной фазы.

Скорость осаждения при этом может быть выражена различными способами. Имея в виду, что частицы оседают в движущейся жидкости, расчеты учитывают векторную сущность скорости оседания. Возможны 4 различных подхода, по которым следуют выражения ниже

$$1. \quad Q_{\text{э}} = \left\{ \frac{(\rho_{\text{д.ф.}} - \rho_{\text{д.с.}}) \cdot d_{min}^2 \cdot \varphi_{\text{ср}}^{4,75} \cdot g}{18\mu_{\text{д.с.}} + \sqrt{(\rho_{\text{д.ф.}} - \rho_{\text{д.с.}}) \cdot \rho_{\text{д.с.}} \cdot d_{min}^3 \cdot \varphi_{\text{ср}}^{4,75} \cdot g}} + \frac{(\rho_{\text{д.ф.}} - \rho_{\text{д.с.}}) \cdot d_{min}^2 \cdot \varphi_{\text{ср}}^{4,75} \cdot g}{18\mu_{\text{д.с.}} + \sqrt{(\rho_{\text{д.ф.}} - \rho_{\text{д.с.}}) \cdot \rho_{\text{д.с.}} \cdot d_{min}^3 \cdot \varphi_{\text{ср}}^{4,75} \cdot g}} \cdot \frac{L}{(D_{\text{в}} - h_1 - h_2)} \right\} \cdot \frac{L}{(D_{\text{в}} - h_1 - h_2)} \cdot S_{\text{н}} \cdot \frac{1 - \varphi_{\text{к}}}{1 - 0,5(\varphi_{\text{н}} - \varphi_{\text{к}})} \quad (2)$$

2. При ламинарном режиме

$$Q_3 = \left\{ \frac{(\rho_{д.ф.} - \rho_{д.с.}) \cdot g}{18\mu_{д.с.}} \cdot d_{min}^2 \cdot \varphi_{ср}^{4,75} + \frac{(\rho_{д.ф.} - \rho_{д.с.}) \cdot g}{18\mu_{д.с.}} \cdot d_{min}^2 \cdot \varphi_{ср}^{4,75} \cdot \frac{L}{(D_B - h_1 - h_2)} \right\} \cdot \frac{L}{(D_B - h_1 - h_2)} \cdot S_H \cdot \frac{1 - \varphi_K}{1 - 0,5(\varphi_H - \varphi_K)} \quad (3)$$

При переходном режиме

$$Q_3 = \left\{ 0,153 \cdot \frac{(\rho_{д.ф.} - \rho_{д.с.})^{0,714} \cdot d_{min}^{1,142} \cdot \varphi_{ср}^{4,7} \cdot g^{0,714}}{\rho_{д.с.}^{0,286} \cdot \mu_{д.с.}^{0,428}} + 0,153 \cdot \frac{(\rho_{д.ф.} - \rho_{д.с.})^{0,714} \cdot d_{min}^{1,142} \cdot \varphi_{ср}^{4,7} \cdot g^{0,714}}{\rho_{д.с.}^{0,286} \cdot \mu_{д.с.}^{0,428}} \cdot \frac{L}{(D_B - h_1 - h_2)} \right\} \cdot \frac{L}{(D_B - h_1 - h_2)} \cdot S_H \cdot \frac{1 - \varphi_K}{1 - 0,5(\varphi_H - \varphi_K)} \quad (4)$$

3. При ламинарном режиме

$$Q_3 = \left\{ \frac{(\rho_{д.ф.} - \rho_{д.с.}) \cdot g \cdot d_{min}^2}{18\mu_{д.с.}} \cdot \left[ \frac{1 - \varphi_{ср}}{1 - \varphi_{ср} \sqrt{1 - d_{min}^2}} \right]^{4,7} + \frac{(\rho_{д.ф.} - \rho_{д.с.}) \cdot g}{18\mu_{д.с.}} \cdot \left[ \frac{1 - \varphi_{ср}}{1 - \varphi_{ср} \sqrt{1 - d_{min}^2}} \right]^{4,7} \cdot \frac{L}{(D_B - h_1 - h_2)} \right\} \cdot \frac{L}{(D_B - h_1 - h_2)} \cdot S_H \cdot \frac{1 - \varphi_K}{1 - 0,5(\varphi_H - \varphi_K)} \quad (5)$$

При переходном режиме

$$\begin{aligned}
Q_{\text{э}} = & \left\{ 0,153 \cdot \frac{(\rho_{\text{д.ф.}} - \rho_{\text{д.с.}})^{0,714} \cdot d_{\text{min}}^{1,142} \cdot g^{0,714}}{\rho_{\text{д.с.}}^{0,286} \cdot \mu_{\text{д.с.}}^{0,428}} \cdot \left[ \frac{1 - \varphi_{\text{ср}}}{1 - \varphi_{\text{ср}} \sqrt{1 - d_{\text{min}}^2}} \right]^{4,7} \right. \\
& + 0,153 \cdot \frac{(\rho_{\text{д.ф.}} - \rho_{\text{д.с.}})^{0,714} \cdot d_{\text{min}}^{1,142} \cdot g^{0,714}}{\rho_{\text{д.с.}}^{0,286} \cdot \mu_{\text{д.с.}}^{0,428}} \\
& \cdot \left. \left[ \frac{1 - \varphi_{\text{ср}}}{1 - \varphi_{\text{ср}} \sqrt{1 - d_{\text{min}}^2}} \right]^{4,7} \cdot \frac{L}{(D_{\text{в}} - h_1 - h_2)} \right\} \cdot \frac{L}{(D_{\text{в}} - h_1 - h_2)} \cdot S_{\text{н}} \\
& \cdot \frac{1 - \varphi_{\text{к}}}{1 - 0,5(\varphi_{\text{н}} - \varphi_{\text{к}})} \tag{6}
\end{aligned}$$

4. При ламинарном режиме

$$\begin{aligned}
Q_{\text{э}} = & \left\{ \frac{(\rho_{\text{д.ф.}} - \rho_{\text{э}}) \cdot g \cdot d_{\text{min}}^2}{18\mu_{\text{э}}} \cdot \left[ \frac{1 - \varphi_{\text{ср}}}{1 - \varphi_{\text{ср}} \sqrt{1 - d_{\text{min}}^2}} \right]^{4,7} + \frac{(\rho_{\text{д.ф.}} - \rho_{\text{э}}) \cdot g}{18\mu_{\text{э}}} \right. \\
& \cdot \left. \left[ \frac{1 - \varphi_{\text{ср}}}{1 - \varphi_{\text{ср}} \sqrt{1 - d_{\text{min}}^2}} \right]^{4,7} \cdot \frac{L}{(D_{\text{в}} - h_1 - h_2)} \right\} \cdot \frac{L}{(D_{\text{в}} - h_1 - h_2)} \cdot S_{\text{н}} \\
& \cdot \frac{1 - \varphi_{\text{к}}}{1 - 0,5(\varphi_{\text{н}} - \varphi_{\text{к}})} \tag{7}
\end{aligned}$$

При переходном режиме

$$\begin{aligned}
Q_{\text{э}} = & \left\{ 0,153 \cdot \frac{(\rho_{\text{д.ф.}} - \rho_{\text{э}})^{0,714} \cdot d_{\text{min}}^{1,142} \cdot g^{0,714}}{\rho_{\text{э}}^{0,286} \cdot \mu_{\text{э}}^{0,428}} \cdot \left[ \frac{1 - \varphi_{\text{ср}}}{1 - \varphi_{\text{ср}} \sqrt{1 - d_{\text{min}}^2}} \right]^{4,7} \right. \\
& + 0,153 \cdot \frac{(\rho_{\text{д.ф.}} - \rho_{\text{э}})^{0,714} \cdot d_{\text{min}}^{1,142} \cdot g^{0,714}}{\rho_{\text{э}}^{0,286} \cdot \mu_{\text{э}}^{0,428}} \\
& \cdot \left. \left[ \frac{1 - \varphi_{\text{ср}}}{1 - \varphi_{\text{ср}} \sqrt{1 - d_{\text{min}}^2}} \right]^{4,7} \cdot \frac{L}{(D_{\text{в}} - h_1 - h_2)} \right\} \cdot \frac{L}{(D_{\text{в}} - h_1 - h_2)} \cdot S_{\text{н}} \\
& \cdot \frac{1 - \varphi_{\text{к}}}{1 - 0,5(\varphi_{\text{н}} - \varphi_{\text{к}})} \quad (8)
\end{aligned}$$

Приведенный подход позволяет более обоснованно выбирать типоразмеры отстойного оборудования.

Также существует способ основанный на косвенном измерении плотности нефтегазовой смеси с последующей коррекцией показаний по результатам измерения плотности уже сепарированной нефти. Здесь же предлагается использовать следующее выражение для описания расчета скорости всплытия глобул в сильно обводненной смеси [26]:

$$w_{\text{вспл}} = \frac{(\rho_{\text{н}} - \rho_{\text{в}}) \cdot g \cdot d^2}{18\mu_{\text{э}}} \cdot \left[ \frac{1 - V}{1 - V \sqrt{1 - \left\{ \frac{d_i}{d_{\text{max}}} \right\}^2}} \right]^{4,75} \quad (9)$$

где  $d_{\text{max}}$  – максимальный диаметр глобул в эмульсии;  $\rho_{\text{н}}$ ,  $\rho_{\text{в}}$  – плотности нефти и воды соответственно;  $\mu_{\text{э}}$  – вязкость эмульсии;  $d_i$  – средний диаметр глобул  $i$ -й фракции;  $g$  – ускорение свободного падения;  $V$  – объемная доля дисперсной фазы (нефти).

В исследовании [27] предложен алгоритм расчета неоднородного электрического поля, создаваемого несимметричной и симметричной конфигурацией плоских электродов различных размеров. Представлено моделирование движения капель воды в водонефтяной эмульсии под действием сил  $F_{\text{плав}}$ ,  $F_{\text{сопр}}$  и  $F_{\text{дф}}$ .

Уравнения движения для капли воды в проекциях на координатные оси будут следующие

$$m_k a_y = F_{\text{плав}} + F_{\text{сопр}}^y + F_{\text{дф}}^x \quad (10)$$

$$m_k a_x = F_{\text{сопр}}^x + F_{\text{дф}}^x \quad (11)$$

$$\overline{F_{\text{сопр}}} = -3\pi \cdot \frac{\lambda + \frac{2}{3}}{\lambda + 1} \cdot \mu_n \cdot d_k \cdot \overline{w}_k \quad (12)$$

$$\overline{F_{\text{дф}}} = 2\pi \cdot \varepsilon_n \cdot \frac{d^3}{8} \cdot \frac{\varepsilon_v - \varepsilon_n}{\varepsilon_v + 2\varepsilon_n} \cdot \nabla E^2 \quad (13)$$

где  $F_{\text{плав}}$  – сила плавучести;  $F_{\text{сопр}}$  – сила лобового сопротивления;  $\lambda = \frac{\mu_v}{\mu_n}$ ;  $\mu_v$  – вязкость воды;  $\mu_n$  – вязкость нефти;  $F_{\text{дф}}$  – сила диэлектрофореза, действующая на растворенную каплю воды в нефтяной среде в неоднородного электрическом поле;  $\varepsilon_n$  – диэлектрическая проницаемость нефти;  $\varepsilon_v$  – диэлектрическая проницаемость воды;  $d$  – расстояние между пластинами конденсатора;  $\nabla E^2$  – градиент квадрата напряженности электрического поля.

В источнике [28] проведено экспериментальное исследование отклонений отдельных капель воды в масле от траектории свободного падения под действием неоднородного электрического поля различной интенсивности, а также анализ пространственного распределения капель воды в эмульсии при такой обработке. При этом показано, что длительном влиянии эмульсии в неоднородном электрическом поле выявляются характерные зоны: зона притяжения капель в центре электрода и две зоны выталкивания и скопления капель по краям электрода, в каждой из зон наблюдается различный характер движения капель.

В статье [29] показано, что с увеличением частоты электрического поля, амплитуда колебаний (а соответственно и деформация капли) снижается.

## 2 ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

### 2.1 Описание технологической схемы УПН Средне-Нюрольского месторождения

На рисунке 12 представлена принципиальная схема процесса предварительной подготовки нефти Средне-Нюрольского месторождения.

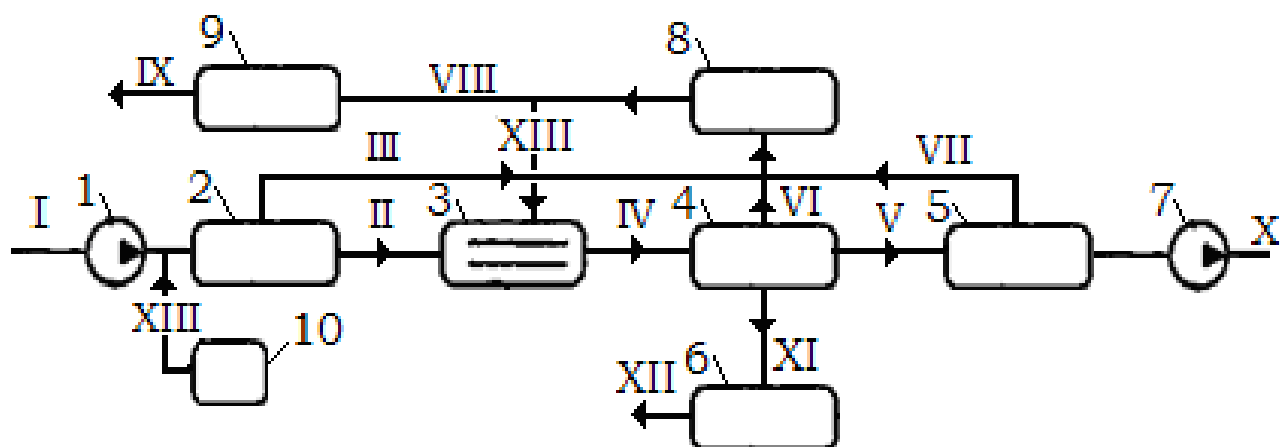


Рисунок 12 – Принципиальная схема установки подготовки нефти

1, 7 — насосы;

2 – сепаратор;

3 – печь;

4 – отстойник;

5 – концевой сепаратор;

6 – блок очистки воды;

8 – газовый сепаратор;

9 – блок очистки газа;

10 – блок дозирования

реагента.

I — холодная "сырая" нефть;

II — частично отсепарированная нефть;

III, VI, VII — попутный газ;

IV — частично обезвоженная нефть;

V — обезвоженная нефть;

VIII — попутный газ на очистку;

IX — очищенный газ;

X — стабильная нефть;

XI — отстоявшаяся пластовая вода;

XII – поток на КНС;

XIII – газ после сепаратора на отопление  
печи;

На всас насоса 1 поступает «сырая» нефть I, к которой потоком XIII из блока дозирования реагента 10 в малом количестве добавляется

деэмульгатор. Частично отсепарированная водонефтяная смесь из сепаратора 2 следом нагревается в печи 3 до температуры 40– 45 °С, путём сжигания попутного газа из газового сепаратора 8. Подогретая нефть направляется в отстойник 4, где происходит отделение пластовой воды (XI) и попутного газа (VI) от нефти, за счет температуры и добавленного ранее деэмульгатора. Остаточное содержание воды от 5 до 30 % масс. Из конечного сепаратора 5 остаточное количество газа через газосепаратор 8 и блок очистки газа 9 выводится с установки подготовки нефти. Нефть (X) насосом 7 нагнетается в трубопровод или резервуары. Пластовая вода (XII), предварительно пройдя доочистку от нефти и механических примесей в 6 через кустовую насосную станцию закачивается в скважины поддержания пластового давления.

Объемы добываемого газа на данное время (22,5 млн.м<sup>3</sup>/год, отсепарированный газ используется на собственные нужды излишек на данное время сгорает на факельной установке;

Содержание воды в добываемой нефти требует дополнительного времени отстоя жидкости, остаточная обводненность значением до 0,5% масс. достигается применением большой дозировки деэмульгатора (порядка 30-40гр/т);

На Средне-Нюрольском месторождении основная часть газа после 1-ой ступени сепарации поступает на утилизацию в факельную систему высокого давления. Другая, меньшая часть газа поступает на собственные нужды в блок нагрева.

## 2.2 Общий материальный баланс установки

На основе материальных балансов отдельных стадий составлен общий материальный баланс установки подготовки нефти.

Таблица 2.1 – Общий материальный баланс установки

Приход				Расход			
	% масс	кг/ч	т/г		% масс	кг/ч	т/г
Эмульсия, в том числе:				Подготовленная нефть, в том			

				числе:			
- газированная нефть	70	23589,02	206500	- нефть	67,19	22628,49	198225,6
- газ	30	10090,446	88500	- вода	7,46	2514,28	22025,09
Итого	100	33698,6	295000	Всего подготовленной нефти	74,65	25142,77	220250,7
				Газ	2,83	954,2	8358,792
				Подтоварная вода	22,52	7582,52	66422,88
				Итого	100	33698,6	295000

### 2.3 Методы исследования

В процессе исследования проводились вычисления на моделирующей системе процессов первичной подготовки нефти, разработанных на кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики ТПУ. Моделирующая система реализована по модульному принципу формирования моделей аппаратов технологической схемы.

Цель исследования на моделирующей системе – прогнозирование включения в технологическую схему дополнительной ступени обезвоживания.



### 3 РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА

#### 3.1 Моделирующая система процессов подготовки нефти

##### 3.1.1 Моделирование процесса сепарации

Сепарация является сложным многокомпонентным процессом и сочетает в себе физические и массообменные процессы, протекающие между газовой и жидкой фазами, содержащими большое количество компонентов. Модель строится на допущениях, что достигается состояние равновесия, и происходит однократное испарение компонентов смеси.

Уравнение материального баланса процесса однократного испарения для многокомпонентной системы в целом представляется как:

$$F = G + L; \quad (14)$$

где  $F$  – количество исходного сырья, кг/час;  $G$  – количество паровой фазы, кг/час;  $L$  – количество жидкой фазы кг/час;

Для  $i$ -го компонента системы материальный баланс запишется следующим образом:

$$F \cdot u_i = G \cdot y_i + L \cdot x_i, \quad (15)$$

где  $u_i$ ,  $x_i$ ,  $y_i$  – мольные доли  $i$ -го компонента в исходном сырье и полученных жидкой и паровой фазах соответственно.

В условиях равновесия

$$y_i = K_i \cdot x_i; \quad (16)$$

где  $K_i$  – константа фазового равновесия  $i$ -го компонента.

Основное уравнение для расчета частичного однократного испарения многокомпонентной системы-

$$x_i = \frac{u_i}{1 + e \cdot (K_i - 1)}, \quad (17)$$

где  $e = \frac{G}{F}$  – молярная доля пара (доля отгона) в конце процесса однократного испарения.

Контролем правильности решения является выполнение условий

$$\sum x_i = \sum y_i = 1; \quad (18)$$

### 3.1.2 Моделирование процесса каплеобразования

Расслоение эмульсионного потока на нефть и воду возникает при скорости транспортирования ниже некоторого критического значения, которое зависит от ряда факторов и, прежде всего, от размера капель дисперсной фазы. Известно достаточно много формул для расчета размера капель и значения критической скорости потока.

Ниже приведены формулы, предложенные В.П. Троновым.

Для процесса коалесценции в трубопроводе:

$$d_{\max}^{mp} = 43,3 \cdot \frac{\sigma^{1,5} + 0,7 \mu_B \cdot u^{0,7} \cdot \sigma^{0,8}}{u^{2,4} \operatorname{Re}^{0,1} \nu_{CM}^{0,1} \rho_H \mu_H^{0,5}}; \quad (19)$$

где  $d_{\max}^{mp}$  – максимальный диаметр капель в трубопроводе, м;  $\sigma$  – межфазное натяжение на границе нефть-вода, Н/м;  $\mu_H$  и  $\mu_B$  – динамическая вязкость нефти и воды, Пуаз (1 Па·с=10 Пуаз);  $u$  – линейная скорость потока, м/с;  $\rho_H$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;  $\nu_{CM}$  – кинематическая вязкость смеси, мм<sup>2</sup>/с.

Объемная скорость потока, м<sup>3</sup>/с:

$$\nu = \frac{G}{3600 \cdot \rho}; \quad (20)$$

где  $G$  – расход смеси на выходе из блока сепарации, кг/час,  $\rho$  – плотность эмульсии на выходе из блока сепарации, кг/м<sup>3</sup>.

Линейная скорость потока, м/с:

$$U = \frac{\nu}{3,14 \cdot \frac{D^2}{4}}; \quad (21)$$

где  $D$  – диаметр трубопровода, м<sup>2</sup>.

Для процесса каплеобразования в коалесцирующей секции:

$$d_{\max}^{k.c.} = K_{\text{эф}} \cdot d_{\max}^{mp}; \quad (22)$$

где  $d_{\max}^{k.c.}$  – максимальный диаметр капель в коалесцирующей секции, м;  $K_{\text{эф}}$  – коэффициент эффективности, который вычисляется по формуле:

$$K_{\text{эф}} = \frac{2 \sum^n n}{n}; \quad (23)$$

где  $n$  – количество перегородок в коалесцирующей секции.

### 3.1.3 Моделирование процесса отстаивания

Уравнение материального баланса процесса отстаивания:

$$Q_{\text{ЭМ}} = Q_{\text{В}} + Q_{\text{Н}}; \quad (24)$$

где  $Q_{\text{ЭМ}}$  - количество исходной эмульсии, кг/час;  $Q_{\text{В}}$  - количество воды, отделенной при процессе отстаивания, кг/час;  $Q_{\text{Н}}$  - количество нефти, обезвоженной при процессе отстаивания, кг/час.

Составляющие данного уравнения могут быть расписаны через начальные и конечные обводненности нефти:

$$Q_{\text{Н}} = Q_{\text{ЭМ}}(1 - B_0) + Q_{\text{ЭЭ}} \cdot B; \quad (25)$$

$$Q_{\text{Н}} = Q_{\text{ЭМ}} B_0 - Q_{\text{ЭЭ}} \cdot B; \quad (26)$$

где  $B_0$  – исходная обводненность нефти, % масс;  $B$  – остаточная обводненность нефти, после процесса отстаивания, %масс.

Основная задача – определение конечной обводненности нефти и времени отстаивания.

Определение конечной обводненности осуществляется методом последовательных приближений при расчете по эмпирическим формулам, характеризующим взаимосвязь между скоростью осаждения капель воды, плотностями воды и нефти и обводненностью нефти.

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

$$\omega_{\text{од}} = \omega_0(1 - \varphi)^n; \quad (27)$$

где  $\omega_{\text{од}}$  – скорость осаждения частицы относительно сплошной среды в условиях стесненного потока;  $\omega_0$  – скорость свободного осаждения частицы;  $\varphi$  - объемная доля дисперсной фазы в системе.

В области ламинарного режима осаждения относительные скорости оседания капель воды в нефти в зависимости от её обводненности определяются по следующей формуле:

$$\frac{\omega_{од}}{\omega_0} = \omega_0(1-W)^{4,7}; \quad (28)$$

где  $\omega_{од}$  – скорость осаждения капель воды в нефти, м/с;  $\omega_0$  – скорость стесненного осаждения капель воды в нефти, м/с;  $W$  – обводненность нефти.

### 3.2 Моделирование процессов подготовки нефти на УПН Средне-Нюрольского месторождения

При проведении расчетов моделирующая система была адаптирована согласно технологической схеме УПН Средне-Нюрольского месторождения. Для расчетов на модели использованы данные, приведенные в таблицах 3.1 и 3.2.

Таблица 3.1 – Состав нефти

Компонент смеси	Мольная доля компонента в нефти, % мол.	Молекулярная масса, кг/кмоль
Диоксид углерода (CO <sub>2</sub> )	0,09	44
Азот (N <sub>2</sub> )	0,18	28
Метан(CH <sub>4</sub> )	12,87	16
Этан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	0,94	30
Пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	2,29	44
n-Бутан (n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	1,15	58
i-Бутан (i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	2,52	58
n-Пентан (n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	1,80	72
i-Пентан (i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	2,20	72
Гексан и выше (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> +)	75,96	170
Σ	100,00	-

Таблица 3.2 – Параметры технологического режима

Наименование стадии процесса, аппарата	Единица измерения	Допускаемые пределы технологических параметров
Сепаратор первой ступени С–1		
Давление в аппарате	МПа, изб.	0,4
Температура	°С	20
Концевая ступень сепарации КС		
Давление	МПа изб.	0,105
Температура	°С	38
Отстойник нефти О–1		
Давление	МПа, изб.	0,2
Температура	°С	40

Сравнение результатов расчета и данных с установки приводится в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Материальный баланс установки и материальный баланс согласно выбранной модели

Приход						
	Установка			Модель		
	% масс	кг/ч	т/Г	% масс	кг/ч	т/Г
Эмульсия, в том числе:						
- газированная нефть	70	23589,02	206500	70	23583,34	206500
- газ	30	10090,446	88500	30	10107,14	88500
Итого	100	33698,6	295000	100	33690,48	295000
Расход						
	Установка			Модель		
	% масс	кг/ч	т/Г	% масс	кг/ч	т/Г
Подготовленная нефть, в том числе:						
- нефть	67,19	22628,49	198225,6	69,73	23493,11	205710,0
- вода	7,46	2514,28	22025,09	5,20	1751,42	15335,8
Всего подготовленной нефти	74,65	25142,77	220250,70	74,49	25244,53	221045,7

Газ	2,83	954,2	8358,79	2,56	863,50	7661,0
Подтоварная вода	22,52	7582,52	66422,88	22,51	7582,45	66393,3
Итого	100	33698,6	295000	100	33690,48	295000

Расходы, рассчитанные с помощью моделирующей системы сопоставимы с реальными данными с установки. Следовательно, можно продолжать дальнейшее исследование.

Таблица 3.4 – Сравнение результатов расчета обводненности с обводненностью подготовленной нефти на установке

	Установка	Модель
Обводненность на входе, %	30	30
Обводненность на выходе, %	10,0	7,0
Содержание солей на выходе, мг/л	900	1559

Обводненность и содержание солей не соответствуют ГОСТу 31378-2009 «Нефть. Общие технические условия». Для повышения качества нефти предлагаем ввести в технологическую схему дополнительную ступень отстаивания. Согласно нагрузки по жидкости, в технологическую схему в качестве дополнительной ступени отстаивания предлагаем ввести отстойник ОГ-100.

Расчеты на моделирующей системе, адаптированной под новую технологическую схему, и сравнение с исходным вариантом приведены в табл. 3.5.

Таблица 3.5 – Сравнение моделей подготовленной нефти

Количество отстойников	1	2
Обводненность на входе, %	30	30
Обводненность на выходе, %	7,0	0,5

Содержание солей на выходе, мг/л	1559	112
-------------------------------------	------	-----

На основании полученных результатов по обводненности и содержанию солей в подготовленной нефти можно сделать заключение, что введение дополнительной ступени отстаивания не позволяет достигнуть требуемого качества по содержанию солей, поэтому необходимо введение промывной воды на входе в ОГ-100.

## 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### 4.1 Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

#### 4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Сегментирование рынка производим исходя из специфики исследовательского проекта. Целевой рынок для данного проекта представляет собой отрасль промышленной переработки нефти.

Первым из наиболее важных критериев сегментирования, который мы выбираем, является размер нефтепромышленной компании, поскольку, как правило, чем больше компания, тем легче ей оптимизировать свой технологический процесс за счет наличия у нее крупного капитала.

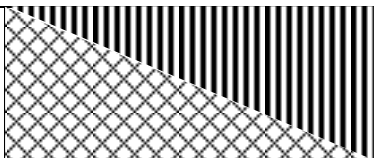
Второй важный критерий сегментирования рынка – приоритетная отрасль нефтегазодобывающих компаний; если компании отдают предпочтение именно нефтедобычи, технология подготовки нефти для них более актуально. В данном случае приоритетность представляет собой количественное преобладание произведенного продукта одной отрасли над продуктом другой.

В таблице 4.1 представлена карта сегментирования рынка по приоритетной отрасли в зависимости от размера компании.

Таблица 4.1 – Карта сегментирования рынка

		Приоритетная отрасль	
		Газопереработка	Нефтепереработка
Размер Нефтегазопере- рабатывающей компании	Крупные	(Диагональные штрихи)	(Точечный узор)
	Средние	(Горизонтальные штрихи)	(Квадратная сетка)



	Мелкие		
--	--------	--	-------------------------------------------------------------------------------------



Как видно из таблицы, основными сегментами данного рынка являются крупные, средние и мелкие компании. Следовательно, сегмент крупных, средних и мелких компаний нефтепереработки является наиболее перспективным сегментом для формирования спроса на целевом рынке.

#### 4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Необходимо систематически проводить детальный анализ существующих на рынке конкурирующих разработок, так как рынки пребывают в постоянном движении. Этот анализ помогает успешнее противостоять своим соперникам за счет вноса корректив в научное исследование. Важно реалистично оценить слабые и сильные стороны разработок своих конкурентов в сфере моделирования технологии промышленной подготовки нефти.

В таблице 4.2 представлен пример оценочной карты технологии.

Таблица 4.2 – Оценочная карта сравнения конкурентных решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Доступность и простота исполнения	0,2	5	5	3	1	1	0,6
2. Надежность	0,15	5	5	4	0,75	0,75	0,6
3. Индивидуальный подход	0,17	5	3	5	0,85	0,51	0,85
4. Соответствие нефти на выходе принятым стандартам	0,13	5	3	5	0,65	0,39	0,65
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Уровень проникновения на рынок	0,08	1	2	2	0,08	0,16	0,16

2. Финансирование разработки	0,03	3	4	3	0,09	0,12	0,09
3. Конкурентоспособность разработки	0,12	4	4	4	0,48	0,48	0,48
4. Наличие сертификации разработки	0,05	4	5	4	0,2	0,25	0,2
5. Срок выхода на рынок	0,08	4	5	3	0,32	0,40	0,24
<b>Итого</b>	<b>1</b>				<b>4,42</b>	<b>3,06</b>	<b>3,87</b>

Разрабатываемая технология является конкурентоспособной на рынке. Главными ее преимуществами являются доступность и простота исполнения, надежность и индивидуальный подход.

### 4.1.3 SWOT-анализ

В SWOT-анализе следует описание слабых и сильных сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, настоящих и возможных будущих.

Результаты SWOT-анализа представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Матрица SWOT

	<p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <p>С1. Доступность и простота исполнения</p> <p>С2. Адекватность разработки</p> <p>С3. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями.</p> <p>С4. Надежность</p>	<p><b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <p>Сл1. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца</p> <p>Сл2. Отсутствие прототипа научной разработки</p> <p>Сл3. Отсутствие бюджетного финансирования</p> <p>Сл4. Устаревшая технология заложенная в модель</p>
<p><b>Возможности:</b></p> <p>В1. Использование инфраструктуры ОЭЗ ТВТ Томск</p> <p>В2. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ</p> <p>В3. Уменьшение значимости или достоинства конкурентных разработок</p> <p>В4. Появление потенциального спроса на</p>	<p>1. Разработка модели технологической схемы промышленной подготовки нефти с целью усовершенствования процесса</p> <p>2. Простота применения модели</p> <p>3. Повышение качества продукта</p>	<p>1. Невозможность проведения экспериментов в лабораториях ТПУ для проверки модели на адекватность</p> <p>2. Модель недостаточно универсальна для применения в типовых случаях</p>

новый продукт		
<p><b>Угрозы:</b></p> <p>У1. Развитая конкуренция технологий производства</p> <p>У2. Внедрение других моделей на предприятиях отечественных НПЗ</p> <p>У3. Введения дополнительных государственных требований к сертификации продукции</p>	<p>1. Продвижение новой технологии промысловой подготовки нефти</p> <p>2. Модернизация модели в пользу использования более дешевых деэмульгаторов</p>	<p>1. Приобретение необходимых экспериментальных данных по составу сырья и продукта с промышленной установки</p> <p>2. Увеличение затрат за счет создания модели</p>

Данный анализ поможет выявить благодаря каким факторам модель улучшает свои позиции, а каким ухудшает.

#### 4.2 Определение возможных альтернатив проведения научных исследований

Данный проект подразумевает разработку модели технологии, поэтому предлагаются три варианта совершенствования этой модели. Вариации нефтепромыслового оборудования приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 –Морфологическая матрица исследования

	1	2	3
Газовый сепаратор	Газосепаратор сетчатый	Газовый фильтр сепаратор	Гидроциклон
Печь	Трубчатая печь двухкамерная на жидком топливе конвективно-радиационная	Трубчатая печь двухкамерная на газообразном топливе конвективно-радиационная	Трубчатая печь однокамерная на газообразном топливе конвективная

Аппарат обезвоживания нефти	Отстойник гравитационный	Электродегидратор	Деэмульсатор
-----------------------------	--------------------------	-------------------	--------------

### 4.3 Планирование научно-исследовательских работ

#### 4.3.1 Структура работ в рамках научного исследования

Данный раздел приводится с целью составления перечня этапов и работ в рамках проведения научного исследования, а также проведения распределения исполнителей по видам работ.

Таблица 4.5– Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов данной темы	Студент
	3	Выбор направления исследований	Студент, Руководитель
	4	Календарное планирование работ по теме	Студент, Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение расчетов и обоснований (теория)	Студент
	6	Построение моделей и проведение экспериментов	Студент, Руководитель
	7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	Студент
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель
	9	Определение целесообразности проведения ОКР	Студент, Руководитель
<b>Проведение ОКР</b>			
Разработка технической документации и проектирование	10	Подбор данных для выполнения экономической части работы	Студент
	11	Оформление экономической части работы	Студент
	12	Сбор информации о социальной безопасности	Студент
	13	Оформление результатов по социальной безопасности	Студент
Оформление отчета по НИР (комплекта	14	Составление пояснительной записки	Студент, Руководитель

документации по ОКР)	15	Сдача работы на рецензию	Студент
	16	Подготовка к защите дипломной работы	Студент
	17	Защита дипломной работы	Студент, Руководитель

### 4.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость выполнения научного исследования носит вероятностный характер и оценивается экспертным путем в человеко-днях.

Таблица 4.6 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях	Длительность работ в календарных днях
	минимальная трудоемкость, чел-дни	максимальная трудоемкость, чел-дни	ожидаемая, чел-дни			
Составление и утверждение технического задания	1	3	1,8	Руководитель	1,8	3
Календарное планирование работ по теме	5	15	9	Руководитель	9	13
Работа с литературой	30	90	54	Студент	54	80
Проведение теоретических расчетов и обоснований	3	15	7,8	Студент, Руководитель	3,9	6
Оценка эффективности полученных результатов	1	3	1,8	Студент, Руководитель	0,9	1
Оформление пояснительной записки	3	15	7,8	Студент	7,8	12

### 4.3.3 Разработка графика проведения научного исследования

На основе таблицы 4.6 построен календарный план-график (табл. 4.7) по длительности исполнения работ в рамках проекта с разбивкой по месяцам и декадам за период времени дипломирования.

Таблица 4.7 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

Название работы	Исполнители	T <sub>ki</sub> , дн.	Продолжительность выполнения работ														
			Февраль		Март			Апрель			Май			Июнь			
Составление и утверждение технического задания	Руководитель	3	▨														
Календарное планирование работ по теме	Руководитель	13	▨														
Работа с литературой	Студент	80				■											
Проведение теоретических расчетов и обоснований	Студент, Руководитель	6													▨		
Оценка эффективности и полученных результатов	Студент, Руководитель	1														▨	
Оформление пояснительной записки	Студент	12														■	



Руководитель



Студент

#### 4.4 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета научно-технического исследования должно быть обеспечено достоверное и полное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением.

##### 4.4.1 Расчет материальных затрат научно-технического проекта

Рассчитаем материальные расходы проекта.

Таблица 4.8 – Материальные затраты

№ п/п	Наименование	Ед. изм-я.	Кол-во единиц оборудования			Цена за ед., тыс. руб.			Затраты на материалы, тыс. руб.		
			Номер исполнения								
			1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	Сырая нефть (эмульсия)	т	295	295	295	1	1	1	295	295	295
2	Деэмульгаторы	кг	2,95	2,95	2,95	0,04	0,04	0,04	0,118	0,118	0,118
3	Первичный сепаратор	шт.	1	1	1	100	100	100	100	100	100
4	Газовый сепаратор	шт.	1	4	1	200	100	250	200	400	250
5	Печь	шт.	1	1	1	3500	3500	3500	3500	3500	3500

6	Аппарат обезвоживания	шт.	1	1	1	200	1800	200	200	1800	200
7	Концевой сепаратор	шт.	1	1	1	200	200	200	200	200	200
8	Насос	шт.	2	2	2	90	90	90	90	90	90
Итого:			<b>Исп.1</b>	8285.118	<b>Исп.2</b>	10085.118	<b>Исп.3</b>	8335.118			

#### 4.4.2 Расчет материальных затрат на специальное оборудование для научных работ

Таблица 4.8 – Расчет затрат на оборудование по исполнениям

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования			Цена единицы оборудования, тыс. руб.			Общая стоимость оборудования, тыс. руб.		
		Номер исполнения								
		1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	Персональный компьютер	2	2	2	28	28	28	28	28	28
2	ПО Microsoft Office	2	2	2	3	3	3	6	6	6
3	Лицензия на программный пакет Pascal	1	1	1	27	27	27	27	27	27
Итого:								61	61	61

#### 4.4.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Таблица 4.9 – Расчет основной заработной платы

Исполнитель	Оклад, руб.	Районный коэффициент	Месячная зарплата, руб./мес.	Общие затраты на заработную плату (5 месяцев), руб./мес.
Студент	26300	1,3	34190	170950
Руководитель	1854	1,3	2410	12050
Итого			36600	183000

Расходы по заработной плате определяются исходя из трудоемкости выполняемых работ, системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, ежемесячно выплачиваемая из фонда

заработной платы в размере 20–30 % от тарифа или оклада. Расчет основной заработной платы приведен в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Расчет основной заработной платы

№ п/п	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудо-емкость, чел.-дн.	Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб.	Всего заработная плата по тарифу (окладам), тыс. руб.
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	3	1,20	3,60
2	Календарное планирование работ по теме	Руководитель	13	1,20	15,60
3	Работа с литературой	Студент	80	0,08	6,40
4	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Студент	6	0,08	0,48
		Руководитель	6	1,20	7,20
5	Оценка эффективности полученных результатов	Студент	1	0,08	0,08
		Руководитель	1	1,20	1,20
6	Оформление пояснительной записки	Студент	12	0,08	0,96
Итого:		Руководитель: 27,6 тыс. руб.		Бакалавр: 7,92 тыс. руб.	

#### 4.4.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Дополнительная заработная плата представляет собой основную заработную плату умноженную на коэффициент дополнительной заработной платы, который на стадии проектирования принимается 0,12-0,15.

Таблица 4.11 – Расчет дополнительной заработной платы

Исполнитель	Основная зарплата, руб./мес.	Коэффициент дополнительной заработной платы	Дополнительная зарплата, руб./мес.	Итоговая зарплата, руб./мес.
Руководитель	34190	0,15	5128,5	39318,5
Студент	2410	0,15	361,5	2771,5
Итого	36600		5490	42090



Расчеты показали, что месячная заработная плата за время выполнения проекта составила 42090 руб. в месяц. За весь период научного исследования итоговая заработная плата составляет 210450 руб.

#### 4.4.5 Отчисления во внебюджетные фонды

Данная статья расходов отражает обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования, медицинского страхования, а также пенсионного фонда. Отчисления представляют собой долю от затрат на оплату труда работников.

Таблица 4.12 – Расчет отчислений во внебюджетные фонды

Исполнитель	Заработная плата, руб.	Сумма выплат, руб.
Руководитель	39318,5	11795,5
Студент	2771,5	831,5
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,3	
<b>Итого</b>	<b>12627</b>	

Сумма отчислений во внебюджетные фонды в месяц составила 12627 руб. За весь период деятельность отчисления составляют 63135 руб.

#### 4.4.6 Накладные расходы

Накладные расходы представляют собой прочие затраты организации, не учтенные в предыдущих статьях расходов: оплата услуг связи, электроэнергии, печать и ксерокопирование материалов исследования, почтовые и телеграфные расходы и т.д. Величина расходов определяется как сумма предыдущих статей умноженную на коэффициент, учитывающих накладные расходы. Величину коэффициента накладных расходов возьмем в размере 16%.

Величина накладных расходов для исполнения 1, 2 и 3 будет равна соответственно

$$Z_{\text{накл1}} = (8285118 + 61000 + 183000 + 27450 + 63135) \cdot 0,16 = 1379152,5 \text{руб.}$$

$$Z_{\text{накл2}} = (10085118 + 61000 + 183000 + 27450 + 63135) \cdot 0,16 = 1667152,5 \text{руб.}$$

$$Z_{\text{накл3}} = (8335118 + 61000 + 183000 + 27450 + 63135) \cdot 0,16 = 1387152,5 \text{руб.}$$

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

Таблица 4.13 – Расчет бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	
1. Материальные затраты научно-исследовательской работы	8285118	10085118	8335118	Пункт 4.4.1
2. Затраты на оборудование	61000	61000	61000	Пункт 4.4.2
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	183000	183000	183000	Пункт 4.4.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	27450	27450	27450	Пункт 4.4.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	63135	63135	63135	Пункт 4.4.5
6. Накладные расходы	1379152,5	1667152,5	1387152,5	16 % от суммы ст. 4.4.1 – 4.4.5 Пункт 4.4.6
6. Бюджет затрат НИИ	9998855,5	12086855,5	10056855,5	Сумма статей 4.4.1 – 4.4.6

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

На основе расчета интегрального показателя эффективности определяют эффективность научного исследования. Нахождение интегрального показателя эффективности связано с определением финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как стоимость варианта исполнения к максимальной стоимости исполнения проекта.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.1}} = \frac{9998855,5}{12086855,5} = 0,827$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{12086855,5}{12086855,5} = 1$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.3}} = \frac{10056855,5}{12086855,5} = 0,832$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности определяется как сумма произведений весового коэффициента варианта исполнения разработки и балльной оценки варианта, которая устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 4.14 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения

<b>Объект исследования Критерии</b>	<b>Весовой коэффициент параметра</b>	<b>Исп.1</b>	<b>Исп.2</b>	<b>Исп.3</b>
1. Доступность и простота исполнения	0,31	5	3	4
2. Надежность	0,23	4	5	5
3. Индивидуальный подход	0,26	5	5	5
4. Соответствие нефти на выходе принятым стандартам	0,2	5	5	5
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>4,77</b>	<b>4,77</b>	<b>4,38</b>

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ( $I_{\text{исп.}i}$ ) определяется как:

$$I_{\text{исп.1}} = \frac{I_{p-\text{исп1}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп.1}}}, I_{\text{исп.2}} = \frac{I_{p-\text{исп2}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}}} \text{ и т.д.} \quad (29)$$

Сравнительная эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{\text{сп}}$ ):

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}} \quad (30)$$

Таблица 4.15 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,827	1	0,832
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,77	4,77	4,38
3	Интегральный показатель эффективности	5,77	4,77	5,19
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,83	0,90

На основании значений интегральных показателей эффективности вариантов исполнения, наиболее оптимальным считается первый вариант.

## 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### Введение

Данная выполненная работа представляет собой модель технологии промышленной подготовки нефти.

Область применения, которая представляет собой непосредственно первичную переработку нефти, периодически оптимизируется, что приводит как к улучшению технико-экономических показателей и качества нефти, так и к снижению вредных факторов для сотрудников сферы и населения.

Основные этапы при промышленной подготовке нефти – процессы обезвоживания, обессоливания. Осуществляются эти процессы в результате разрушения нефтяных эмульсий как правило с использованием термохимических методов.

Аппараты, подготавливающие нефть, работают под избыточным давлением на установке подготовки нефти.

Сырая газожидкостная смесь после первичной сепарации, а также измерения количества и показателей качества поступает в трехфазный сепаратор, перед входом в который происходит подача деэмульгатора.

Теперь, предварительно обезвоженную нефть подогревают в печах для подогрева нефти.

Нагретая нефть после печи поступает в сепаратор концевой ступени сепарации, где следует ее полное разгазирование.

По завершению обезвоживания и обессоливания нефть перекачивают насосами в резервуарный парк.

Аппараты находятся на открытых площадках. За процессом ведется наблюдение операторами с помощью центрального пульта управления и при помощи периодического обхода оборудования.

## 5.1 Производственная безопасность

Таблица 5.1 –Опасные и вредные факторы при выполнении работ по монтажу и обслуживанию нефтепромыслового оборудования[30]

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
<p>Полевые работы:</p> <p>1. Обслуживание промысловых объектов сбора и подготовки нефти и газа</p> <p>2. Ремонт технологических установок и оборудования</p> <p>3. Обслуживание и ремонт технологических трубопроводов</p>	<p>1. повышенная загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны;</p> <p>2. повышенный уровень шума;</p> <p>3. повышенный уровень вибрации;</p> <p>4. отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе</p> <p>5. недостаточная освещенность рабочей зоны;</p>	<p>1. острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования;</p> <p>2. движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;</p> <p>3. расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли;</p> <p>4. электрический ток;</p> <p>5. пожаровзрывоопасность.</p>	<p>Опасные и вредные производственные факторы устанавливаются ГОСТ 12.0.003-2015</p> <p>Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны устанавливаются ГОСТ 12.1.005-88</p> <p>Уровень шума на рабочих местах, общие требования к защите от шума на рабочих местах устанавливается ГОСТ 12.1.003-2014</p> <p>Естественное и искусственное освещение устанавливается СП 52.13330.2016</p> <p>Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности устанавливается ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).</p>

### 5.1.1 Анализ вредных факторов, которые может создать объект исследования

## Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Различные допустимые показатели устанавливаются для постоянных и непостоянных рабочих мест. Оптимальные и допустимые показатели температуры и относительной влажности в рабочей зоне производственных помещений должны соответствовать значениям, приведенным в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Оптимальные температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха в рабочей зоне производственных помещений [31]

Период года	Категория работ	Температура, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с, не более
Холодный	Средней тяжести - ПБ	17-19	40-60	0,2
Теплый	Средней тяжести - ПБ	20-22	40-60	0,3

При выполнении работ при низких температурах на открытом воздухе и в не отапливаемых помещениях основным опасным производственным фактором, приводящим к несчастным случаям, становится обморожение от воздействия низкой температуры.

К средствам защиты от обморожения при воздействии низкой температуры относятся: специальная защитная одежда (тулупы), средства защиты ног (валенки, сапоги), защиты рук (перчатки, рукавицы), защиты головы (шапки).

## Повышенная загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны

Нефть и нефтепродукты представляет собой темную, горючую, токсичную жидкость со специфическим запахом [32]. Цвет и запах нефти зависит от присутствия азотсодержащих, серосодержащих и кислородсодержащих компонентов, Нефть содержит легкоиспаряющиеся вещества, опасные для здоровья и жизни человека.

По степени воздействия на организм человека, нефть относится к 3-му классу опасности с ПДК 1,1-10 мг/м<sup>3</sup> в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 [33].

Нефть и нефтепродукты содержат легко испаряющиеся вещества, опасные для жизни и здоровья человека. ПДК аэрозоля нефти в воздухе рабочей зоны не более 10 мг/м<sup>3</sup> [31]. Контакт с нефтью вызывает сухость кожи, пигментацию или стойкую эритему, приводит к образованию угрей, бородавок на открытых частях тела [32].

Острые отравления парами нефти вызывают повышение возбудимости центральной нервной системы, снижение кровяного давления и обоняния [32].

При работе с нефтью и нефтепродуктами применяют средства индивидуальной защиты по ГОСТ 12.4.011-89, ГОСТ 12.4.103-83, ГОСТ 12.4.111-82, ГОСТ 12.4.112-82. Для индивидуальной защиты в местах с концентрацией паров нефти, превышающей ПДК, применяют противогазы в соответствии с ГОСТ 12.4.034-2017. Для защиты кожи рук применяют защитные рукавицы, мази и пасты по ГОСТ 12.4.068-79. 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 12.4.021-75. В местах возможного выделения химических веществ в воздух рабочей зоны должны быть оборудованы местные вытяжные устройства [33].

### **Повышенный уровень шума на производстве**

Основным источником шума является насосная внутренней перекачки и магистральной перекачки, трубопроводы для перемещения жидкостей и газов, площадка трубчатых печей. Нормативным уровнем постоянного шума на рабочих местах являются уровни звуковых давлений в октановых полосах 80 дБА в соответствии с СанПиН 2.2.4.3359-16.

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 (противошумные наушники, вкладыши, шлемы);
- проведение санитарно-профилактических мероприятий для рабочих, занятых на виброакустически активном оборудовании [33].

### **Повышенный уровень вибрации на производстве**

По способу передачи на человека различают локальную и общую вибрацию.

- Локальная вибрация передается через руки человека.
- Общая вибрация передается через опорные поверхности на тело сидящего или стоящего человека.

По временной характеристике различается:

- постоянная вибрация, для которой спектральный или скорректированный по частоте контролируемый параметр за время наблюдения изменяется не более чем в 2 раза (на 6 дБ);
- непостоянная вибрация, для которой эти параметры за время наблюдения изменяются более чем в 2 раза (на 6 дБ).

В таблице 5.3 приведены категории, которым соответствуют данные характеристики труда.

Таблица 5.3 – Категория вибрации по санитарным нормам и критерий оценки [34]

<b>Категория вибрации по санитарным нормам и критерий оценки</b>	<b>Характеристика условий труда</b>	<b>Пример источников вибрации</b>
1 безопасность	Транспортная вибрация, воздействующая на операторов подвижных самоходных и прицепных	Тракторы сельскохозяйственные и промышленные, машины для обработки почвы, уборки и посева сельскохозяйственных культур;

<b>Категория вибрации по санитарным нормам и критерий оценки</b>	<b>Характеристика условий труда</b>	<b>Пример источников вибрации</b>
	машин и транспортных средств при их движении по местности, агрофонам и дорогам, в том числе при их строительстве	автомобили, строительно-дорожные машины, в том числе бульдозеры, скреперы, грейдеры, катки, снегоочистители и т.п.; самоходный горно-шахтный транспорт
2 граница снижения производительности труда	Транспортно-технологическая вибрация, воздействующая на операторов машин с ограниченной подвижностью, перемещающихся только по специально подготовленным поверхностям производственных помещений, промышленных площадок и горных выработок	Экскаваторы, краны промышленные и строительные, машины для загрузки мартеновских печей; горные комбайны; шахтные погрузочные машины; самоходные бурильные каретки; путевые машины, бетоноукладчики; напольный производственный транспорт
3 тип «а» граница снижения производительности труда	Технологическая вибрация, воздействующая на операторов стационарных машин и оборудования или передающаяся на рабочие места, не имеющие источников вибрации	Станки металло- и деревообрабатывающие, кузнечнопрессовое оборудование, литейные машины, электрические машины, насосные агрегаты, вентиляторы, буровые станки, оборудование промышленности стройматериалов (кроме бетоноукладчиков), установки химической и нефтехимической промышленности, стационарное оборудование сельскохозяйственного производства
3 тип «в» комфорт	Вибрация на рабочих местах работников умственного труда и персонала, не занимающегося физическим трудом	Диспетчерские, заводоуправления, конструкторские бюро, лаборатории, учебные помещения, вычислительные центры, конторские помещения, здравпункты и т.д.

В соответствии с категорией приведены санитарные нормы показателей вибрационной нагрузки на оператора для длительности смены 8 ч.

Таблица 5.4 – Санитарные нормы показателей вибрационной нагрузки на оператора для длительности смены 8 ч[34]

Вид вибрации	Категория вибрации по санитарным нормам	Направление действия	Нормативные, скорректированные по частоте и эквивалентные скорректированные значения			
			виброускорения		виброскорости	
			$m \times c^{-2}$	дБ	$m \times c^{-2} \times 10^{-2}$	дБ
Локальная	-	$X_l, Y_l, Z_l$	2,0	126	2,0	112
Общая	1	$Z_0$	0,56	115	1,1	107
		$Y_0, X_0$	0,4	112	3,2	116
	2	$Z_0, Y_0, X_0$	0,28	109	0,56	101
	3 тип «а»	$Z_0, Y_0, X_0$	0,1	100	0,2	92
	3 тип «в»	$Z_0, Y_0, X_0$	0,014	83	0,028	75

Создание вибробезопасных машин должно обеспечиваться применением методов, снижающих вибрацию в источнике возбуждения, которые приведены в ГОСТ 26568-85.

#### **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Недостаточное освещение влияет на функционирование зрительного аппарата, то есть определяет зрительную работоспособность, на психику человека, его эмоциональное состояние, вызывает усталость центральной нервной системы, возникающей в результате прилагаемых усилий для опознания четких или сомнительных сигналов.

Для нормализации визуальной обстановки в рабочих помещениях представляют собой осветительные проемы, фонари, прожекторы, защитные устройства [35].

Таблица 5.5– Нормы освещенности рабочих мест [36]

Наименование помещений, зрительной работы и вида деятельности	$E_{экс}$ , лк	$U_0$ , не менее	$R$ , не более	$R_a$ , не менее	$K_p$ , %, 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
Лаборатории	500		16		10

### **5.1.2 Анализ опасных факторов, которые могут возникнуть при внедрении разработки на производстве**

#### **Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования**

Для того, чтобы обезопаситься от воздействия этого вредного фактора используют индивидуальные средства защиты рук (перчатки, рукавицы) и других частей тела, контактирующих с данными поверхностями.

#### **Движущиеся машины и механизмы**

Возможность получения механических травм при нарушении правил техники безопасности обслуживания движущихся и вращающихся частей механизмов (вентиляторы, насосы, компрессора, подъемные механизмы и др.), что в результате может вызвать ушибы, травмы, сдавливания конечностей и переломы обслуживающего персонала. А также при несоблюдении правил работы на высоте и не использования соответствующей спецодежды, в результате дорожно-транспортных происшествий.

Меры безопасности в данных случаях применяются следующие:

- к работе должны допускаться лица, имеющие специальную подготовку и определенную требованиями норм и правил квалификацию;
- работать только на исправном оборудовании, исправными контрольно-измерительными приборами и предохранительными устройствами;

- движущиеся части оборудования должны иметь защитные кожухи и ограждения;
- ремонт и смазку движущихся частей производить только после остановки;

Для защиты персонала от механических повреждений используют спецодежду, спецобувь, средства защиты рук, и др. [34].

Соблюдение техники безопасности и применение средств индивидуальной защиты предусматривается отраслевыми правилами техники безопасности, а выдача этих средств регламентирована отраслевыми нормами.

### **Расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли**

На основании ПОТ РМ-012-2000 работы, выполняемые на высоте более 2 м, относятся к опасным производственным факторам. Аппараты, обслуживаемые на высоте, должны быть оснащены защитным ограждением. При невозможности устройства ограждений работы должны выполняться с применением предохранительного пояса и страховочного каната.

### **Электрический ток**

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.

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

- Соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей;
- Токопроводимые части должны быть изолированы;
- Применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- Использование предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;
- Применение устройств для снижения напряженности электрических и магнитных полей до допустимых значений;
- Использование средств защиты и приспособлений.

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

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:

- оставлять без надзора и переносить включенные электроприборы;
- работать на неисправных электрических установках и приборах;
- перегружать электросеть;
- работать вблизи открытых частей электроустановок, прикасаться к ним;
- загромождать подходы к электрическим устройствам;
- прикасаться к корпусу поврежденного прибора или токоведущим частям с нарушенной изоляцией и одновременно к заземленному оборудованию [37].

### **Пожаровзрывоопасность**

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:

- 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 при высокой температуре, разветвленная сеть технологических трубопроводов с многочисленной запорно-пусковой и регулирующей арматурой и контрольно-измерительными приборами;
- Высокая теплота сгорания веществ и материалов [38].

Таблица 5.6 – 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

Пожары, взрывы и аварийная загазованность могут возникнуть в следствие использования неисправного оборудования, пуска неисправной технологической линии установки, нарушения технологического режима или правил ремонтных работ, несоблюдения правил останова технологической установки [38].

## 5.2 Экологическая безопасность

Подготовка нефти – это многостадийный процесс, который включает в себя обезвоживание и обессоливание нефти, процесс не является безотходным, также возможны выбросы в атмосферу. Экология подготовки нефти включает в себя проблемы загрязнение атмосферы, гидросферы и литосферы.

## Защита селитебной зоны

Для промышленных объектов и производств, сооружений, являющихся источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека, устанавливаются ориентировочные размеры санитарно-защитных зон. Промышленный объект по переработке нефти относится к первому классу, и санитарно защитная зона в таком случае составляет 1000м[38].

Ниже представлены рекомендуемые минимальные расстояния от магистральных трубопроводов для транспортирования нефти.

Таблица 5.7 – Рекомендуемые минимальные расстояния от магистральных трубопроводов для транспортирования нефти [39]

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 подготовки 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: сажа, оксид углерода, метан, диоксид азота, бензапирен и другие.

Таблица 5.8 – Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест [40]

Наименование вещества	Формула	Величина ПДК, мг/м <sup>3</sup>		Классопасности
		Максимально разовая	Средне-суточная	
Бензопирен	C <sub>20</sub> H <sub>12</sub>	-	0,1мкг/ 100 м <sup>3</sup>	1
Оксид углерода	CO	5	3	4
Сажа	C	0,05	0,02	2
Диоксид серы	SO <sub>2</sub>	0,5	0,1	3



Оксид азота	NO <sub>2</sub>	0,085	0,04	2
-------------	-----------------	-------	------	---

Повышения экологической безопасности можно достигнуть путем снижения выбросов во время эксплуатации за счет использования улучшенных фильтрационных и очистительных сооружений.

### **Воздействие объекта на гидросферу**

Загрязненные стоки на установке подготовки нефти образуются путем обезвоживания нефти от пластовой нефти.

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 [41].

### **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 производят более 100 т в сутки твердых, нефтесодержащих и пожароопасных отходов. Нефтешлам вывозят на специально отведенное место захоронения с периодичностью чистки и ремонта оборудования.

## **5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

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

При эксплуатации объекта исследования возможны следующие аварийные ситуации:

- пожары, взрывы, разгерметизация оборудования, возникшие из-за несоблюдения режима ведения процесса или по другим причинам;
- протечки в запорно-регулирующей арматуре или в аппаратах в случае их разгерметизации;
- увеличение содержания нефтепродуктов в подтоварной воде, происходящее по причине низкого уровня раздела фаз.

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

При возникновении пожара, взрыва, разгерметизации оборудования необходимо

- включить звуковую аварийную сигнализацию;
- вызвать пожарную охрану и бригаду скорой помощи;
- перекрыть подачу сырья и теплоносителей;
- сбросить давления на факел;
- остановить остальное оборудование.

В случае протечки в запорно-регулирующей арматуре следует сообщить начальнику цеха или мастеру установки, ликвидировать протечку без остановки оборудования, если невозможно, то с остановкой.

При низком уровне раздела фаз уровень следует поднять, а также проверить работу регуляторов уровня в аппарате.

## **5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

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

Лицам, не достигших восемнадцатилетнего возраста, работа с вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) условиями труда запрещается.

При приеме на работу с вредными (особо вредными), опасными (особо

опасными) условиями труда проводится обязательные медицинские осмотры работников [42].

У сотрудников, которые заняты на работах во вредных или опасных условиях, продолжительность рабочего времени сокращается на 4 часа в неделю. То есть она не должна превышать 36 часов в неделю (ч. 1 ст. 92 ТК РФ). При этом ежедневная рабочая смена при 36-часовой рабочей неделе не может превышать 8 часов, а при рабочей неделе 30 часов и менее – 6 часов (ч. 2 ст. 94 ТК РФ).

Предусмотрен ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск – не менее 7 календарных дней, а также повышение оплаты труда – не менее 4% тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда [42].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время при исследовании химико-технологических процессов эффективно используются математические модели. На кафедре ХТТ и ХК разработана математическая модель процессов первичной подготовки нефти, позволяющая учитывать влияние технологических параметров, составы и свойств подготавливаемой нефти, ее обводненности, учета гидродинамики потоков в трубопроводах и аппаратах на качество и количество продукции.

На основании расчетов с помощью моделирующей системы сделан вывод об адекватном соответствии результатов расчета данным с промышленной установки.

Поскольку нефть, подготавливаемая на УПН Средне-Нюрольского месторождения, не соответствует требованиям ГОСТ 31378-2009 «Нефть. Общие технические условия» по качеству (содержание воды, содержание солей) предложено ввести дополнительную ступень обезвоживания и обессоливания включив в технологическую схему отстойник ОГ-100 с предварительной подачей промывной воды в количестве 183 кг/ч.

Прогноз на математической модели позволяет сделать заключение, что введение этой ступени позволит достигнуть требуемого качества подготавливаемой нефти.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Мановян А. К. Технология первичной переработки нефти и природного газа Учебное пособие дл вузов. 2-е изд. – М.: Химия, 2001, –568 с.
2. Логинов В. И. Обезвоживание и обессоливание нефтей. – М.: Химия, 1979, – 216 с.
3. Майк Крабтри. Борьба с солеотложениями – удаление и предотвращение их образования [Текст] / Майк Крабтри, Дэвид Эслингер, Фил Флетчер, Мэтт Миллер, Эшли Джонсон, Джордж Кинг // Нефтяное обозрение. – 2002. – №2. – С. 52 – 73.
4. Технологические основы и моделирование процессов промышленной подготовки нефти и газа: учебное пособие / А. В. Кравцов, Н.В. Ушева, Е.В. Бешагина, О.Е. Мойзес, Е.А. Кузьменко, А.А. Гавриков; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 128 с.
5. Тронов В. П. Промысловая подготовка нефти. – Казань, «ФЭН», 2000, – 416 с.
6. Левченко Д. Н. Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения. / Левченко Д. Н., Бергштейн Н. В., Худякова А. Д., Николаева Н. М. / – М.: Химия, 1967, – 200 с.
7. Очилев А. А. Деэмульгаторы для разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий [Текст] / Очилев А. А., Олимов Б. С. // Вопросы науки и образования. – 2017. – №1. –12-13 с.
8. Сорокин В. А. Интенсификация процессов разделения водонефтяной эмульсии на промысле [Текст] Сорокин В. А. // Студенческая наука XXI века. – 2016. – № 2-1. – 281-283 с.
9. Тиллаева Ш. Ф. Технология обезвоживания и обессоливания нефти [Текст] /Тиллаева Ш. Ф., Ишкobilова Ж. С., Тураева Х. Т. // Бухарский инженерно-технологический институт. – 2017. – №5. – С. 20 -30.

10. Дворецкас Р. В. Разрушение стойких водонефтяных эмульсий ультразвуковым методом [Текст] / Дворецкас Р. В., Курагина Д. В. // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2015. – №1. – 107-110 с.
11. Мухаммадулина А. М. Влияние ультразвука на разрушение водонефтяных эмульсий [Текст] / Мухаммадулина А. М. // Наука и общество в условиях глобализации. – 2017. – №1. – 117-121 с.
12. Очилов А. А. Дезэмульгирования нефтей разрушением водонефтяных эмульсий дезэмульгатором в сочетании с микроволновым излучением [Текст] / Очилов А. А., Камолов Д. Д. // Наука, техника и образование. – 2016. – №2. – 46-48 с.
13. Уралспецмаш. Первокласные резервуары. [Электронный ресурс]. – Режим доступа <http://uralrezerv.com/emkosti-dlya-pererabotki-nefteproduktov/separatory-neftegaz> –Сепараторы нефтегазовые. – (Дата обращения 26.04.2018).
14. ГК ПНГ. [Электронный ресурс]. – Режим доступа [http://gkpng.ucoz.ru/index/separatory\\_neftegazovye\\_ngs/0-12](http://gkpng.ucoz.ru/index/separatory_neftegazovye_ngs/0-12) –Сепараторы нефтегазовые НГС. – (Дата обращения 26.04.2018).
15. Модуль НефтеГаз. Комплект. АО Научно Техническая компания. [Электронный ресурс]. – Режим доступа <http://www.mngk.ru/catalog/27/137/> –Устройство предварительного отбора газа (УПОГ). – (Дата обращения 26.04.2018).
16. Freepatent. [Электронный ресурс]. – Режим доступа <http://www.freepatent.ru/patents/2077364>– Сепарационная установка. – (Дата обращения 26.04.2018).
17. TEST. Разработка курсов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://designtest.lms.tpu.ru/mod/book/view.php?id=12450> – Сепарация нефти и газа. – (Дата обращения 26.04.2018).

18. Газовик. Нефть. [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://gazovikoil.ru/otstojniki-nefti> – Отстойники нефти. – (Дата обращения 26.04.2018).
19. Neftegaz.RU. [Электронный ресурс]. – Режим доступа [https://neftegaz.ru/tech\\_library/view/4039-Elektrodegidrotator](https://neftegaz.ru/tech_library/view/4039-Elektrodegidrotator) – Электродегидратор. – (Дата обращения 26.04.2018).
20. Agivee. [Электронный ресурс]. – Режим доступа [http://info-neft.ru/index.php?action=full\\_article&id=248](http://info-neft.ru/index.php?action=full_article&id=248) – Отстойники и электродегидраторы. – (Дата обращения 26.04.2018).
21. Курганхиммаш. [Электронный ресурс]. – Режим доступа [http://kurgankhimmash.ru/production/product\\_catalogs/sec/18/](http://kurgankhimmash.ru/production/product_catalogs/sec/18/) – НГВРП (Хитер-Тритер)-Нефтегазоводоразделитель. – (Дата обращения 26.04.2018).
22. Топнефтегаз. [Электронный ресурс]. – Режим доступа <http://topneftegaz.ru/news/view/108842> – Как хранят нефть современные компании. – (Дата обращения 26.04.2018).
23. BizOrg.su. [Электронный ресурс]. – Режим доступа <http://topneftegaz.ru/news/view/108842> – Резервуар горизонтальный одностенный. – (Дата обращения 26.04.2018).
24. AllPribors. [Электронный ресурс]. – Режим доступа <http://www.all-pribors.ru/opisanie/65655-16-rvs-5000-75670> – Резервуар вертикальный стальной цилиндрический. – (Дата обращения 26.04.2018).
25. Борисевич Ю. П. Моделирование процесса разрушения обратных водонефтяных эмульсий методом холодного отстоя [Текст] / Борисевич Ю. П., Хохлова Н. Ю. // Вестник самарского государственного университета. – 2015. – №2. – 172-179 с.
26. Зеленский В. А. Способ, математическая модель и алгоритм управления технологическим процессом сепарации нефти [Текст] / Зеленский В. А., Щодро А. И. // Вестник самарского государственного технического университета. – 2016. – №3. – 21-28 с.

27. Харламов С. Н. Математическое моделирование влияния капель неоднородного электрического поля на движение капель воды в нефти [Текст] / Харламов С. Н., Зайковский В. В. // Электронный научный журнал нефтегазовое дело. – 2015. – №4. – 95-117 с.
28. Зайковский В. В. Экспериментальное исследование движения капель воды в водонефтяной эмульсии при разделении в неоднородном электрическом поле [Текст] / Зайковский В. В., Харламов С. Н., Муратов В. М. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2016. – №10. – 27-34 с.
29. Linear dynamics modelling of droplet deformation in a pulsatile electric field / Vincenzino Vivacqua, Mojtaba Ghadiri, Aboubakr M. Abdullah, Ali Hassanpour, Mohammed J. Al-Marri, Barry Azzopardid, Buddhika Hewakandamby, Bijan Kermani // Chemical Engineering Research and Design. – №114. – 2016. – 162-170 p.
30. ГОСТ 12.0.003-2015. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
31. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
32. ГОСТ 31378-2009. Нефть. Общие технические условия.
33. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
34. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
35. СНиП 23-05-95\* Естественное и искусственное освещение
36. ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений
37. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
38. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.



39. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов
40. ГН 2.1.6.1338-03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.
41. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения.
42. ТК РФ. Трудовой кодекс РФ