

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

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Исследование процессов образования и разрушения водонефтяных эмульсий УДК 665.622.43

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2КМ61	Полякова Ксения Алексеевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Кузьменко Елена Анатольевна	Кандидат технических наук		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШИП	Креницына Зоя Васильевна	Кандидат технических наук		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОКД ИШНКБ	Авдеева Ирина Ивановна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ОП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Процессы и аппараты химической технологии	Самборская Марина Анатольевна	Кандидат технических наук		

Томск – 2018 г.

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 18.04.02. «Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии» (Процессы и аппараты химической технологии)

Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

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

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

28.05.2018 г.

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.01.18	<i>Ознакомление с темой диплома. Подбор литературы.</i>	2
19.03.18	<i>Написание литературного обзора</i>	15
13.04.18	<i>Экспериментальная часть</i>	25
20.04.18	<i>Результаты и обсуждения</i>	30
27.04.18	<i>Заключение</i>	10
21.05.18	<i>Финансовый менеджмент</i>	6
25.05.18	<i>Социальная ответственность</i>	6
28.05.18	<i>Сдача готового диплома. Подготовка раздаточного материала и доклада на защиту</i>	6
		100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Кузьменко Елена Анатольевна	Кандидат технических наук		15.01.18 г.

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ОП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Процессы и аппараты химической технологии	Самборская Марина Анатольевна	Кандидат технических наук		15.01.18 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P1	Применять глубокие, математические, естественнонаучные, социально-экономические и профессиональные знания в области энерго- и ресурсосберегающих процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии в профессиональной деятельности.
P2	Ставить и решать инновационные задачи производственного анализа, связанные с созданием и переработкой материалов с использованием моделирования объектов и процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии с учетом минимизации антропогенного воздействия на окружающую среду.
P3	Разрабатывать новые технологические процессы на основе математического моделирования, проектировать и использовать энерго- и ресурсосберегающие оборудование химической технологии, нефтехимии и биотехнологии.
P4	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области разработки и оптимизации технологических процессов и систем с позиции энерго- и ресурсосбережения.
P5	Внедрять и эксплуатировать современное высокотехнологичное оборудование, обеспечивать его высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.
<i>Общекультурные компетенции</i>	
P6	Демонстрировать глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности.
P7	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.
P8	Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности.
P9	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Самборская М.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2КМ61	Поляковой Ксении Алексеевне

Тема работы:

Исследование процессов образования и разрушения водонефтяных эмульсий	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 13.03.18 г. № 1651/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	28.05.18 г.
--	--------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <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>Объект исследования – водонефтяные эмульсии, подготовленные на основе нефтей месторождений Западной Сибири; Диапазоны исследования: по начальной обводненности: 20 % об.; по условиям приготовления: 1000 – 2000 об/мин; по температуре отстаивания: 20 – 50^oC Условия исследования – с добавлением и без добавления деэмульгатора</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Аналитический обзор: физико-химические основы процессов образования и разрушения водонефтяных эмульсий, влияние деэмульгаторов; Постановка задачи исследования; Описание процедуры исследования; Обсуждение результатов выполненной работы; Заключение по работе</p>

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Комплекс лабораторного оборудования для исследования процессов образования и разрушения водонефтяных эмульсий; Результаты исследования
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Креницына Зоя Васильевна
Социальная ответственность	Авдеева Ирина Ивановна
Раздел ВКР на немецком языке	Щеголихина Юлия Викторовна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Литературный обзор	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.01.18 г.
---	--------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Кузьменко Елена Анатольевна	Кандидат технических наук		15.01.18 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2КМ61	Полякова Ксения Алексеевна		15.01.18 г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2КМ61	Поляковой Ксении Алексеевне

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение химической инженерии
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	18.04.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Бюджет затрат НИ составляет 30930,8рублей</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Учтены отчисления во внебюджетные фонды</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Научное исследование является конкурентоспособным на рынке</i>
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	<i>Разработан устав научно-технического проекта</i>
3. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Разработан календарный план-график проведения научного исследования</i>
4. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Разработано конкурентоспособное исследование, отвечающее требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Потенциальные потребители результатов исследования
2. Диаграмма Исикавы
3. Методы коммерциализации результатов НИИ
4. Инициализация проекта
5. График проведения и бюджет НИИ
6. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.2018
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	Кандидат технических наук		01.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2КМ61	Полякова Ксения Алексеевна		01.03.2018

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2КМ61	Поляковой Ксении Алексеевне

Школа	ИШПР	Отделение	ОХИ
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	18.04.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p><i>Объект исследования – процесс обезвоживания водонефтяных эмульсий. Рабочая зона представляет специально оборудованное помещение для проведения экспериментов и химических анализов. Технологический процесс включает в себя следующие виды работ: работу с нефтью, с растворителями, работу с оборудованием. Рабочее место – лабораторный стол, вытяжной шкаф. Область применения – первичная подготовка нефти.</i></p>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, 	<p><i>1.1. Выявление вредных факторов в химической лаборатории:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - работа с нефтепродуктами (ГОСТ 1510-84. Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование); - работа с нефрасом – органическим растворителем (ГОСТ 8505-80. Нефрас-С 50/170 [26.02.15]); - сведения о токсичности используемых веществ в лаборатории; - действие вредных веществ на организм человека; - физико-химическая природа вредности веществ; - требования к технике безопасности при работе с вредными веществами и их воздействие на организм человека; - предлагаемые средства защиты для работы в химической лаборатории ГОСТ
--	--

<p>средства защиты);</p> <ul style="list-style-type: none"> - пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p>12.4.011-89 (СТ СЭВ 1086-88) "Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация":</p> <p>1. коллективная защита: работа под вытяжным шкафом, вентиляция;</p> <p>2. индивидуальные средства защиты: перчатки, халат, респираторы, маски, очки;</p> <p>1.2. Выявление опасных факторов при разработке и эксплуатации научного исследования:</p> <p>-механические опасности: движущиеся и подвижные части; острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов, оборудования: чаще всего в лабораториях встречаются резаные раны, вызванные битым стеклом, острые края которого являются причиной глубоких порезов.</p> <p>-термические опасности (источники, средства защиты):повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования,материалов:нагревательные приборы и нагретые оборудования могут привести к термическим ожогам, пожару и взрыву;</p> <p>-электробезопасность (источники, средства защиты) (ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты);</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>2. Экологическая безопасность:</p> <p>-меры предотвращения негативного воздействия выбросов на окружающую природную среду;</p> <p>-утилизация отходов: использованные нефть, растворитель, ветошь, битая лабораторная посуда, комплектующие ПК, люминесцентные лампы;</p> <p>-воздействие выбросов, отходов на оболочки Земли и окружающую среду (на атмосферу, гидросферу, литосферу).</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС при разработке и 	<p>3. Безопасность в ЧС:</p> <p>-перечень возможных ЧС: пожары, взрывы;</p>

<p>эксплуатации проектируемого решения;</p> <ul style="list-style-type: none"> – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>-меры по предупреждению пожара; -меры безопасности при возникновении пожара; -ликвидация последствий пожара; -пожаробезопасность (источники, средства защиты и пожаротушения) (ГОСТ 12.1.004—91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. ГОСТ 12.1.044—89 ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.). СНиП 21-01-97 от 1998-01-01. Пожарная безопасность зданий и сооружений.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>4. Правовое обеспечение и организационные мероприятия: -Постановление Правительства РФ от 25.02.2000 N163 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда лиц моложе восемнадцати лет». -Постановление Правительства РФ от 13.03.2008 N 168 «О порядке определения норм и условий бесплатной выдачи лечебно-профилактического питания, молока или других равноценных пищевых продуктов и осуществления компенсационной выплаты в размере, эквивалентном стоимости молока или других равноценных пищевых продуктов». -Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018) -требования к организации труда.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.2018
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Авдеева Ирина Ивановна			01.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2КМБ1	Полякова Ксения Алексеевна		01.03.2018

Реферат

Выпускная квалификационная работа 116 с., 24 рис., 24 табл., 33 источника, 2 приложения.

Ключевые слова: водонефтяные эмульсии, процесс отстаивания.

Объектом исследования являются водонефтяные эмульсии.

Цель работы – исследование процесса разрушения водонефтяных эмульсий, приготовленных на основе нефти месторождения Западной Сибири.

В работе выполнен ряд экспериментальных исследований по приготовлению и отстаиванию искусственных водонефтяных эмульсий с использованием четырех типов деэмульгаторов.

В результате работы выполнены исследования по влиянию физико-химических свойств нефти, начальной обводненности, интенсивности перемешивания при приготовлении водонефтяных эмульсий и влиянию деэмульгаторов на динамику и эффективность процесса отстаивания эмульсии при различных температурах.

Область применения: первичная подготовка нефти.

Экономическая эффективность/значимость работы - внедрение результатов исследования может быть полезно при проектировании установок первичной подготовки нефти.

В будущем планируется разработка математической модели процесса отстаивания водонефтяных эмульсий на основе полученных экспериментальных данных.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. ГОСТ 12.0.003-74 - Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
2. ГОСТ 1510-84. Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение
3. ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений ГОСТ 12.4.011-89 (СТ СЭВ 1086-88) "Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация"
4. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
5. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	14
1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	15
1.1 Нефтяные эмульсии и способы их разрушения	15
1.2 Природные эмульгаторы	16
1.3 Разрушение водонефтяных эмульсий реагентами-деэмульгаторами. Механизм действия	21
2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	30
3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	31
3.1 Влияние условий получения водонефтяных эмульсий на процесс отстаивания	31
3.1.1 Физико-химические свойства нефтей	31
3.1.2 Исследование влияния начальной обводненности на процесс отстаивания	32
3.1.3 Исследование влияния интенсивности перемешивания при приготовлении водонефтяных эмульсий на процесс отстаивания.....	34
3.1.4 Исследование влияния деэмульгатора на процесс отстаивания водонефтяных эмульсий	36
3.2 Исследование влияния деэмульгаторов различных марок на процесс разделения водонефтяных эмульсий.....	38
3.2.1 Физико-химические свойства нефти и характеристики деэмульгаторов.....	38
3.2.2 Методика проведения исследования процесса отстаивания искусственных водонефтяных эмульсий	39
3.2.3 Сравнение эффективности деэмульгаторов.....	41
3.2.4 Исследования влияния количества деэмульгатора на процесс отстаивания водонефтяных эмульсий.....	43
3.2.5 Эффективность деэмульгаторов при различной температуре отстаивания эмульсии.....	46
4 РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ	50
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	54
5.1 Предпроектный анализ	55

5.1.1	Потенциальные потребители результатов исследования.....	55
4.1.1	Диаграмма Исикавы.....	56
4.1.2	Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования.....	58
5.2	Инициация проекта	58
5.3	Планирование управления научно – техническим проектом	61
5.3.1.	Иерархическая структура работ проекта	61
5.3.2	Бюджет научного исследования	69
5.4	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования ..	73
5.4.1	Оценка сравнительной эффективности исследования	73
6	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	77
6.1	Производственная безопасность	77
6.1.1	Анализ вредных факторов на рабочем месте	78
6.1.2	Анализ опасных факторов на рабочем месте.....	81
6.2	Экологическая безопасность	84
6.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	86
6.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	89
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	92
	СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА	94
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	95
	Приложение А	98
	Приложение Б.....	110

ВВЕДЕНИЕ

Из недр земли извлекается многокомпонентная смесь, состоящая из нефти, попутного нефтяного газа, воды и механических примесей. Продукцию нефтяных скважин такого состава транспортировать по магистральным нефтепроводам нельзя.

Для получения нефти высокого качества продукция скважин подвергается первичной промышленной подготовке. Подготовка нефти на промыслах обеспечивает должное ее качество, перед отправкой на промышленные предприятия. А также при подготовке нефти наличие вредных веществ в сырье снижается до минимума, что обеспечивает длительную эксплуатацию нефтепроводов. К процессам первичной подготовки нефти относятся такие процессы как сепарация, обезвоживание и обессоливание. Подготовка сырья низкого качества может привести к большим лишним затратам.

Перекачка воды приносит большие убытки. При совместном течении нефти, газа и воды, значительно возрастают потери давления, а, следовательно, и энергии насосов. Минерализация пластовых вод вызывает усиленную коррозию трубопроводов и резервуаров, а присутствие механических частиц приводит к абразивному износу оборудования.

Проблема обводнения месторождений сегодня является одной из главных в нефтяной отрасли: сегодня по России уровень обводнения месторождений выше 83%.

Поэтому целью данной работы является исследование процессов образования и разрушения водонефтяных эмульсий.

1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

1.1 Нефтяные эмульсии и способы их разрушения

Эмульсией в широком понимании обычно называется дисперсная система, состоящая из двух взаимно нерастворимых или малорастворимых жидкостей, одна из которых распределена в другой в виде капель диаметром около 0,1 мкм. Нефтяные эмульсии бывают гидрофильными – «нефть в воде» и гидрофобными – «вода в нефти». Тип эмульсии можно определить двумя способами. Гидрофильная эмульсия растворима в воде и опускается на дно в бензине, обратное явление наблюдается для гидрофобной эмульсии. Второй способ основан на определении проводимости электрического тока, его проводят только гидрофильные эмульсии.

На стойкость эмульсии влияет наличие в ней природных эмульгаторов — веществ, которые обеспечивают соединение эмульсий из разных жидкостей. Эмульгаторы бывают гидрофильные и гидрофобные. Гидрофильные эмульгаторы – это натриевые соли нафтеновых кислот, сульфокислоты и др. Они хорошо растворяются в воде и не растворяются в нефти. Гидрофобные эмульгаторы хорошо растворимы в нефти и не растворимы в воде,— наftenаты, частицы глины, окислы металлов (Ca, Mg, Fe, Al), смолисто-асфальтеновые вещества и др.

Стойкость эмульсии также зависит от накопления зарядов статического электричества на каплях воды и твердых частицах. Частиц воды отталкиваются друг от друга под влиянием этих зарядов.

Перерабатывать водонефтяные эмульсии нельзя, поэтому перед тем как направить нефть на первичную переработку её предварительно разрушают — деэмульгируют. Легче разрушаются свежие эмульсии с использованием высокоэффективных деэмульгаторов. На НПЗ их расход исходя из подготовки нефти на промыслах может быть 20—100 г/т нефти (0,002—0,01%). Существуют различные способы отделения воды от нефти и разрушения эмульсий.

Механический способ. Это отстаивание, центрифугирование и фильтрование эмульсий. Процесс отстаивания является первой стадией разрушения эмульсий.

Термический способ. Это разрушение нефтяных эмульсий с применением тепла. С повышением температуры эмульсии пленка эмульгатора разрушается, а капельки жидкости сливаются друг с другом. Нефть обычно отстаивают при температуре до 70°C.

Химический способ разрушения эмульсий применяется чаще всего. Для этого используются деэмульгаторы. Они вытесняют действующий эмульгатор, либо растворяют его, благодаря этому эмульсия и разрушается.

Термохимический способ. Это введение в подогретую нефть деэмульгатора. Более усовершенствованный способ: нефть обезвоживается в герметизированной аппаратуре, где в присутствии деэмульгатора под давлением до 0,9 МПа нефть, предварительно нагретая до 150—155°C, отстаивается от воды. Такой способ подходит для разрушения стойких эмульсий тяжелых нефтей.

Электрический способ. При воздействии электрического поля, созданным высоким напряжением переменного тока, на эмульсию, пленка разрывается и эмульсия разрушается.

1.2 Природные эмульгаторы

Природные эмульгаторы (естественные ПАВ) – вещества, которые присутствуют в нефти (асфальтены, нафтены, смолы, парафины и механические примеси) и пластовой воде (соли, кислоты) и оказывающие существенное влияние на образование и стойкость эмульсий.

Естественные эмульгаторы (кроме механических примесей и парафинов):

- ионогенные, т.е. диссоциированные в водных растворах на ионы, несущие электрические заряды;
- неионогенные - недиссоциированные в водных растворах на ионы, а представленные в виде молекул [1].

В нефтях также содержатся:

- кислород, в составе нафтеновых и жирных кислот, эфиров;
- сера, в составе асфальто-смолистых веществ;
- азот.

Молекулы таких соединений имеют большую полярность и концентрируются на поверхностях раздела вода-нефть.

На поверхностные свойства эмульсий большое влияние оказывают нафтеновые кислоты и асфальто-смолистые вещества.

Натриевые соли нафтеновых кислот снижают поверхностное натяжение воды на границе с нефтью. Они плохо растворимы в нефтях, но хорошо растворимы в воде и обладают большой поверхностной активностью. К группе асфальто-смолистых веществ нефти относятся асфальтены, которые нерастворимы в воде, но хорошо растворимы в нефтях, содержат ароматические соединения (бензол, толуол) и смолы. Асфальтены высокомолекулярны (1000—5000 а.е.м.).

Устойчивость эмульсий повышается наличием асфальтенов в нефтях, т.к. при образовании эмульсий, на поверхности капель воды образуется прочный адсорбционный слой, придающий этим эмульсиям высокую степень агрегативной устойчивости.

Естественные ПАВ обладают меньшим поверхностным натяжением, чем растворитель, и сравнительно малой растворимостью. За счет концентрации на поверхности раствора молекул этих веществ, слабо взаимодействующих друг с другом, межмолекулярное взаимодействие в поверхностном слое уменьшается и поверхностное натяжение снижается.

Также, в продукции скважин содержатся вещества, которые повышают поверхностное натяжение – инактивные вещества (в основном,

кислоты и соли). Они с поверхности переходят в объем жидкости, за счет этого происходит отрицательная адсорбция.

Поверхностно-инактивные вещества обладают большими, чем у растворителя, поверхностным натяжением и растворимостью.

Большинство природных и синтетических ПАВ амфифильны, т.е. молекула состоит из полярной группы и неполярного углеводородного радикала.

Полярная группа ПАВ, обладающая значительным дипольным моментом, имеет большое сродство с водой, а гидрофобный углеводородный радикал – с нефтью.

Устойчивость эмульсий типа В/Н, стабилизированных неионогенными ПАВ, объясняется следующим образом.

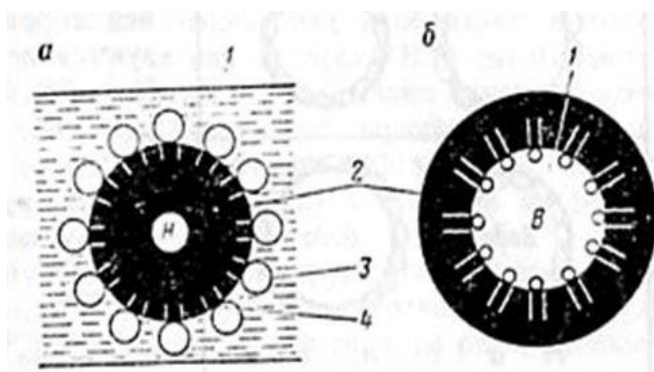


Рисунок 1.1 – Образование эмульсии прямого (первого) типа (а) и обратного (второго) типа (б)

1 – водная фаза; 2 – нефтяная фаза; 3 – полярная часть молекул; 4 – неполярная часть молекул.

Амфифильные молекулы эмульгатора располагаются на границе фаз таким образом, что углеводородные участки направлены в дисперсионную среду, а полярные гидратированные группы в воду - дисперсионную фазу.

Эмульгирующее действие природных ПАВ тем эффективнее, чем лучше сбалансированы полярные и неполярные части молекул эмульгатора между обеими фазами эмульсии. Это означает, что амфифильная молекула хорошего эмульгатора обладает сродством, как с полярными, так и с

неполярными средами. Поэтому молекулы эмульгатора не будут растворяться преимущественно в какой-нибудь одной из фаз и будут находиться на межфазной поверхности. Эмульгаторы, в молекуле которых действие полярной части преобладает над неполярной и которые лучше растворяются в воде, образуют эмульсии первого рода (рис. 1.1а) и, наоборот - эмульгаторы, у которых действие неполярной группы молекулы преобладает над полярной, способствуют образованию эмульсии второго рода (рис. 1.1б).

В добываемой нефти и воде также могут содержаться мелкодисперсные глина, гипс, $\text{Fe}(\text{OH})_3$, песок, кварц и другие твердые вещества, способные смачиваться как полярной (водой), так и неполярной (нефтью) жидкостями.

Поэтому, если твердый эмульгатор лучше смачивается водой, то со стороны водной фазы образуется «броня». При этом образуется очень устойчивая эмульсия типа М/В (рис. 1.2а). Если же твердый эмульгатор лучше смачивается неполярным углеводородом (нефтью), то образуется эмульсия типа В/Н (рис. 1.2г).

Если частицы твердого эмульгатора находятся на границе раздела фаз с внутренней стороны капле, то образуются неустойчивые эмульсии (рис. 1.2 б, в).

Также в состав бронирующих оболочек (наряду с асфальтенами и смолами) практически везде входят высокоплавкие парафинистые компоненты (до 75%) и различные механические примеси. В зависимости от соотношения асфальтенов, смол и парафиновых углеводородов стабилизаторы нефтяных эмульсий могут быть подразделены на следующие типы:

- 1) асфальтеновый $(A+C)/П \geq 1,0$;
- 2) парафиновый $(A+C)/П \leq 1,0$;
- 3) смешанный $(A+C)/П \approx 1,0$ (0,8-1,2).

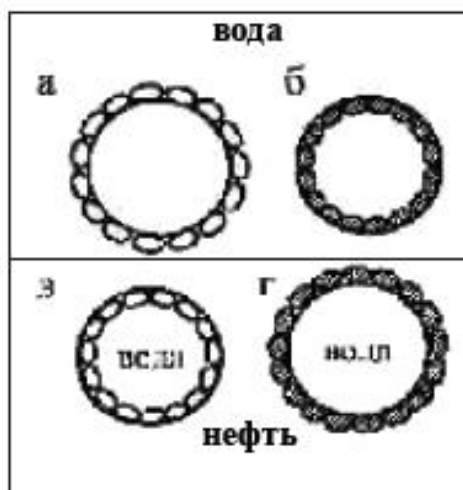


Рисунок 1.2 – Расположение частиц твердого эмульгатора на межфазной поверхности при образовании капель эмульсии:
 а, в – гидрофильный эмульгатор; б, г – гидрофобный эмульгатор.

Возрастание в составе «бронирующих оболочек» доли механических примесей приводит к повышению стойкости нефтяных эмульсий, и как следствие этого, к увеличению удельного расхода деэмульгатора, необходимого для их разрушения.

1.3 Разрушение водонефтяных эмульсий реагентами-деэмульгаторами. Механизм действия

Деэмульгаторы – это поверхностно-активные вещества (ПАВ), синтезируемые искусственно. Они обладают большей поверхностной активностью, чем природные эмульгаторы. При смешивании с водонефтяной эмульсией деэмульгаторы, вытеснив с поверхности глобул воды природные эмульгаторы, образуют гидрофильный адсорбционный слой, не обладающий структурно-механической прочностью, в результате чего капельки воды сливаются при столкновении в более крупные капли и оседают. Интенсивность разрушения эмульсии зависит от эффективности деэмульгатора. В практике разрушения эмульсий используется большой ассортимент деэмульгаторов, выбираемых в зависимости от физико-химических свойств нефти и ее эмульсии. Поэтому перед началом проектирования или эксплуатации установок для каждой нефти необходимо подбирать подходящие деэмульгаторы, эффективность которых определяется путем лабораторных испытаний.

Содержание ПАВ в товарных продуктах деэмульгаторов составляет 50-80%, остальное — растворитель и примеси [2]. В качестве растворителя используются спирты (бутиловый, изопропиловый, метиловый) и ароматические углеводороды. Внешне деэмульгаторы представляют собой легкоподвижные или вязкие жидкости, что определяется типом и количеством содержащегося в них растворителя. Причем, растворитель не должен подавлять деэмульгирующей способности реагента, а должен обеспечивать низкое значение вязкости продукта при отрицательных температурах и достаточно высоком (не менее 50%) содержании активного вещества в продукте.

Улучшение показателей товарной нефти, соответствие количества солей и воды техническим нормам позволяет обеспечить получение нефти первой группы, доля воды 0,5% и доля солей 100 мг/дм³. Для второй и

третьей группы соответственно - воды 0,5% и 1,3%, а соли 300 мг/дм³ и 900 мг/дм³.

Из-за большого количества известных деэмульгаторов, возникла необходимость их классификации. Для этого используется три наиболее распространенных подхода. Согласно ионной классификации (первого подхода), все активные основы, из которых состоят деэмульгаторы, делятся на ионогенные (образующие ионы в водных растворах) и неионогенные (не образующие ионов в водных растворах)[4-10].

Первую группу, т.е. ионогенные, делят на две подгруппы:

а) анионоактивные, образующие в водных растворах при ионизации поверхностно-активные анионы, в состав которых входят углеводородная часть молекулы и катионы, представляющие неорганические ионы. Анион из раствора адсорбируется на поверхности частицы воды, вытесняя образовавшуюся защитную оболочку, и создает новую, более слабую по прочности оболочку с отрицательным зарядом;

б) катионоактивные, подвергающиеся ионизации в водных растворах с образованием поверхностно-активных катионов, состоящих из 43 углеводородных радикалов и анионов, обычно неорганических. Катион, адсорбируясь на поверхности частицы воды, вытесняет защитную оболочку и создает новую механически менее прочную оболочку, с положительным зарядом.

В настоящее время деэмульгаторы этой подгруппы не применяются вследствие их незначительной активности.

Неионогенные деэмульгаторы не образуют ионов в водных растворах. Они получают присоединением окиси этилена CH_2OCH_2 к органическим веществам с подвижным атомом водорода $\text{CH}_2\text{OCH}_2 + \text{RH} \rightarrow \text{CH}_2\text{OHCH}_2 + \text{R}$.

В одной молекуле неионогенного деэмульгатора имеется гидрофобная и гидрофильная части. В зависимости от соотношения гидрофобной и гидрофильной частей молекулы можно увеличить или уменьшить сродство

деэмульгатора к воде или к нефти. Это позволяет проникать к защитной оболочке с обеих сторон.

Соотношение гидрофобной и гидрофильной частей молекулы также определяет поверхностную активность деэмульгатора.

В настоящее время синтезировано большое количество неионогенных деэмульгаторов как у нас, так и за рубежом. Основными представителями этой группы деэмульгаторов являются: дипроксамин-157, проксамин-385, проксанол-305, пентамин-67 и др.. Из зарубежных деэмульгаторов широкое распространение в России получили дисолван-4411, сепарол, ТХ-1220, BakerPetrolite RP-6338 и другие.

Неионогенные деэмульгаторы имеют ряд преимуществ перед ионогенными, в частности, перед НЧК (нейтрализованный черный контакт):

1) незначительный удельный расход. Для получения обводненности около 1% при температуре эмульсии 60-70°C на одну тонну эмульсии нужно подавать дипроксамин-157 или диссольвана-4411 около 40-50 г, в то время как НЧК—от 3 до 7 кг;

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

3) неионогенные деэмульгаторы при разрушении водонефтяных эмульсий не образуют нефтеводные эмульсии;

4) стоимость неионогенных ПАВ всего в 4-6 раз выше стоимости НЧК, в то время, когда их расход в сотни раз меньше.

Второй подход различает деэмульгаторы по области применения:

I группа – деэмульгаторы, которые применяются для разрушения водонефтяной эмульсии «вода в нефти»;

II– реагенты, которые применяются для разрушения водонефтяных эмульсий «нефть в воде»;

III–реагенты комплексного действия, которые работают одновременно как деэмульгаторы и ингибиторы коррозии;

IV– деэмульгаторы, которые применяются для разрушения эмульсий с повышенным содержанием взвешенных частиц;

V – деэмульгаторы, которые предназначены для обессоливания нефти.

Согласно третьему подходу деэмульгаторы подразделяются на три группы в зависимости от применяемого растворителя и, следовательно, растворимости в водной или нефтяной фазе эмульсии:

- метанол;
- смесь ароматических углеводородов и низших спиртов;
- водный раствор метанола. [3].

Механизм деэмульгирования довольно сложный, и ни один деэмульгатор не может применяться для разрушения всех видов эмульсий сырой нефти.

Академик Ребиндер П.А. считал, что деэмульгатор изменяет поверхность раздела между непрерывной и дисперсной фазами, поверхностное натяжение снижается, и с границы раздела фаз вытесняются природные стабилизаторы нефти.

По мнению академика, деэмульгаторы вытесняют эмульгаторы с поверхностного слоя глобул воды за счет своей большей поверхностной активности, т.е. наибольшую эффективность должны проявлять ПАВ с высокой поверхностной активностью и растворимые преимущественно в нефтяной фазе. Деэмульгатор адсорбируется на межфазной поверхности, чем способствует коллоидному растворению механически прочного гелеобразного слоя и формированию гидрофильной поверхности, характеризующейся слабой структурно-механической прочностью. Такие эмульсии легко коалесцируют в крупные глобулы воды и осаждаются из дисперсионной среды. Когда эмульсии стабилизированы механическими примесями, тогда для перевода этих частиц в дисперсионную среду деэмульгатор должен обладать также высокой смачивающей способностью.

Главная роль деэмульгаторов заключается в обеспечении:

- условий, при которых возникает взаимодействие между реагентами в средах, где обычно существует дефицит проявления водородных и донорно-акцепторных связей;

- нового пути реакции, в которой стадия, которая определяет скорость процесса (самая медленная), имеет свободную энергию активации ниже, чем стадия, определяющая скорость не катализируемого процесса.

Когда в адсорбционном слое концентрация более активных ПАВ с меньшей структурной прочностью увеличивается, вероятность ускорения химических процессов в слое возрастает.

Разрушение эмульсионных систем основывается на таких процессах как:

- ослабление эмульгирующей способности природного эмульгатора путем связывания его с деэмульгатором в неактивный комплекс;
- отрыва от природного эмульгатора молекулой деэмульгатора полярной группы;
- эффекта стереоселективного транспорта;
- химического растворения адсорбционной пленки;
- увеличения парного взаимодействия молекул, входящих в состав поверхностных слоев защитной оболочки, сближающихся глобул воды;
- снятия электрических полей с поверхностей глобул.

Происхождение таких эффектов в системах с развитой межфазной поверхностью связывается с их способностью концентрировать реагенты в адсорбционном слое. Межфазная оболочка играет роль модулятора по отношению к вращательным и колебательным движениям встраиваемой в адсорбционный слой молекулы ПАВ.

Возрастание активирующего эффекта процессов разрушения эмульсий связано с встраиванием веществ в состав адсорбционного слоя молекул. Эти вещества, в основном, содержат такие функциональные группы как:

- простые эфирные;

- сложноэфирные, образованные различными гетероатомами;
- аминоксодержащие, преимущественно с третичными и четвертичными атомами азота;
- аминоксодержащие, с одновременным присутствием в молекуле фосфорных остатков;
- цианидные;
- ненасыщенные по связям углерод - углерод; этиленоксидные (полимерные вещества);
- карбонильные;
- карбоксильные.

Определенные реакции, ускоряемые такими ПАВ на межфазной границе:

- алифатическое и ароматическое нуклеофильное замещение;
- нуклеофильное замещение в карбоксильных производных (сложных эфирах, амидах, ангидридах), фосфатах и сульфонатах;
- галогенирование ненасыщенных молекул;
- окислительно-восстановительные и свободно радикальные реакции.

Помимо выше перечисленных возможных реакций ПАВ на межфазной поверхности, в литературе отмечаются процессы комплексообразования и замещения лигандов в ходе взаимодействия соединений, из которых формируется межфазная граница. Обычно, здесь проявляются те же эффекты концентрирования реагентов в поверхностном слое межфазной границы. Большое ускорение комплексообразования в присутствии ПАВ происходит при взаимодействии двухзарядных катионов с нейтральными лигандами.

В нескольких работах описываются взаимодействия различных деэмульгаторов с природными эмульгатором и в условиях межфазной границы с описанием механизмов катализируемых реакций. Такие соединения проявляют оптимальную каталитическую активность, когда

комплексообразование происходит при соответствии размеров полости и связуемой части молекулы.

Прежде всего, это молекулы ПАВ, содержащие в своей структуре макроциклы, в которые могут включаться реагенты.

Циклические соединения преимущественно связывают соединения конкретного размера, а нециклические - не проявляют селективности к размеру связуемого вещества.

Таким образом, анализ литературы по вопросу о воздействии деэмульгаторов на водонефтяные эмульсии показал, что исследования в этой области продолжаются. В работах подтверждается, что между природными эмульгаторами и деэмульгатором в процессе разрушения эмульсионных систем возникают физические и химические взаимодействия. Проявления того или иного механизма при разрушении в наибольшей степени зависит от свойств реагента-деэмульгатора, и в меньшей степени - от строения природных ПАВ.

Деэмульгаторы должны удовлетворять следующим основным требованиям [11]:

1. Быть эффективными. Эффективность деэмульгаторов характеризуется их расходом, качеством подготовленной нефти (содержанием в ней остаточных хлористых солей, воды и механических примесей), а также минимальной температурой нагрева эмульсии и продолжительностью отстоя нефти;

2. Иметь большую поверхностную активность, чтобы вытеснить с границы раздела нефть – вода полярные компоненты слоя, адсорбированного из нефти;

3. Хорошо растворяться в одной из фаз эмульсии (нефти или воде), т.е. иными словами, быть нефтерастворимыми или водорастворимыми;

4. Быть способными изменять смачивание поверхности твердых компонентов слоя – «бронирующих» эмульгаторов

5. Максимально понижать на границе раздела нефти и воды прочность структурно-механических адсорбционных слоев и не допускать стабилизации эмульсий, как прямого так и обратного типа. Вытесняя с поверхностного слоя капли воды, природные эмульгирующие вещества, деэмульгатор образует гидрофильный адсорбционный слой, в результате чего капельки воды при столкновении коалесцируют (сливаются) в более крупные капли и оседают в дренаж;

6. Максимальное снижение межфазного натяжения на границе фаз нефть—вода должно обеспечиваться при малых расходах деэмульгатора, т. е. деэмульгатор должен быть более поверхностно активен, чем эмульгатор;

7. Не коагулировать в пластовых водах, т. е. водорастворимый или нефтерастворимый деэмульгатор должен быть истинным: раствором, являющимся вполне устойчивым (стабильным), а не таким, из которого сравнительно легко бы выделялся (коагулировал) деэмульгатор под влиянием незначительных внешних: воздействий (температуры, давления, химического состава пластовых вод);

8. Не вызывать коррозии труб и оборудования;

9. Деэмульгаторы должны быть дешевыми, транспортабельными, не изменять своих свойств от изменения температуры, ухудшать качества нефти и обладать определенной универсальностью, т. е. эффективно разрушать эмульсии различных по физическим свойствам нефтей и вод.

По химическим свойствам неионогенные деэмульгаторы полностью удовлетворяют большинству этих требований.

При обезвоживании нефтей смесями ионогенных и неионогенных деэмульгаторов может наблюдаться синергетический или антагонистический эффекты, т.е. повышение эффекта воздействия реагента или его понижение (отрицательный эффект). В некоторых случаях эффект может получиться как простая сумма эффектов от воздействия двух реагентов. Природа такого действия смесей ПАВ при деэмульсации нефтей недостаточно изучена.

Некоторые ученые считают, что это связано с изменениями поверхностных свойств ее компонентов, определяемых как их суммарным расходом и соотношением смеси, так и специфическим влиянием ПАВ природных эмульгаторов, находящихся в экспериментальной нефти или пластовой воде[12,13].

2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объектом исследования являлись процессы образования и разрушения водонефтяных эмульсий, приготовленных на основе нефтей месторождений Западной Сибири.

Исследование процессов образования и разрушения водонефтяных эмульсий проводилось в лаборатории экспериментальным методом по методике, представленной в [14].

3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

3.1 Влияние условий получения водонефтяных эмульсий на процесс отстаивания

В ходе исследования были проведены эксперименты с целью оценки влияния физико-химических свойств нефтей, начальной обводненности водонефтяных эмульсий и интенсивности перемешивания при их приготовлении на динамику процесса отстаивания водонефтяных эмульсий.

3.1.1 Физико-химические свойства нефтей

Исследования проводились на основе нефтей месторождений Западной Сибири, свойства которых приведены в таблице 3.1.1. Нефти различаются по физико-химическим свойствам: проба 1 и 2 соответствуют легким нефтям, а проба 3 – средним. Эмульсии на основе всех трех проб относятся к трудно расслаиваемым, поэтому их обезвоживание будет требовать различных условий, а экспериментальные исследования помогут определить их оптимальные значения.

Таблица 3.1.1 – Физико-химические свойства нефтей

Показатели	Нефть		
	Проба 1	Проба 2	Проба 3
Плотность при 20 °С, кг/м ³	826,5	847,8	901,0
Кинематическая вязкость при 20 °С, мм ² /с	3,697	5,9176	72,49
при 50 °С, мм ² /с	2,298	3,0354	18,50
Содержание, мас. %: асфальтенов, смола	Не определялось	0,016 0,004	0,8 6,4

В таблице 3.1.2 приведены условия приготовления и отстаивания водонефтяных эмульсий для проведения экспериментальных исследований.

Таблица 3.1.2 – Условия проведения экспериментальных исследований

Начальная обводненность	10%, 20%
Интенсивность перемешивания	1000 об/мин, 2000 об/мин
Температура отстаивания	20°C, 50°C

Исследования по влиянию данных условий проводились для проб 1 и 2, т.к. подготовленные на основе пробы 3 эмульсии не эффективно расслаиваются без добавления деэмульгаторов и исследованию расслоения этих эмульсий будет посвящена глава 3.2.

3.1.2 Исследование влияния начальной обводненности на процесс отстаивания

Эмульсии на основе пробы 1

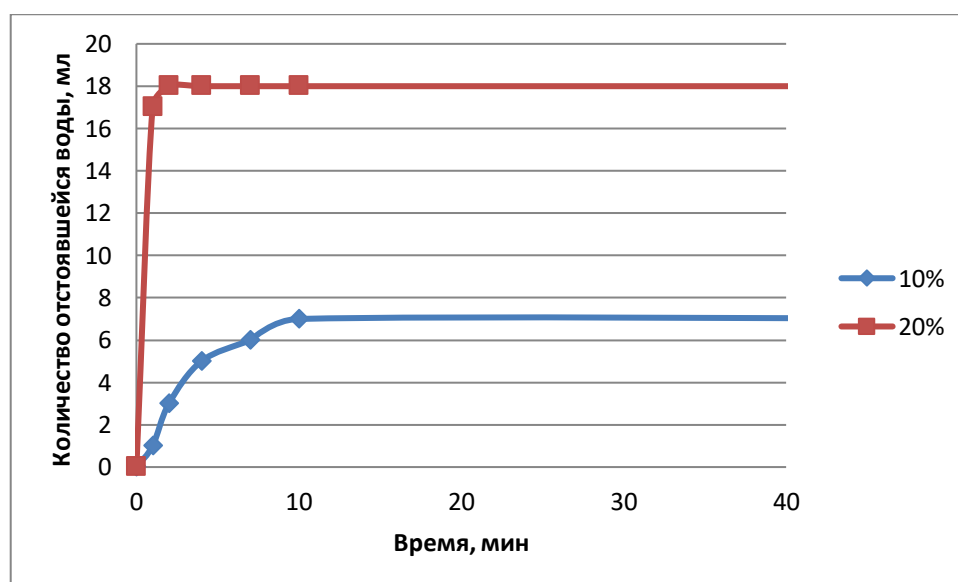


Рисунок 3.1.2 – Динамика отстаивания водонефтяных эмульсий с разной начальной обводненностью (проба 1, приготовленная при режиме перемешивания 1000 об./мин, отстаиваемая при 20°C)

По данным рисунка 3.1.2 наблюдаем, что при большей обводненности эмульсии отстаивание идет быстрее в начале процесса; при обезвоживании 20%-ой водонефтяной эмульсии остаточное содержание воды – 2%, а 10%-ой – около 3%.

Эмульсии на основе пробы 2

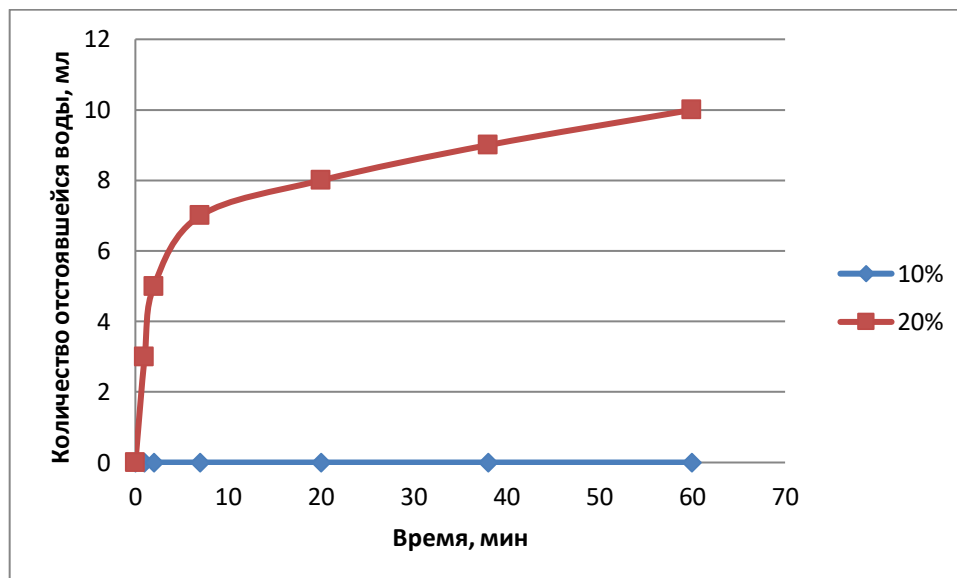


Рисунок 3.1.3 – Динамика отстаивания водонефтяных эмульсий с разной начальной обводненностью (проба 2, приготовленная при режиме перемешивания 1000 об./мин, отстаиваемая при 20°C)

Эмульсии, основанные на более тяжелой нефти пробы 2 с начальной обводненностью 10%, не расслаиваются. За рассматриваемый промежуток времени 20%-ая эмульсия не успевает выйти на стационарный режим и обезвоживается только на 50%.

По данным рисунков 3.1.2 и 3.1.3 эмульсии, приготовленные на основе проб 1 и 2 с начальной обводненностью 20% расслаиваются легче, чем с 10%.

3.1.3 Исследование влияния интенсивности перемешивания при приготовлении водонефтяных эмульсий на процесс отстаивания

Эмульсии на основе пробы 1

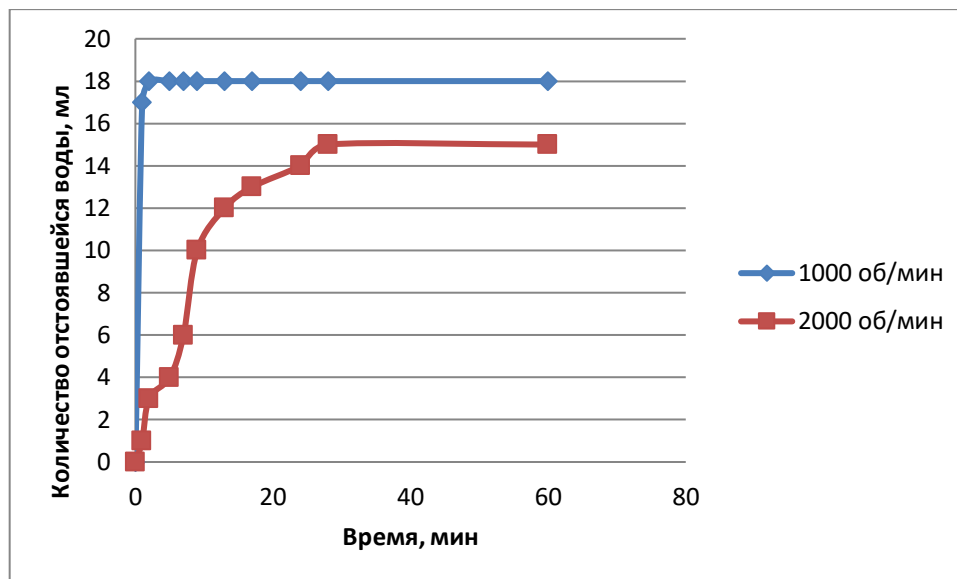


Рисунок 3.1.4 – Динамика отстаивания водонефтяных эмульсий, приготовленных при разных режимах перемешивания (проба 1, начальная обводненность 20%)

По данным рисунка 3.1.4 видим, что при более интенсивном перемешивании (2000 об/мин) образуется более стойкая водонефтяная эмульсия и процесс отстаивания идет дольше и менее эффективно.

Эмульсии на основе пробы 2

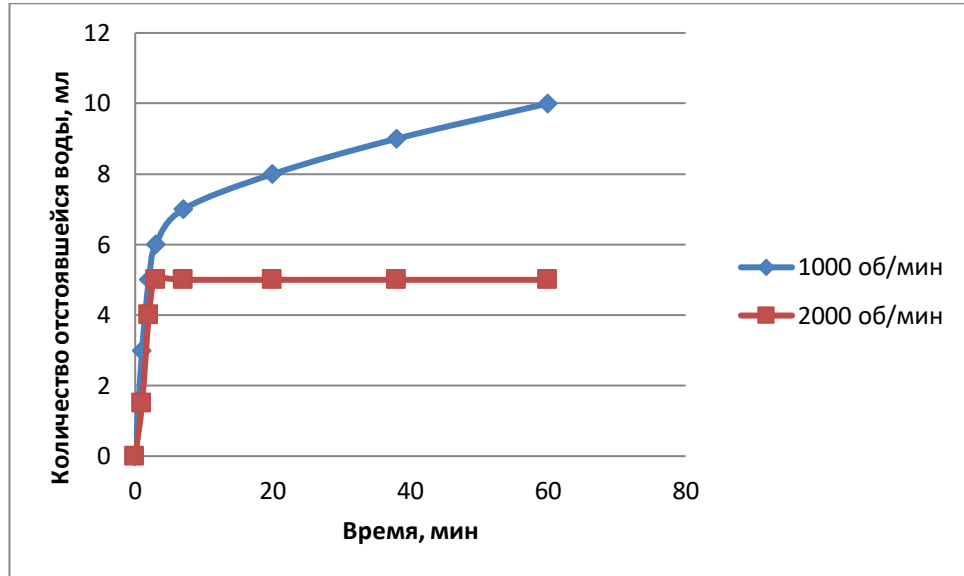


Рисунок 3.1.5 – Динамика отстаивания водонефтяных эмульсий, приготовленных при разных режимах перемешивания (проба 2, начальная обводненность 20%)

Эмульсии, приготовленные на основе более тяжелой нефти пробы 2, более стойкие по сравнению с эмульсиями, приготовленными на основе пробы 1. Причем, приготовленная при более интенсивном перемешивании эмульсия прекращает расслаиваться по истечению трех минут и отделяется только $\frac{1}{4}$ часть эмульгированной воды. Эмульсия, приготовленная при менее интенсивном перемешивании за рассматриваемый промежуток времени также не успевает разделиться и обезвоживается на 50%.

По динамике отстаивания водонефтяных эмульсий на основе проб 1 и 2 (рис. 3.1.4 и 3.1.5) видно, что эмульсии, приготовленные при менее интенсивном режиме перемешивания (1000 об/мин) расслаиваются эффективнее.

3.1.4 Исследование влияния деэмульгатора на процесс отстаивания водонефтяных эмульсий

Влияние деэмульгатора на процесс отстаивания водонефтяных эмульсий, приготовленных при режиме перемешивания 1000 об/мин с начальной обводненностью 20% , можно наблюдать на рисунках 3.1.6 и 3.1.7.

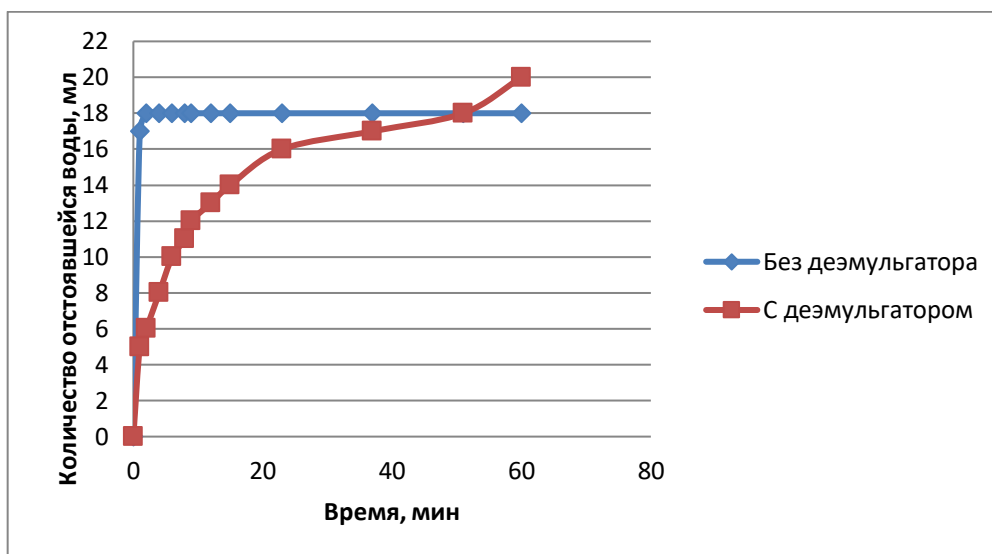


Рисунок 3.1.6 – Динамика отстаивания водонефтяных эмульсий при температуре 20°C (проба 1, приготовленная при режиме перемешивания 1000 об/мин, 20% начальная обводненность)

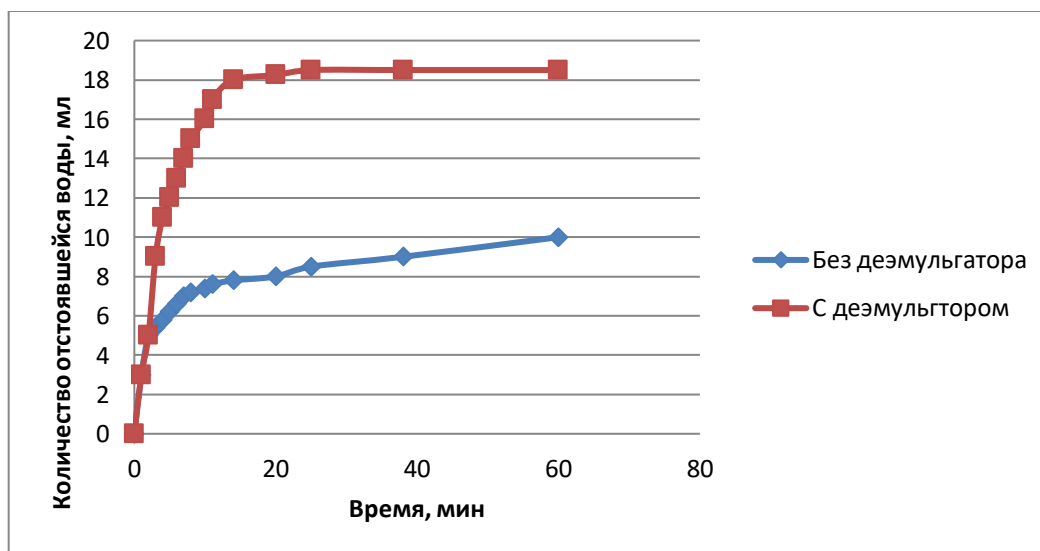


Рисунок 3.1.7 – Динамика отстаивания водонефтяных эмульсий при температуре 20°C (проба 2, приготовленная при режиме перемешивания 1000 об/мин, 20% начальная обводненность)

Добавление деэмульгатора более эффективно сказывается для разделения эмульсий, приготовленных на основе более тяжелой нефти (проба 2).

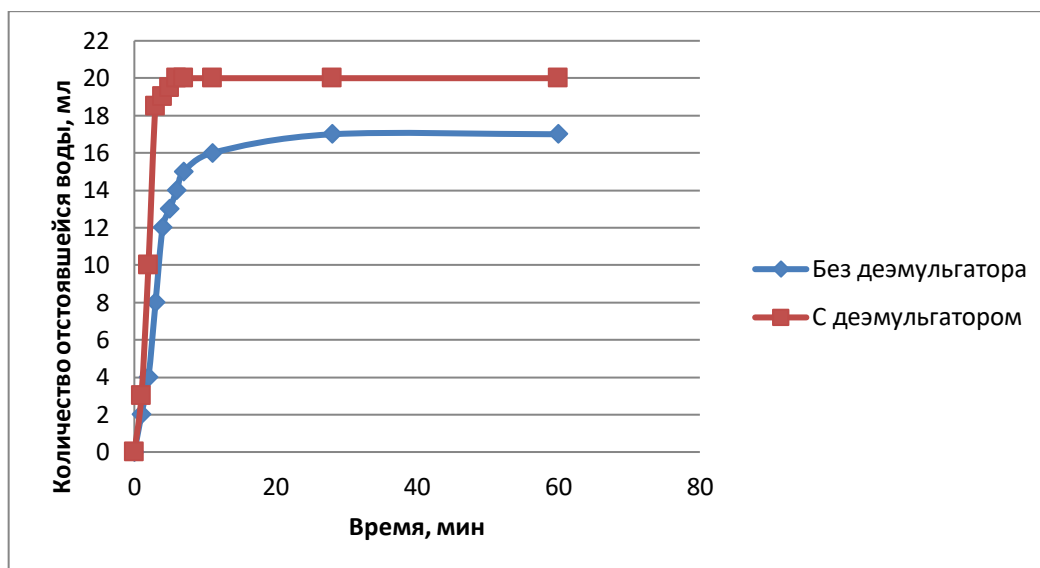


Рисунок 3.1.8 - Динамика отстаивания водонефтяных эмульсий при температуре 20°C (проба 1,приготовленная при режиме перемешивания 2000об/мин, 20% начальная обводненность)

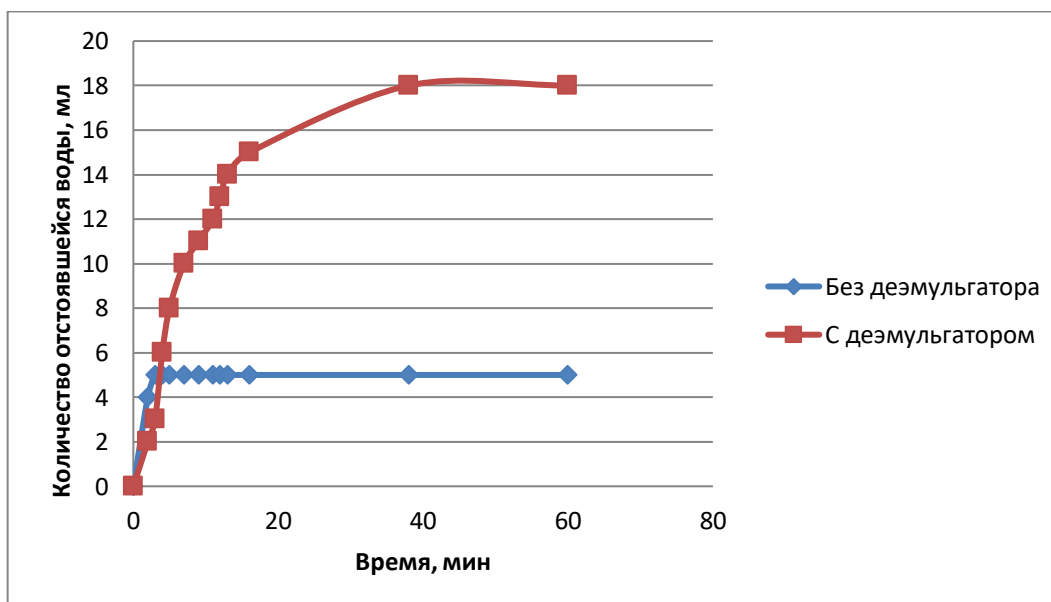


Рисунок 3.1.9 – Динамика отстаивания водонефтяных эмульсий при температуре 20°C (проба 2,приготовленная при режиме перемешивания 2000об/мин, 20% начальная обводненность)

На рисунках 3.1.8 и 3.1.9 представлена динамика отстаивания водонефтяных эмульсий, приготовленных при более интенсивном режиме перемешивания с добавлением деэмульгатора и без добавления деэмульгатора. Наибольший эффект добавления деэмульгатора наблюдается для эмульсии, приготовленной на основе более тяжелой нефти.

Эмульсии, приготовленные на основе менее тяжелой нефти пробы 1 (рис. 3.1.6 и 3.1.8) с добавлением деэмульгатора полностью обезвоживаются.

3.2 Исследование влияния деэмульгаторов различных марок на процесс разделения водонефтяных эмульсий

3.2.1 Физико-химические свойства нефти и характеристики деэмульгаторов

Исследования проводились на основе нефти месторождения Западной Сибири, свойства которой приведены в таблице 3.2.1.

Таблица 3.2.1 – Физико-химические свойства нефти

Показатели	Результат испытаний
Плотность при 20°C, кг/м ³ при 50°C, кг/м ³	901,0 881,1
Кинематическая вязкость при 20°C, мм ² /с при 50°C, мм ² /с	72,49 18,50
Массовая доля серы, мас.%	0,183
Массовая доля смол, мас.%	6,4
Массовая доля асфальтенов, мас.%	0,8
Массовая доля парафинов, мас.%	0,4
Фракционный состав:	
температура начала кипения, °C	165
выход фракций, об. %: до 100°C	-
до 150°C	-
до 200°C	2,0
до 250°C	7,0
до 300°C	22,0

При исследовании разрушения водонефтяных эмульсий использовались деэмульгаторы четырех типов (табл. 3.2.2).

Таблица 3.2.2 – Характеристики деэмульгаторов

№	Наименование, марка	Химический состав	Растворимость	Плотность, г/см ³
1.	Пральт-11 марка А	Различные классы химических соединений – линейные и разветвленные блок-сополимеры окисей алкиленов	-	-
2.	Кемеликс 3417х	Смесь алкоксилированных фенольных смол и полимерных алкоксилатов в ароматическом растворителе	Водонефтерастворимый	0,895
3.	Сепарол WF-41	Соединение на базе неионогенных ПАВ, высокомолекулярных производных окисей аксиленов (блоксополимер)	Нефтерастворимый	0,950
4.	Dissolvan 5592	Сшитый блок-сополимер окиси этилена/ окиси пропилена и оксиалкилированной смолы в спирте и ароматических углеводородах	Нефтерастворимый	0,950

3.2.2 Методика проведения исследования процесса отстаивания искусственных водонефтяных эмульсий

Для приготовления водонефтяной эмульсии в коническую колбу наливается 80 см³ нефти, 20 см³ соленой воды (40 г поваренной соли на 1 л водопроводной воды) и перемешивается вручную 5 минут. Далее перемешивается с помощью мешалки в течение 10 минут. Скорость

вращения мешалки 1500 об/мин. Полученная водонефтяная эмульсия помещается в термостат при температуре 20°C или 50°C. Затем измеряется объем выделившейся воды.

Процесс обезвоживания нефти, проводимый согласно данной методике, исследовался при определенных условиях (табл. 3.2.3).

Таблица 3.2.3 – Условия проведения экспериментальных исследований

Начальная обводненность, %масс.	20
Количество деэмульгатора, г/т	20, 40, 70, 100
Температура, °C	20, 50
Продолжительность опыта, мин	≈ 60

Базовым исследованием была динамика процесса отстаивания водонефтяной эмульсии без добавления деэмульгатора для двух температурных режимов (рис.3.2.2).

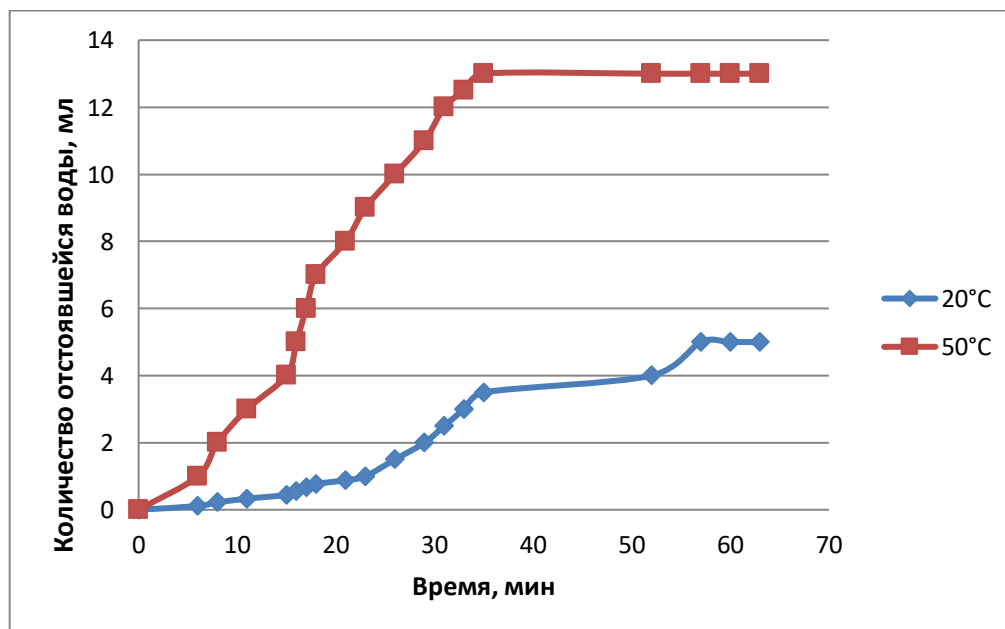


Рисунок 3.2.2 – Динамика отстаивания водонефтяной эмульсии без добавления деэмульгатора при температурах 20°C и 50°C

По данным из рисунка 3.2.2 видно, что водонефтяная эмульсия при 20°C обезвоживалась только на 25%, а при 50°C – на 65%. Процесс отстаивания при 20°C завершался за 57 минут, а при 50°C – за 37 минут.

Для данного типа нефти температура оказывает существенное влияние на процесс разделения водонефтяной эмульсии, его следует проводить при повышенной температуре (50°C).

Затем добавлялось заданное количество деэмульгатора определенной марки, и повторялись выше описанные исследования.

3.2.3 Сравнение эффективности деэмульгаторов

В ходе исследования процесса отстаивания к водонефтяным эмульсиям добавляли различные деэмульгаторы в выбранных количествах (табл. 3.2.2). Зависимости количества отстоявшейся воды от количества деэмульгаторов различных марок при температурах 20°C и 50°C показаны на рисунках 3.2.3 и 3.2.4 соответственно.

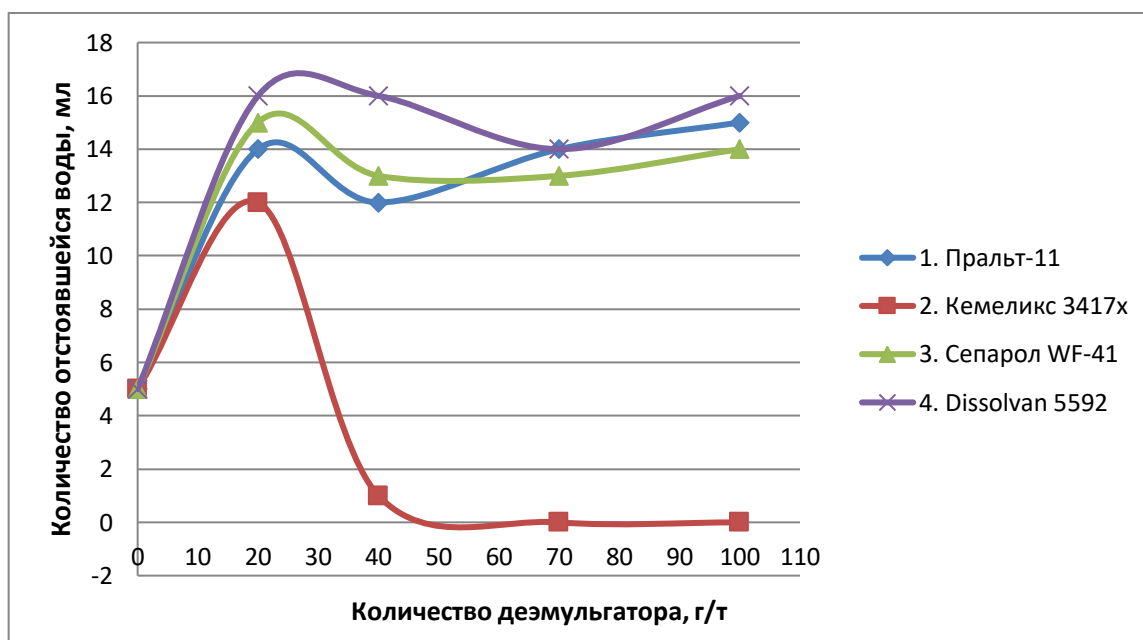


Рисунок 3.2.3 – Зависимость количества отстоявшейся воды от количества деэмульгатора при температуре 20°C

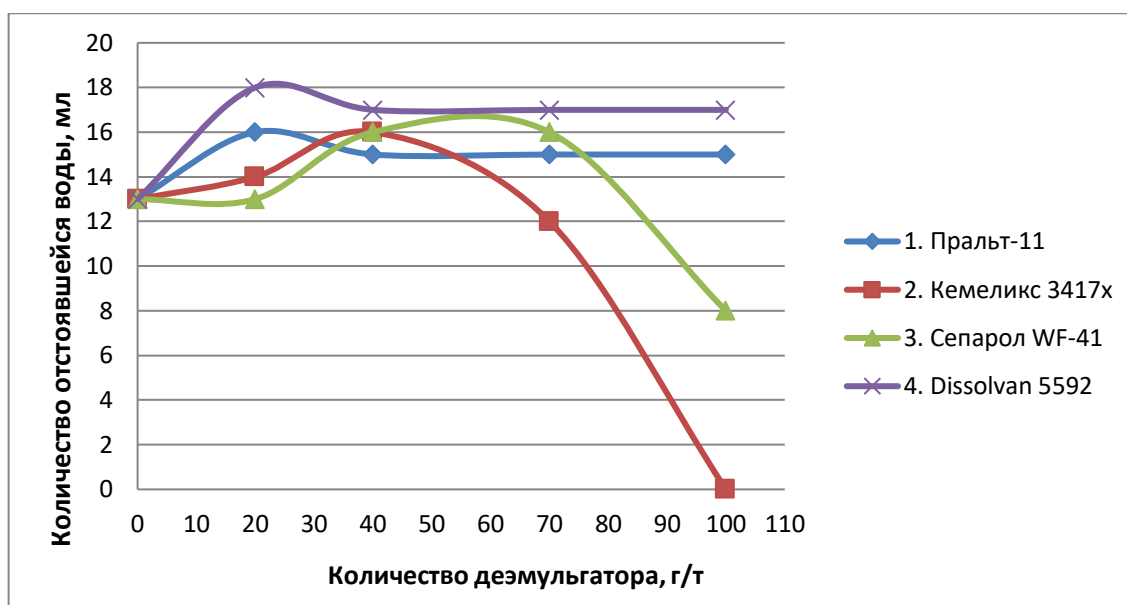


Рисунок 3.2.4 – Зависимость количества отстоявшейся воды от количества деэмульгатора при температуре 50°C

Приведенные на рисунках 3.2.3 и 3.2.4 данные показывают, что деэмульгатор №4 (Dissolvan 5592) проявляет достаточно высокую деэмульгирующую способность в разрушении водонефтяной эмульсии при расходе 20 г/т.

При расходах больше 20 г/т при 20°C и больше 40 г/т при 50°C, деэмульгатор №2 (Кемеликс 3417х) практически не влияет на процесс отстаивания водонефтяных эмульсий.

Оптимальным количеством деэмульгатора №4 (Dissolvan 5592) является 20 г/т при 50°C, т.к. при этом происходит эффективное обезвоживание нефти (степень обезвоживания 90 %); при 20°C – 20 г/т (степень обезвоживания 85 %) (табл. 4.1).

Также было выявлено, что время разрушения водонефтяной эмульсии для деэмульгатора №4 (Dissolvan 5592) (20 г/т) сокращается почти в 3,5 раза при температуре 20°C; при 50°C – почти в полтора раза (20 г/т) (прил.Б, рис.10.).

Самым эффективным деэмульгатором для данного типа нефти является деэмульгатор №4 (Dissolvan 5592). Менее эффективным является

деэмульгатор №1 (Пральт-11), затем деэмульгатор №3 (Сепарол WF-41) и наименее эффективным является деэмульгатор №2 (Кемеликс 3417х).

3.2.4 Исследования влияния количества деэмульгатора на процесс отстаивания водонефтяных эмульсий

На основе анализа информационных источников были выбраны следующие количества деэмульгаторов: 20, 40, 70 и 100 г/т.

Для исследования влияния количества деэмульгатора выбрано два типа марок: Dissolvan 5592 и Сепарол WF-41. Исследования проводились для случаев холодного отстоя (при температуре 20°C) и горячего отстоя (при температуре 50°C).

Результаты исследования влияния концентрации Dissolvan 5592 на процесс отстаивания водонефтяной эмульсии при 20°C представлены на рисунке 3.2.5, при 50°C – на рисунке 3.2.6.

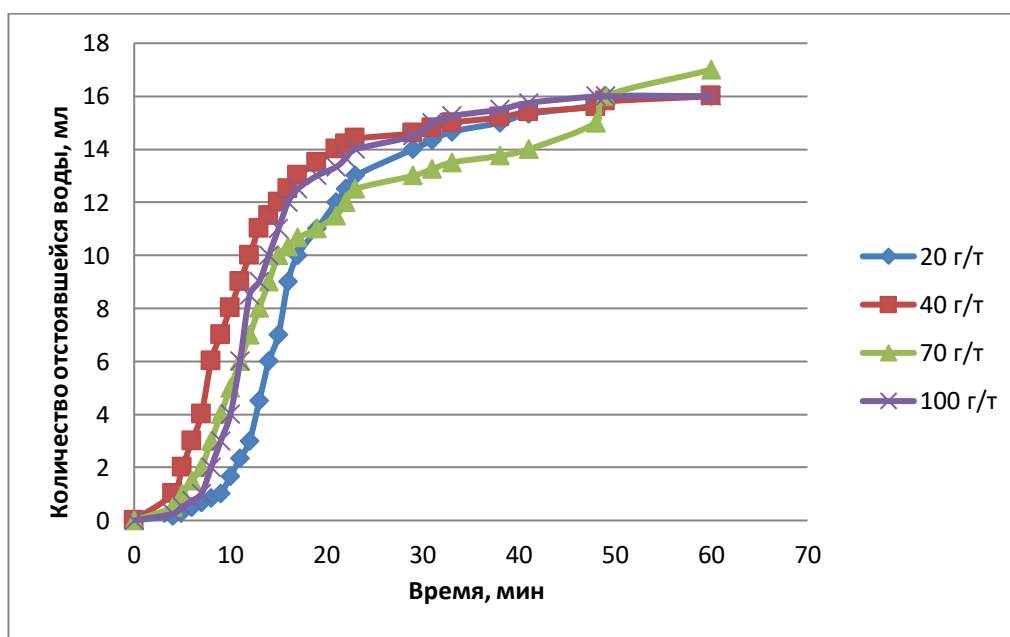


Рисунок 3.2.5– Динамика отстаивания водонефтяных эмульсий с добавлением различного количества деэмульгатора Dissolvan 5592 при 20°C

По данным рисунка 3.2.5 динамика влияния деэмульгатора имеет похожую картину для всех рассматриваемых количеств, процесс отстаивания завершается для всех случаев практически одновременно (55-60 минут). Наилучший результат соответствует количеству Dissolvan 5592 70 г/т (17мл отстоявшейся воды). Менее эффективными количествами Dissolvan 5592 являются 20 г/т и 40 г/т и 100 г/т (17 мл отстоявшейся воды для всех количеств).

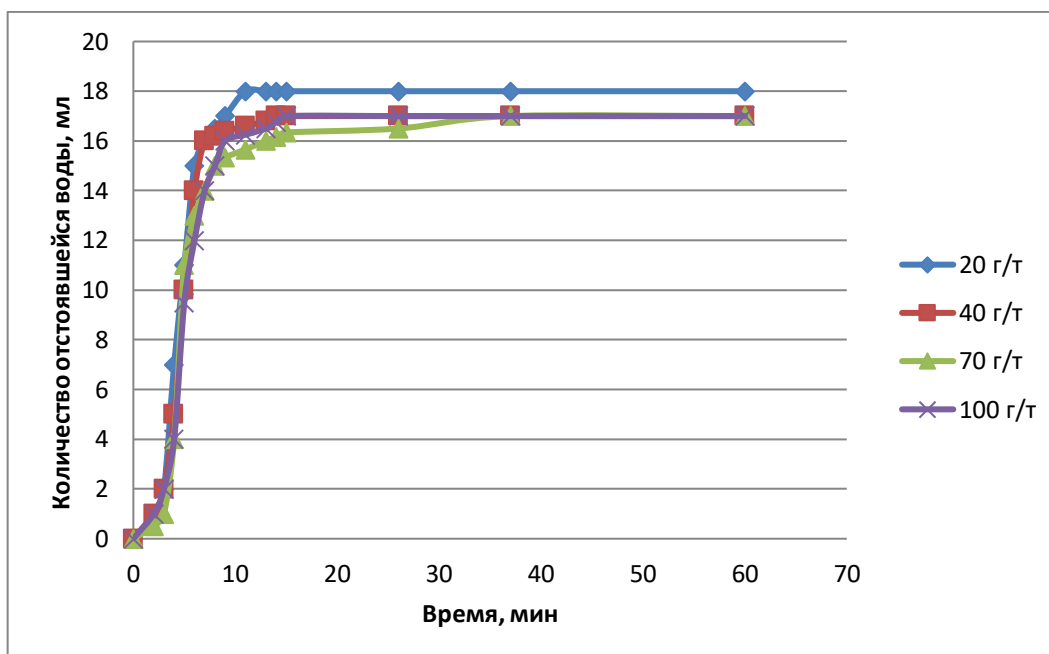


Рисунок 3.2.6 – Динамика отстаивания водонефтяных эмульсий с добавлением различного количества деэмульгатора Dissolvan 5592 при 50°C

По данным из рисунка 3.2.6 видим, как расход деэмульгатора влияет на процесс отстаивания: при всех количествах деэмульгатора его влияние практически одинаково сказывается вначале процесса, но конечный результат различен. Средние значения количества деэмульгатора (40, 70 и 100 г/т) дают практически одинаковый результат (17 мл отстоявшейся воды). Но более эффективное и быстрое завершение процесса отстаивания происходит для случая с количеством деэмульгатора 20 г/т.

На основе исследования динамики процесса отстаивания можно сделать следующее заключение: оптимальным количеством деэмульгатора

Dissolvan 5592 при температуре процесса отстаивания 20°С является 70 г/т, но при повышении температуры до 50°С это количество можно уменьшить до 20 г/т.

Повышение температуры влияет на динамику процесса отстаивания: для всех случаев добавления деэмульгатора. Наиболее эффективно процесс протекает на начальном этапе. Поэтому повышение температуры приводит к повышению пропускной способности отстойного оборудования.

Следует отметить, что для количества Dissolvan 5592 70 г/т окончательный результат отстаивания практически не зависит от повышения температуры (17 мл отстоявшейся воды).

На рисунках 3.2.7 и 3.2.8 приведены динамики отстаивания эмульсий с добавлением Сепарола WF-41 при 20°С и 50°С соответственно.

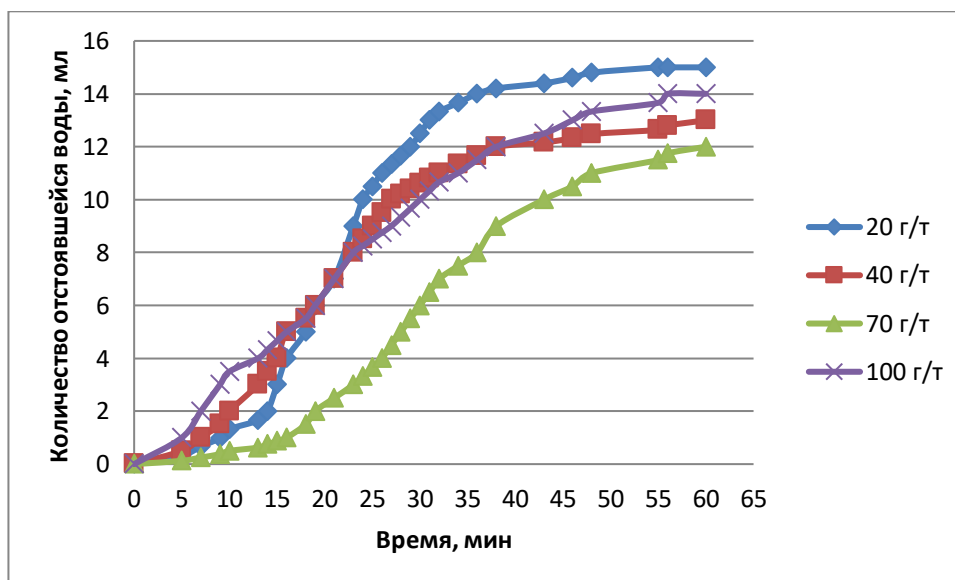


Рисунок 3.2.7 – Динамика отстаивания водонефтяных эмульсий с добавлением различного количества деэмульгатора Сепарол WF-41 при 20°С.

По данным рисунков 3.2.7 и 3.2.8 наблюдаем более ярко выраженное влияние различного количества деэмульгатора Сепарол WF-41 на динамику отстаивания водонефтяных эмульсий.

Добавление деэмульгатора Сепарол WF-41 в количестве 20 г/т наиболее эффективно при холодном отстое (20°С). Повышение температуры

отстаивания при количестве деэмульгатора 20 г/т слабо влияет. При количествах деэмульгатора 40 г/т и 70 г/т повышение температуры сказывается существенно, но различий по влиянию этих количеств практически не наблюдается. При добавлении деэмульгатора 100 г/т при проведении процесса отстаивания при температуре 50°С влияние Сепарола WF-41 ухудшает процесс отстаивания.

Оптимальным количеством деэмульгатора Сепарола WF-41 для отстаивания водонефтяной эмульсии при 50°С (горячий отстой) является 40 г/т, при этом воды отделяется на 1% больше, чем при холодном отстое с добавлением 20 г/т этого деэмульгатора.

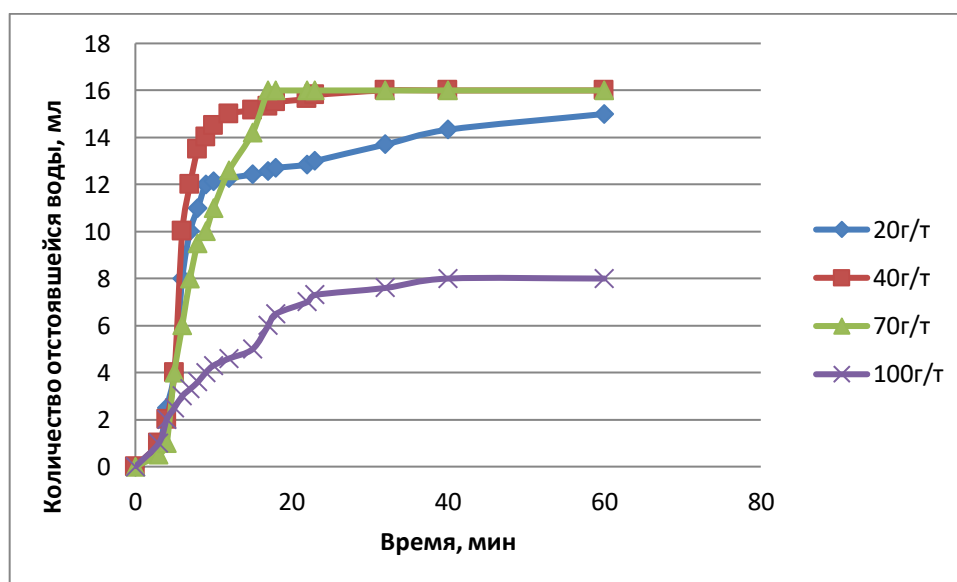


Рисунок 3.2.8 – Динамика отстаивания водонефтяных эмульсий с добавлением различного количества деэмульгатора Сепарол WF-41 при 50°С.

3.2.5 Эффективность деэмульгаторов при различной температуре отстаивания эмульсии

Опыты по исследованию эффективности деэмульгаторов проводились при температурах 20°С и 50°С. Динамика отстаивания отслеживалась в течение часа (рис. 3.2.7, 3.2.8).

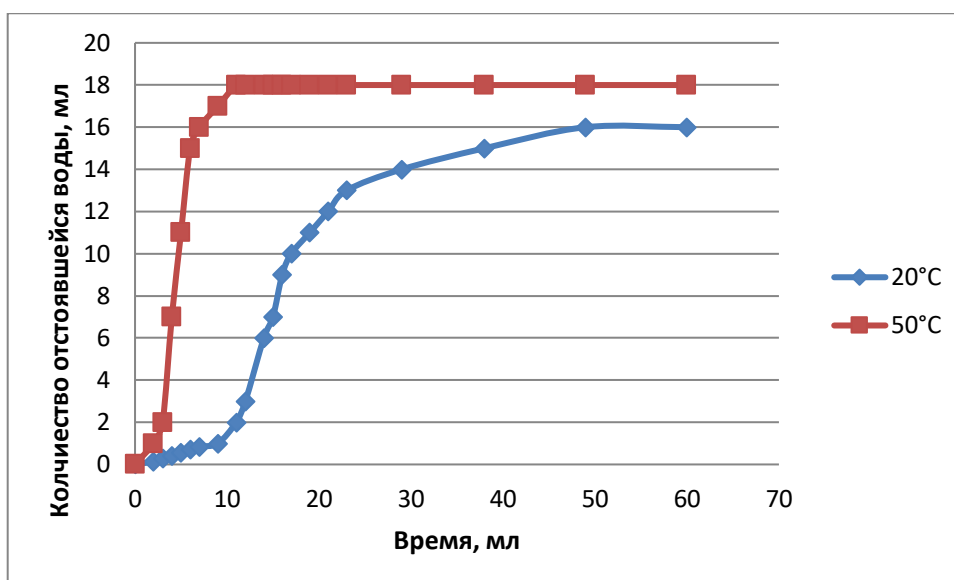


Рисунок 3.2.7 – Динамика отстаивания водонефтяной эмульсии с добавлением деэмульгатора №4 (Dissolvan 5592) (20г/т) при температурах 20°C и 50°C

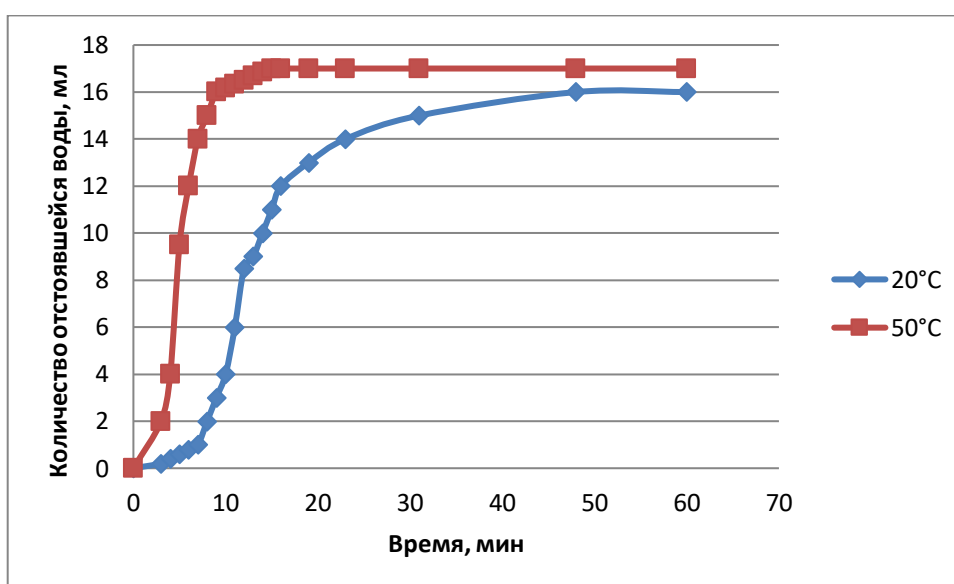


Рисунок 3.2.8 – Динамика отстаивания водонефтяной эмульсии с добавлением деэмульгатора №4 (Dissolvan 5592) (100г/т) при температурах 20°C и 50°C

По данным рисунков 3.2.7 и 3.2.8 видим, что повышение температуры на процесс отстаивания влияет более эффективно в начальный период времени процесса при меньших количествах деэмульгатора (20 г/т). При меньшем количестве деэмульгатора влияние температуры более существенно.

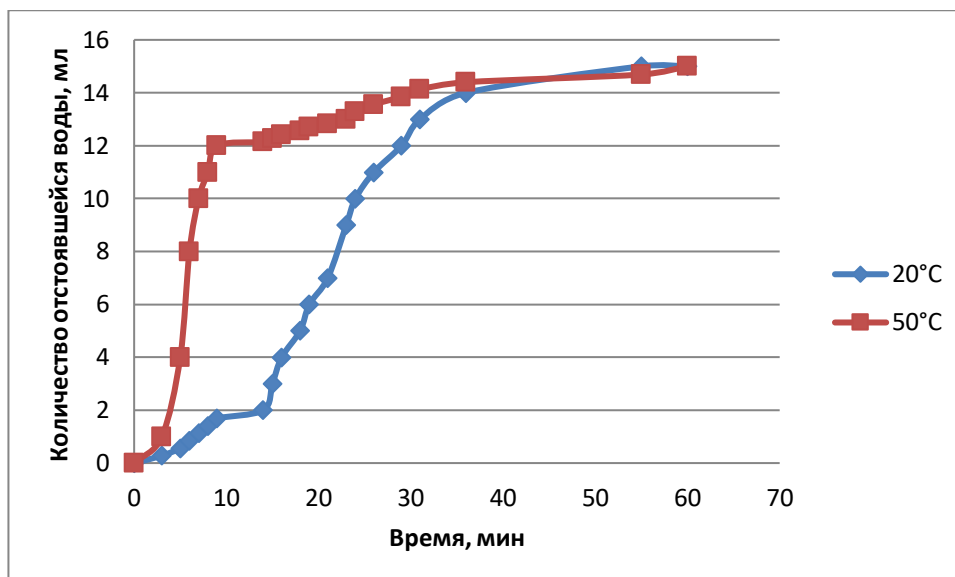


Рисунок 3.2.9 – Динамика отстаивания водонефтяной эмульсии с добавлением деэмульгатора №3 (Сепарол WF-41) (20г/т) при температурах 20°C и 50°C

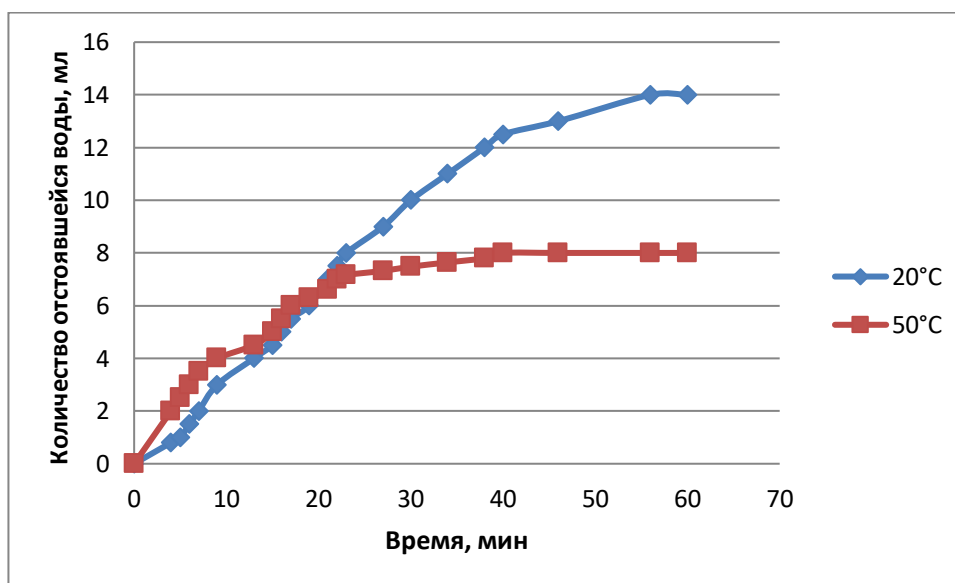


Рисунок 3.2.10 – Динамика отстаивания водонефтяной эмульсии с добавлением деэмульгатора №3 (Сепарол WF-41) (100г/т) при температурах 20°C и 50°C

При добавлении 20 г/т Сепарола WF-41 (рис.3.2.9) влияние температуры существенно в начальный период времени, после сорока минут влияние температуры практически не наблюдается.

При добавлении Сепарола WF-41 в количестве 100 г/т (рис. 3.2.10) в течение двадцати минут влияние температуры практически не наблюдается, а далее при повышенной температуре процесс оттаивания прекращается.

4 РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ

Исследовалась динамика процесса отстаивания водонефтяных эмульсий, образованных различными нефтями без деэмульгатора и с добавлением деэмульгаторов при двух температурах проведения процесса: 20°C и 50°C. Результаты экспериментальных исследований приведены в приложении Б.

Сводка результатов по количеству отстоявшейся воды для нефтей проб 1 и 2 приведена в таблицах 4.1 и 4.2.

Таблица 4.1 – Количество отстоявшейся воды для пробы 1

Начальная обводненность	Количество отстоявшейся воды (без деэмульгатора/ с деэмульгатором), мл			
	1000 об/мин		2000 об/мин	
	20°C	50°C	20°C	50°C
10%	8	10	8	9
20%	18/20	16/19	15/16	17/20

Таблица 4.2 – Количество отстоявшейся воды для пробы 2

Начальная обводненность	Количество отстоявшейся воды (без деэмульгатора/ с деэмульгатором), мл			
	1000 об/мин		2000 об/мин	
	20°C	50°C	20°C	50°C
10%	0/10	0/10	2/10	0/10
20%	5/18,5	10/20	5/18	13/20

В ходе исследования процессов отстаивания водонефтяных эмульсий, на основе нефтей проб 1 и 2 было выявлено, что эмульсии, приготовленные на основе более легкой нефти пробы 1 расслаиваются быстрее и эффективнее, а добавление деэмульгатора эффективнее влияет на процесс отстаивания эмульсий, приготовленных на основе более тяжелой нефти пробы 2.

Результаты исследования влияния количества деэмульгаторов различных марок и температуры на процесс отстаивания водонефтяных эмульсий, приготовленных на основе нефти пробы 3 приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Количество отстоявшейся воды

Деэмульгатор/Количество, г/т	Количество отстоявшейся воды, мл									
	20°С					50°С				
	0	20	40	70	100	0	20	40	70	100
1. Пральт-11	5	14	12	14	15	13	16	15	15	15
2. Кемеликс 3417х	5	12	1	0	0	13	14	16	12	0
3. СепаролWF-41	5	15	13	13	14	13	13	16	16	8
4. Dissolvan 5592	5	16	16	14	16	13	18	17	17	17

Наиболее эффективным деэмульгатором для данной нефти является Dissolvan 5592, оптимальным количеством для процесса обезвоживания эмульсий, приготовленных на основе нефти пробы 3, является 20 г/т и оптимальной температурой для проведения процесса является температура 50°С.

По полученным экспериментальным данным была рассчитана степень обезвоживания водонефтяных эмульсий [11]:

$$E = \frac{W_H - W_K}{W_H} \quad (1)$$

где E – степень обезвоживания, %; W_H – начальная обводненность, %; W_K – конечная обводненность, %

Результаты расчетов представлены в таблице 4.4.

По данным таблицы 4.4 еще раз можно сделать вывод, что наиболее эффективным деэмульгатором для данного типа нефти является деэмульгатор Dissolvan 5592. Он обезвоживает эмульсии эффективно при меньших его количествах (20 г/т).

Таблица 4.4 – Степень обезвоживания водонефтяных эмульсий

Деэмульгатор/Степень обезвоживания, %	Количество отстоявшейся воды, мл									
	20°C					50°C				
	0	20	40	70	100	0	20	40	70	100
1. Пральт-11	25	70	60	70	75	65	80	75	75	75
2. Кемеликс 3417х	25	60	5	0	0	65	70	80	60	0
3. Сепарол WF-41	25	75	65	65	70	65	65	80	80	40
4. Dissolvan 5592	25	80	80	70	80	65	90	85	85	85

На рисунке 4.1 представлено изменение степени обезвоживания водонефтяной эмульсии в зависимости от количества деэмульгатора.

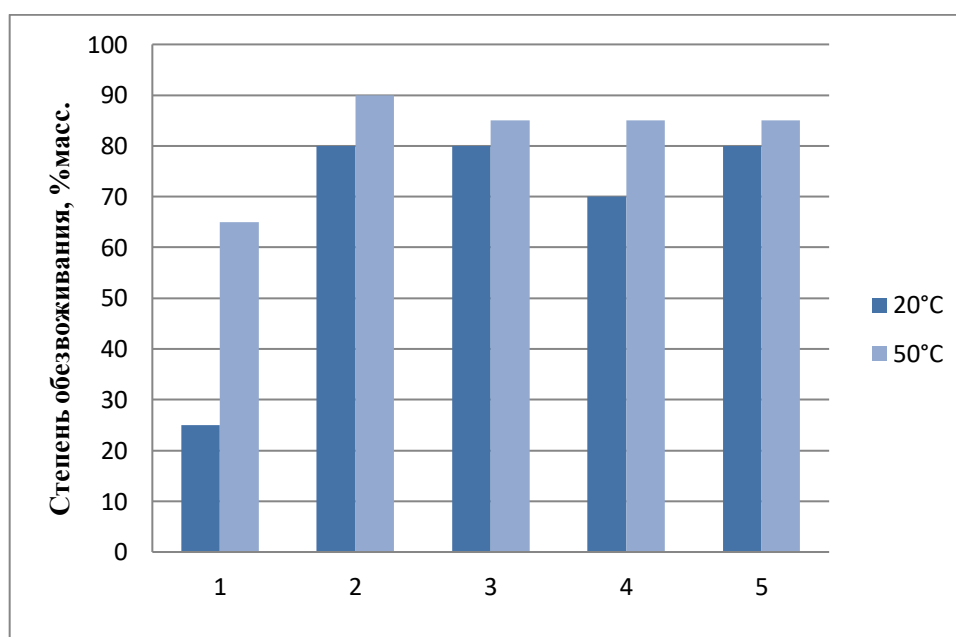


Рисунок 4.1 – Степень обезвоживания водонефтяных эмульсий (%масс.) с добавлением деэмульгатора №4 (Dissolvan 5592):

1– без деэмульгатора; 2– 20 г/т; 3– 40 г/т; 4– 70 г/т; 5– 100 г/т

По данным рисунка 4.1 наблюдаем правильность выбора самого эффективного деэмульгатора Dissolvan 5592: степень обезвоживания водонефтяных эмульсий, приготовленных на основе нефти пробы 3 составляет 90% при нагреве до 50°C.

Таким образом, в ходе анализа экспериментальных данных заключили следующее:

- Эмульсии, образованные на основе более тяжелой нефти пробы 2 с меньшей начальной обводненностью (10%) очень стойкие и поэтому не расслаиваются.

- При большей обводненности эмульсий, приготовленных на основе нефтей проб 1 и 2 (20%), отстаивание идет быстрее в начале процесса. При обезвоживании 20%-ой водонефтяной эмульсии остаточное содержание воды – 2%, а 10%-ой – около 3%.

- При более интенсивном перемешивании (2000 об/мин) образуется более стойкая водонефтяная эмульсия, и процесс отстаивания идет дольше и менее эффективно (для проб 1 и 2).

- Добавление деэмульгатора более эффективно для разделения эмульсий, приготовленных на основе более тяжелой нефти (проба 2). Эмульсии, приготовленные на основе менее тяжелой нефти пробы 1 с добавлением деэмульгатора, полностью обезвоживаются.

- Для эмульсий, приготовленных на основе нефти пробы 3 деэмульгатор №4 (Dissolvan 5592) проявляет самую высокую деэмульгирующую способность при расходе 20 г/т при температуре отстоя 50°C. Наилучший результат при температуре 20°C соответствует количеству Dissolvan 5592 70 г/т (17мл отстоявшейся воды).

- Повышение температуры процесса отстаивания водонефтяных эмульсий влияет более эффективно в начальный период времени при меньших количествах деэмульгатора №4 (Dissolvan 5592) (20 г/т). При добавлении 20 г/т Сепарола WF-41 влияние температуры существенно в начальный период времени, после сорока минут влияние температуры практически не наблюдается. Для больших количеств Сепарола WF-41 (100 г/т) повышение температуры до 50°C не эффективно.

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Проблемы эффективного ресурсопотребления и ресурсосбережения всегда являлись достаточно актуальными. Все технологические процессы сопровождаются потреблением первичных ресурсов, таких как земля, вода, воздух, топливо (энергия), материальные и трудовые ресурсы. Формирование и реализация стратегии ресурсосбережения на всех уровнях управления – один из важнейших вопросов стратегического менеджмента, так как ресурсоемкость является второй стороной товара, когда первой является его качество.

Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов[15].

Данный раздел дипломной работы посвящен обоснованию целесообразности исследования процессов образования и разрушения водонефтяных эмульсий.

Выполнение выпускной квалификационной работы проводилось в Инженерной школе природных ресурсов (ИШПР) Национального исследовательского Томского Политехнического Университета (НИ ТПУ) в отделении химической инженерии. Выпускная квалификационная работа заключалась в исследовании процессов образования и разрушения водонефтяных эмульсий, которое проводилось в лаборатории «Природные энергоносители» на кафедре Химической технологии топлива и химической кибернетики. Область применения – первичная подготовка нефти.

5.1 Предпроектный анализ

5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

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

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. Для данного проекта целевым рынком являются предприятия нефтяной отрасли.

Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга). Сегментировать рынок услуг по исследованию процессов образования и разрушения водонефтяных эмульсий можно по следующим критериям: вид деятельности, тип предприятия (рис. 5.1).






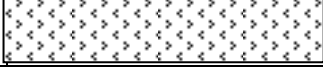
Размер компании	Вид деятельности		
	Промысел	НИИ	ВУЗ
Крупные			
Средние			
Малые			

Рисунок 5.1 – Карта сегментирования рынка услуг по исследованию водонефтяных эмульсий:

 Фирма А  Фирма Б  Фирма В

На приведенной выше карте сегментирования показано, какие ниши на рынке услуг по исследованию процессов образования и разрушения водонефтяных эмульсий не заняты конкурентами или где уровень конкуренции низок. Как правило, выбирают сегменты со сходными характеристиками, которые будут формировать целевой рынок.

4.1.1 Диаграмма Исикавы

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

Область применения диаграммы:

- Выявление причин возникновения проблемы;
- Анализ и структурирование процессов на предприятии;
- Оценка причинно-следственных связей.

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

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

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

Выявленные факторы подводят к стрелкам диаграммы первого уровня.

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

Пример причинно-следственной диаграммы представлен на рис.5.2.

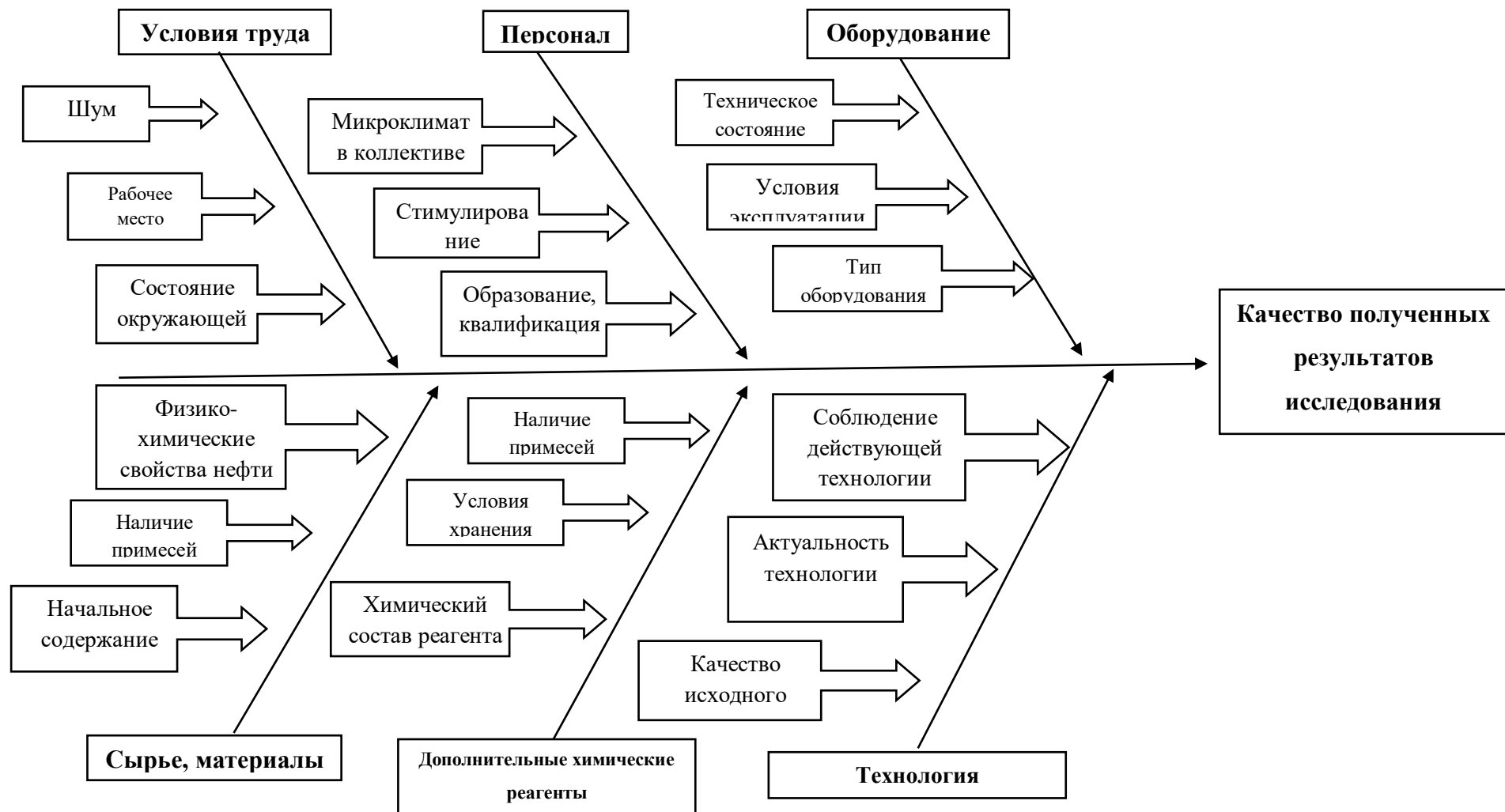


Рис.5.2 Диаграмма Исикавы

4.1.2 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования

При коммерциализации научно-технических разработок продавец (а это, как правило, владелец соответствующих объектов интеллектуальной собственности), преследует вполне определенную цель, которая во многом зависит от того, куда в последующем он намерен направить (использовать, вложить) полученный коммерческий эффект. Это может быть получение средств для продолжения своих научных исследований и разработок (получение финансирования, оборудования, уникальных материалов, других научно-технических разработок и т.д.), одноразовое получение финансовых ресурсов для каких-либо целей или для накопления, обеспечение постоянного притока финансовых средств, а также их различные сочетания.

Для продвижения товара на рынке необходимо правильно выбрать метод коммерциализации.

Методом коммерциализации научной разработки был выбран инжиниринг. Данный метод как самостоятельный вид коммерческих операций предполагает предоставление на основе договора инжиниринга одной стороной, именуемой консультантом, другой стороне, именуемой заказчиком, комплекса или отдельных видов инженерно-технических услуг, связанных с проектированием, строительством и вводом объекта в эксплуатацию, с разработкой новых технологических процессов на предприятии заказчика, усовершенствованием имеющихся производственных процессов вплоть до внедрения изделия в производство и даже сбыта продукции.

5.2 Инициация проекта

Инициация проекта состоит из процессов, которые выполняются для нового проекта или новой стадии проекта. Для этого определяются

начальные цели, содержание, фиксируются ресурсы. Также определяются внутренние и внешние заинтересованные стороны проекта. Заинтересованные стороны проекта отображены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
НИ ТПУ, ИШПР, отделение химической инженерии	Результаты исследования процессов образования и разрушения водонефтяных эмульсий

В таблице 5.2 представлена информация о целях проекта, критериях достижения целей, а также требования к результатам проекта.

Таблица 5.2 – Заинтересованные стороны проекта

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

Рабочая группа проекта отображена в таблице 3.

Таблица 5.3 – Рабочая группа проекта

ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудозатраты, ч
Кузьменко Елена Анатольевна, НИ ТПУ, доцент отделения химической инженерии ИШПР	Руководитель проекта	Консультирование, определение задач, контроль выполнения.	90
Полякова Ксения Алексеевна,	Исполнитель по проекту	Анализ литературных источников,	490

студент гр. 2КМ61		теоретическое обоснование и проведение экспериментальных исследований.	
Креницына Зоя Васильевна, НИ ТПУ, отделение социально – гуманитарных наук ШИП, доцент	Руководитель проекта по разделу «Ресурсоэффективность и финансовый менеджмент»	Координирует выполнение раздела «Ресурсоэффективность и финансовый менеджмент»	2
Авдеева Ирина Ивановна, ассистент	Руководитель проекта по разделу «Социальная ответственность»	Координирует выполнение раздела «Социальная ответственность»	2
Щеголихина Юлия Викторовна, старший преподаватель ОИЯ	Руководитель проекта раздела ВКР на немецком языке	Координирует выполнение раздела ВКР на немецком языке	2
Итого:			586

Ограничения проекта – это все факторы, которые могут послужить ограничением степени свободы участников команды проекта, а также «границы проекта» - параметры проекта или его продукта, которые не будут реализованных в рамках данного проекта. В таблице 5.4 приведены всевозможные ограничения научно – технического исследования.

Таблица 5.4 – Ограничения проекта

№	Фактор	Ограничения / допущения
1	Бюджет проекта	–
2	Источник финансирования	–
3	Сроки проекта	01.02.2018 – 28.05.2018 г
4	Дата утверждения плана	01.02.2018 г

	управления проектом	
	Дата завершения проекта	28.05.2018г

5.3 Планирование управления научно – техническим проектом

5.3.1. Иерархическая структура работ проекта

В данном разделе составлен перечень этапов проведения работ в рамках проведения научного исследования, проведено распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

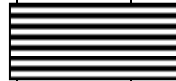

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Выбор направления исследований	Руководитель, Магистр
	3	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
	4	Изучение литературы	Магистр
	5	Экспериментальная часть	Магистр
	6	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, магистр
	7	Определение целесообразности проведения ОКР	Руководитель
Обобщение и оценка результатов	8	Составление пояснительной записки	Магистр
<i>Проведение ОКР</i>			

Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	9	Подготовка к защите дипломной работы	Магистр
	10	Защита дипломной работы	Магистр

На основе табл. 5.5 построен календарный план-график (табл.5.6) по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта с разбивкой по месяцам и декадам за период времени дипломирования.

Таблица 5.6 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

№	Вид работы	Исполнители	Т _{кп} , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ												
				Февр	Март			Апрель			Май			Июнь		
				3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
1	Составление и утверждение технического задания	Р	4													
2	Выбор направления исследований	Р, М	1													
3	Календарное планирование работ по теме	Р	4													
4	Изучение литературы	М	15													
5	Экспериментальная часть	М	4													
6	Оценка эффективности полученных результатов	Р, М	2													
7	Определение целесообразности проведения ОКР	Р	2													
8	Составление пояснительной записки	М	9													

9	Подготовка к защите дипломной работы	М	15											
10	Защита дипломной работы	М	1											

 – магистр;

 – руководитель

Определение трудоемкости выполнения работ

Ожидаемая трудоемкость выполнения [39]:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{мин}i} + 2t_{\text{макс}i}}{5} \quad (4.2)$$

где $t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\text{мин}i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\text{макс}i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Ожидаемая трудоемкость для этапов работы приведенных в таблице 5.7 рассчитывается по формуле (4.2):

$$t_{\text{ож}1} = \frac{3 * 1 + 2 * 2}{5} = 1,4, \text{ чел.-дн.}$$

Для этапов 2 – 10 расчет аналогичен.

Продолжительность каждой работы в рабочих днях [39]:

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i} \quad (4.3)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб.дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Продолжительность каждого этапа работы приведенных в таблице 5.7 рассчитывается по формуле (4.3):

$$T_{p1} = \frac{1,4}{1} = 1,4$$

Для этапов 2 – 10 расчет аналогичен.

Разработка графика проведения научного исследования

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} \quad (4.4)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Продолжительность выполнения каждого этапа работы приведенных в таблице 5.7 рассчитывается по формуле (4.4).

$$T_{k1} = 1,4 \cdot 1,48 = 2,08 = 2$$

Для этапов 2 – 10 расчет аналогичен.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (4.5)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

$$k_{\text{еае}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48$$

Результаты расчета длительности выполнения этапов НИР представлены в таблице 5.7.

Таблица 5.7– Временные показатели проведения научного исследования

№	Название работы	Трудоёмкость работ						Исполнители		Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}		Длительность работ в календарных днях, T_{ki}	
		t_{max} , чел-дни		T_{min} , чел-дни		$t_{ож.}$ чел-дни							
		Исп.1	Исп.2	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 1	Исп. 2						
1	Составление и утверждение технического задания	3		2		2,4		Р		2,4		4	
2	Выбор направления исследований	2	2	1	1	1,4	1,4	Р	М	0,7	0,7	1	1
3	Календарное планирование работ по теме	4		2		2,8		Р		2,8			4
4	Изучение литературы		14		7		9,8		М		9,8		15
5	Экспериментальная часть		2		1		1,4		М		1,4		2
6	Проверка модели		1		1		1		М		1		2

	на адекватность												
8	Определение целесообразности проведения ОКР	1		1		1		P		1		2	
9	Составление пояснительной записки		7		5		5,8		M		5,8		9
10	Подготовка к защите дипломной работы		14		7		9,8		M		9,8		15
11	Защита дипломной работы	1	1	1	1	1	1	P	M	0,5	0,5	1	1

5.3.2 Бюджет научного исследования

Расчет материальных затрат НИИ

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m \Pi_i \cdot N_{\text{расх}i}, \quad (3)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{\text{расх}i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

Π_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Материальные затраты, необходимые для данной разработки, отражены в таблице 5.8.

Таблица 5.8 - Расчет затрат на сырье

№ п/п	Наименование затрат	Единица измерений	Расход	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
1	Нефть	л	6	21,62	138,24
2	Органический растворитель	л	0,6	150,0	90,0
3	Поваренная соль	кг	0,08	32,0	2,56
4	Дезэмульгатор 1	л	0,1	150,0	15,0
5	Дезэмульгатор 2	л	0,1	200,0	20,0
6	Дезэмульгатор 3	л	0,1	390,0	39,0
Итого					304,8

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

Все расчеты по приобретению спецоборудования и оборудования, имеющегося в организации, но используемого для каждого исполнения конкретной темы, сводятся в таблице 5.9.

Таблица 5.9 - Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Мощность электроприбор, кВт	Общая стоимость оборудования, руб.
1	Аналитические весы	1	15000,0		15000,0
2	Сушильный шкаф	1	13000,0	2	13000,0
3	Колба плоскодонная 500мл	2	262,0		524,0
4	Колба 250 мл	2	92,0		184,0
5	Мерный цилиндр 100мл	3	88,0		264,0
6	Мерный цилиндр 1000мл	1	630,0		630,0
7	Мерный стакан 100 мл	1	34,0		34,0
8	Пипетка градуированная 10 мл	6	165,0		990,0
Итого:					30626,0

Расчет заработной платы исполнителей темы

Основная заработная плата руководителя (от ТПУ) рассчитывается на основании отраслевой оплаты труда. Отраслевая система оплаты труда в ТПУ предполагает следующий состав заработной платы:

1) оклад – определяется предприятием. В ТПУ оклады распределены в соответствии с занимаемыми должностями. Доцент - 28900 руб, магистрант – 1854 руб.

2) стимулирующие выплаты – устанавливаются руководителем подразделений за эффективный труд, выполнение дополнительных обязанностей и т.д.

3) иные выплаты; районный коэффициент. 1,3.

$$Z_{\text{м}}^{\text{доцент}} = \text{Оклад} \cdot k_p = 28900 \cdot 1,3 = 37570 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{м}}^{\text{магистр}} = \text{Оклад} \cdot k_p = 1854 \cdot 1,3 = 2410 \text{ руб.}$$

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}}^{\text{доцент}} = \frac{Z_{\text{м}}^{\text{доцент}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{37570 \cdot 10,4}{242} = 2067,3 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{дн}}^{\text{магистр}} = \frac{Z_{\text{м}}^{\text{магистр}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{2410 \cdot 10,4}{242} = 132,6 \text{ руб.},$$

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

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 48 раб.дней $M=10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн. (таблица 5.10).

Таблица 5.10 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель
Календарное число дней	366
Количество нерабочих дней: выходные и праздничные дни	66
Потери рабочего времени	
- отпуск	48

- невыходы по болезни	10
Действительный годовой фонд рабочего времени	242

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

$$Z_{\text{осн}}^{\text{доцент}} = Z_{\text{дн}}^{\text{доцент}} \cdot T_p = 2067,3 \cdot 3,8 = 7855,7 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{осн}}^{\text{магистр}} = Z_{\text{дн}}^{\text{магистр}} \cdot T_p = 132,6 \cdot 20,4 = 2705 \text{ руб}$$

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

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.

$$Z_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}$$

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

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{\text{осн}}$).

$$Z_{\text{зп}}^{\text{доцент}} = (15\% \cdot 7855,7) + 7855,7 = 1178,4 + 7855,7 = 9034,1 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{зп}}^{\text{магистр}} = (15\% \cdot 2705) + 2705 = 405,8 + 2705 = 3110,8 \text{ руб.}$$

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (8)$$

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

$$Z_{\text{внеб}}^{\text{доцент}} = 27,1\% \cdot 9034,1 = 2448,2 \text{ руб.}$$

Формирование бюджета затрат научно исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 5.11.

Таблица 5.11 - Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Текущий проект	Аналог1	Аналог1
1. Материальные затраты НИИ (Сырье)	304,8	300,0	350,0
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	30626,0	31500,0	32000,0
3. Затраты по заработной плате исполнителей темы	7855,7	7855,7	7855,7
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	1178,4	1178,4	1178,4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	2448,2	2448,2	2448,2
6. Бюджет затрат НИИ	30930,8	31800	32350

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

5.4.1 Оценка сравнительной эффективности исследования

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

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более)

вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета, с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (10)$$

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

Φ_{pi} – стоимость i – го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта.

$$\text{Для нашей разработки: } I_{\text{финр}}^p = \frac{30930,8}{32350} = 0,96$$

$$\text{Для первого аналога: } I_{\text{финр}}^{a1} = \frac{31800}{32350} = 0,98$$

$$\text{Для второго аналога: } I_{\text{финр}}^{a2} = \frac{32350}{32350} = 1$$

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

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

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

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности (I_p) представлены в таблице 5.12.

Таблица 5.12 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Возможность интеграции с другими исследованиями	0,1	4	4	5
2. Глубина исследования	0,2	4	3	5
3. Практическая применимость	0,01	5	5	4
4. Потребность в дополнительных ресурсах	0,24	5	5	3
5. Стоимость внедрения	0,25	4	4	4
6. Трудоемкость внедрения	0,2	5	5	4
ИТОГО	1	4,45	4,25	4,06

$$I_p^p = 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,01 \cdot 5 + 0,24 \cdot 5 + 0,25 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 = 4,45;$$

$$I_p^{a1} = 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,01 \cdot 5 + 0,24 \cdot 5 + 0,25 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 = 4,25;$$

$$I_p^{a2} = 0,1 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,01 \cdot 4 + 0,24 \cdot 3 + 0,25 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 = 4,06.$$

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

$$I_{эф}^p = \frac{I_p^p}{I_{финр}^p}; I_{эф}^a = \frac{I_p^a}{I_{финр}^a} \quad (11)$$

$$\text{Для нашей разработки: } I_{эф}^p = \frac{4,45}{0,96} = 4,64$$

$$\text{Для первого аналога: } I_{\text{эф}}^{\text{a1}} = \frac{4,25}{0,98} = 4,34$$

$$\text{Для второго аналога: } I_{\text{эф}}^{\text{a2}} = \frac{4,06}{1} = 4,06$$

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

Сравнительная эффективность проекта:

$$Э_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{эф}}^{\text{p}}}{I_{\text{эф}}^{\text{a}}} \quad (12)$$

где $Э_{\text{ср}}$ – сравнительная эффективность проекта;

$I_{\text{эф}}^{\text{p}}$ – интегральный показатель разработки;

$I_{\text{эф}}^{\text{a}}$ – интегральный технико-экономический показатель аналога.

Таблица 5.13 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Аналог 1	Разработка	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,98	0,96	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,25	4,45	4,06
3	Интегральный показатель эффективности	4,34	4,64	4,06
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,07		1,11

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволило определить, что существующий вариант решения поставленной в дипломной работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности является наиболее приемлемым.

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Экспериментальная часть дипломной работы осуществлялась в лаборатории в отделении химической инженерии. Технологический процесс включает в себя следующие виды работ: работу с нефтью, растворителями, деэмульгаторами и работу с оборудованием. Данное помещение оборудовано рабочими местами для проведения химических экспериментов, вентиляционной системой для работы с летучими веществами, имеется ряд аппаратов для проведения опытов и дальнейшего анализа результатов, шкафы для хранения лабораторной посуды. Также в аудитории находится аптечка первой медицинской помощи, углекислотный огнетушитель для тушения пожара. При лаборатории так же есть весовая комната, склад, моечная. Рабочее место – лабораторный стол и вытяжной шкаф. Объект исследования – процесс образования и разрушения водонефтяных эмульсий. Область применения – первичная подготовка нефти.

6.1 Производственная безопасность

Работа в химической лаборатории регулируется техникой безопасности предприятия и требует соблюдения предписанных норм. При работе в лаборатории на человека могут воздействовать следующие опасные производственные факторы [16]:

- поражение электрическим током;
- возникновение пожара;
- возможность механического травмирования;
- возможность термического или химического ожога.

К вредным физическим производственным факторам относятся:

- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенный уровень шума, вибрации и различных излучений;

- пониженная или повышенная влажность и подвижность воздуха рабочей зоны;
- недостаточная освещенность рабочих мест
- повышенная яркость света и пульсация светового потока.

6.1.1 Анализ вредных факторов на рабочем месте

Работа с нефтепродуктами

При работе с нефтью и нефтепродуктами, являющимися легковоспламеняющимися и ядовитыми веществами, необходимо применять индивидуальные средства защиты по типовым отраслевым нормам [17].

При работе с нефтями и нефтепродуктами, которые легко воспламеняются, необходимо соблюдать следующие меры предосторожности:

- Сосуды с нефтепродуктами (питающие бюретки, приемники, колбы) нельзя держать вблизи огня;
- Для тушения пламени нефтепродуктов нельзя применять воду. Загоревшийся нефтепродукт надо тушить песком или струей углекислоты из огнетушителя; загоревшийся предмет накрыть кошмой.
- На рабочем месте в лаборатории количество горючего материала должно быть минимально необходимым для данного опыта или анализа;
- При ожогах обожженное место смазывают специальной мазью от ожогов или смачивают крепким раствором перманганата калия (или этиловым спиртом).

Работа с нефрасом – органическим растворителем

При работе с растворителями важно помнить об их высокой токсичности, а также о том, что неаккуратное обращение с этими веществами опасно для здоровья и для жизни.

А также важно помнить о том, что защищать, прежде всего, необходимо три стратегически важных участка, а также органы тела:

1. Руки, так как они непосредственно контактируют с растворителем и при неправильном обращении, может возникнуть химический ожог.

2. Рот, нос как органы дыхания, поскольку можно запросто надышаться парами растворителя и получить химическое отравление.

3. Глаза, так как в них могут попасть капли и брызги от растворителя.

Уровень акустического шума и вибрации

Шум, как раздражающий фактор, оказывает неблагоприятное воздействие на организм человека. При работе в лаборатории возможно появление нервного напряжения и снижение работоспособности. Источники шума - системы вентиляции и отопления.

В соответствии [18] уровень шума на рабочем месте лаборанта не превышает значений 50 дБА. Рабочее место не имеет собственных источников вибрации, но испытывает общетехнологические воздействия. Следовательно, согласно классификации по источнику возникновения вибрации, рабочее место относится к Категории 3 и Типу В [19].

Освещение на рабочем месте

Поскольку местом проведения работ является помещение, то возникает необходимость максимального приближения освещения к естественному солнечному, чтобы избежать снижения зрения и повышение утомляемости работника.

Согласно [20] в химических лабораториях организовано естественное освещение через светопроемы, обеспечивающее коэффициенты естественной освещенности не ниже 1.5%. Искусственное освещение представлено комбинированной системой.

Таблица 6.1 - Нормы освещения помещений административных зданий

Освещаемые объекты	Средняя горизонтальная освещенность, лк.
Лаборатории научно-технические (кроме медицинских учреждений)	400

Освещение в химической лаборатории составляет 400 лк, что

соответствует нормам освещения в помещении по ГОСТ Р 55710-2013.

Содержание вредных химических веществ

Необходимо уделить внимание нормам ПДК вредных химических веществ, так как рабочее место располагается на кафедре, оснащенной оборудованием для проведения работ с химическими реактивами. Согласно [21] рабочая зона представляет собой пространство высотой до двух метров над уровнем пола или площади, на которой находятся места постоянного или временного пребывания работающих.

Таблица 6.2 - Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м ³	Преимущественное агрегатное состояние в условиях производства	Класс опасности
Нефть	300	Жидкость	III
Дезэмульгаторы	5	Жидкость	III

Предлагаемы средства защиты

Следует отличать средства коллективной защиты населения и трудовых коллективов от средств индивидуальной защиты[22]:

- Средства коллективной защиты:

К средствам нормализации воздушной среды производственных помещений и рабочих мест относятся устройства для:

- вентиляции и очистки воздуха;
- локализации вредных факторов;
- отопления;
- автоматического контроля и сигнализации;

К средствам нормализации освещения производственных помещений и рабочих мест относятся:

- источники света;

- осветительные приборы;

К средствам защиты от поражения электрическим током относятся:

- устройства автоматического отключения;
- предохранительные устройства;
- знаки безопасности.

- Средства индивидуальной защиты:

1. При работе в химической лаборатории необходимо надевать халат из хлопчатобумажной ткани.

2. При выполнении работ, связанных с выделением ядовитых газов и пыли, для защиты органов дыхания следует применять респираторы или противогазы и другие средства защиты.

3. При работе с едкими и ядовитыми веществами дополнительно применяют фартуки, средства индивидуальной защиты глаз и рук.

4. Для защиты рук от действия кислот, щелочей, солей, растворителей применяют резиновые перчатки.

На перчатках не должно быть порезов, проколов и других повреждений. Надевая перчатки, следует посыпать их изнутри тальком.

5. Для защиты глаз применяют очки различных типов, щитки, маски.

6.1.2 Анализ опасных факторов на рабочем месте

В лабораториях имеются движущиеся и подвижные части, которые могут привести к травмированию, вследствие несоблюдения правил безопасности, конструктивных недостатков оборудования, неисправности защитных средств, оградительных устройств. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов, оборудования: чаще всего в лабораториях встречаются резаные раны, вызванные битым стеклом, острые края которого являются причиной глубоких порезов; повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов:

нагревательные приборы и нагретые оборудования могут привести к термическим ожогам, пожару и взрыву.

Электробезопасность

Согласно классификации помещений по электробезопасности дипломный проект разрабатывался в помещении без повышенной опасности (класс 01 по ГОСТ 12.1.019 – 85), характеризующимся наличием следующих условий [23]:

- напряжение питающей сети 220В, 50Гц;
- относительная влажность воздуха не более 75%;
- средняя температура не более 35°С.

При нормальном режиме работы оборудования опасность электропоражения невелика, однако, возможны режимы, называемые аварийными, когда происходит случайное электрическое соединение частей оборудования, находящихся под напряжением с заземленными конструкциями.

Основными техническими способами и средствами защиты от поражения электрическим током являются:

- защитное зануление;
- выравнивание потенциалов;
- защитное заземление;
- электрическое разделение сети;
- изоляция токоведущих частей;
- оградительные устройства и другое.

Пожаробезопасность

Все помещения лаборатории должны соответствовать требованиям пожарной безопасности по ГОСТ 12.1.004-91 и иметь средства пожаротушения по ГОСТ 12.4.009-83 [24].

В каждом рабочем помещении должны быть в наличии огнетушители и песок, а в помещениях с огнеопасными и легковоспламеняющимися веществами - дополнительные средства пожаротушения (порошковыми огнетушителями, сухим песком, лопатами, ведрами, листовым асбестом, кошмой, суконными одеялами и рукавицами).

Пожарную опасность могут создать электрический ток, искрение, перегрев при плохом соединении проводов, а так же короткое замыкание.

Очень часто пожары в химических лабораториях возникают в результате работы с огнеопасными веществами; к ним относятся большое число органических растворителей и взрывчатые вещества.

Все операции, связанные с нагреванием, следует проводить на предварительно нагретой водяной бане с потушенной горелкой.

Огнеопасные вещества требуют осторожности не только при работе с ними, но и при хранении их на складах.

Нерастворимые в воде органические вещества следует тушить песком или же накрыванием асбестом или кошмой. Нужно именно накрывать ими очаг пожара, а не набрасывать, чтобы горящие брызги не, разлетались в стороны.

Если горящее вещество растворимо в воде (например, спирт или ацетон), его можно гасить водой. Во всех случаях весьма пригодным средством тушения является четыреххлористый углерод. При соприкосновении с огнем он образует тяжелые пары, обволакивающие горящее место; доступ воздуха уменьшается и горение прекращается.

Для тушения пожаров в лаборатории должны быть огнетушители пенные (ОХП-10, ОВП-10 и ОПК-1,5), газовые-углекислотные (ОУ-2, ОУ-5), порошковые (Спутник, Момент-2, ОП-2Б).

6.2 Экологическая безопасность

Химические лаборатории являются источниками опасного для окружающей среды мусора [25].

Жизненный цикл химических реактивов в университете начинается поставкой необходимых веществ от фирмы – поставщика сотруднику или студенту, занятому в лабораторном курсе. В процессе использования образуются загрязненные исходные материалы, побочные продукты, загрязненные растворители и реагенты, ветошь и стоклобой, их следует разложить или утилизировать, если их выделение для повторного использования невозможно.

Опасные отходы собирают в специальных контейнерах, соблюдая установленное законодательство. Для сбора каждого типа отхода необходимо использовать специальные контейнеры, их предоставляет университет. Эти контейнеры возвращают в место хранения опасных отходов, причем контейнеры нельзя наполнять более чем на 90% (чтобы избежать разливов при транспортировке). Контейнеры необходимо запечатать и соответствующим образом подписать.

Сточные воды представляют собой любые жидкости, которые выливают в раковину. В идеальном случае они содержат только воду. В ежедневной практике они обычно включают водные растворы, которые предварительно нейтрализуют до рН от 6 до 8, и не содержат тяжелых металлов.

В процессе утилизации сточных вод должны соблюдаться предельные концентрации, принятые для бытовых сточных вод. В канализацию можно сливать только разрешенные вещества и которые не относятся к опасным веществам; вещества, сливаемые в канализацию, должны быть безопасными для окружающей среды и не создавать технологических помех при работе станций водоочистки.

Основные параметры, существенные для качества сточных вод:

- Величина рН для сточных вод должна находиться в интервале от 6,0 до 10,5.

- Температура не должна превышать 35°C.

- Токсичность сточных вод должна быть меньше такой, при которой вещество воздействует на биологические процессы на станциях водоочистки, переработки ила и его утилизации.

Сегодня проблема переработки отходов стекла особенно актуальна. Поскольку производство стеклянной продукции требует огромных энергозатрат. Так же стеклом весьма сложно утилизировать, но и выбрасывать на свалку его тоже нельзя, так как период распада стекла, наряду со сталью, может составлять десятки лет, что очень плохо отражается на чистоте нашей экологии. По некоторым данным, отходы стекла в общем объеме ТБО составляют порядка 20%. Все эти факты указывают на то, что необходимо применять отходы стекла в качестве сырья при производстве различной продукции. В настоящее время существует несколько направлений применения стеклом.

Стекло является единственной упаковкой, которая может производиться в «закрытом цикле». Это значит, что при утилизации стеклом на 100% и его последующее использование при изготовлении новых бутылок либо банок, на мусорные свалки не попадут отходы нашего производства.

Воздействие на атмосферу и литосферу со стороны химической лаборатории отсутствует.

Правовую основу охраны окружающей среды и обеспечения необходимых условий жизнедеятельности составляют: Закон РСФСР "Об охране окружающей природной среды", Водный кодекс РФ, Земельный кодекс РСФСР, законы РФ "О недрах", "Об экологической экспертизе", "Об охране атмосферного воздуха".

6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Возможные ЧС при работе в лаборатории

Наиболее вероятными источниками несчастных случаев являются: неумелое обращение с химическими веществами (отравление, химические ожоги, пожары, взрывы, аллергии), с лабораторными приборами (поражение электрическим током, термические ожоги и травмы), а также со стеклянными приборами и посудой (порезы и т.д.). Только хорошая организация и охрана труда, строгое соблюдение правил работы и мер безопасности, соблюдение трудовой и учебной дисциплины позволяют полностью исключить возможность несчастных случаев и аварий в лабораториях.

Превентивные меры по предупреждению пожара

Смешение различных химреактивов, находящихся в арсенале химической лаборатории, может привести к возгоранию, взрывам или образованию токсических продуктов [26].

Ведя работу, которая может сопровождаться вспышкой, надо не только брать наименьшее количество вещества для опыта, но и вести работу вдали от легковоспламеняющихся веществ.

В каждой лаборатории должна быть составлена инструкция по пожарной безопасности, в которой указываются обязанности каждого работника по предупреждению пожаров и принятию необходимых мер к быстрой их ликвидации. Инструкция вывешивается во всех помещениях лаборатории на видном месте.

В целях предупреждения пожаров и взрывов в лабораториях и на складах химреактивов должен быть вывешен перечень химических веществ и материалов, совместное хранение которых не допускается.

Раздельно необходимо также хранить реактивы, способные при горении выделять токсичные пары и газы, затрудняющие процессы тушения и эвакуацию находящихся в помещениях материальных ценностей, а также те, для которых нельзя использовать одинаковые средства пожаротушения.

В помещении лаборатории должны быть первичные средства пожаротушения, прежде всего порошковые огнетушители, ящик с сухим песком, совковая лопата и кошма.

Действия в результате возникновения пожара и меры по его ликвидации

К основным правилам ликвидации пожаров в химической лаборатории относятся следующие [26]:

1. Немедленно сообщить по телефону 01 пожарному посту (команде) о загорании или включите пожарную сигнализацию.

2. Перекрыть магистральные вентили, краны газовой сети, вентиляции, обесточить электропроводку.

3. Удалить из лаборатории в безопасное место все огне- и взрывоопасные вещества.

4. Воспользоваться средствами ликвидации пожаров в химической лаборатории для тушения пожара. К ним относятся: вода, огнетушители, асбестовые одеяла, ящики с сухим песком. При выборе средств ликвидации пожаров необходимо учитывать химические превращения, которые могут произойти в условиях повышенной температуры.

Специфика тушения водой. Для ликвидации небольших очагов пламени чаще берут воду из водопроводного крана. При тушении пожара воду направляют на поверхность горящих веществ, вследствие чего их температура резко понижается до границы, при которой они не воспламеняются. Образующийся при этом водяной пар препятствует доступу кислорода к зоне горения.

Однако воду нельзя использовать для тушения горящего электрооборудования, находящегося под напряжением; горящих веществ, вступающих с водой в реакцию с выделением тепла или образованием опасных соединений (например, металлический натрий, калий, магний и его сплавы, алюминий в порошке или стружке, карбид кальция и т.п.), а также горящих углеводородов и других не смешивающихся с водой жидкостей, плотность

которых меньше единицы, так как при этом они всплывают, и площадь пожара значительно увеличивается.

Во всех случаях, когда процесс горения не может протекать без доступа воздуха, и площадь горения невелика, ее засыпают песком или плотно накрывают асбестовым одеялом. Асбестовое одеяло используют и при загорании одежды.

Огнетушители. Наиболее эффективны, особенно при больших очагах пожара, огнетушители. Из них чаще используются углекислотные (марки ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8), которые заполняются сжиженным оксидом углерода (IV) под давлением 6 МПа. При повороте до отказа маховичка вентиля против часовой стрелки сжиженный диоксид углерода выбрасывается из баллона через раструб. На выходе за счет частичного испарения струя сильно охлаждается и поступает в зону горения в виде снегообразной массы. Огнетушащий эффект обусловлен прекращением доступа кислорода в зону горения и охлаждением горящего вещества ниже температуры воспламенения.

Однако они малоэффективны при гашении тлеющих материалов и, кроме того, их нельзя использовать при тушении горячей одежды на человеке (снегообразная масса диоксида углерода при попадании на кожу вызывает обморожение), а также при горении щелочных металлов, поскольку они реагируют с оксидом углерода (IV). Для подавления горения щелочных металлов используют порошковые огнетушители. Углекислотный огнетушитель должен быть в каждой специализированной химической лаборатории, независимо от наличия других средств огнетушения.

6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Правовой основой законодательства в области обеспечения безопасности жизнедеятельности является Конституция – основной закон государства. Законы и иные правовые акты, принимаемые в РФ, не должны противоречить Конституции РФ.

Нормы трудового права – это правила трудовых отношений, установленные или санкционированные государством посредством законодательных актов.

Правила носят обязательный и принудительный характер – их нарушение не допускается законом. Нормы трудового права регулируют любые отношения, связанные с использованием личного труда.

Следует отметить, что трудовые отношения в современной России охватывают миллионы людей, которые отличаются своими индивидуальными особенностями (мужчины, женщины, несовершеннолетние, инвалиды, пожилые граждане, работники различных профессий, специальностей и разных отраслей экономики России). Бесспорно, что отличаются и их условия труда (работа в обычных условиях, под землей, в тяжелых климатических условиях, в высокогорной местности и т.д.) [27].

В основе нормативно - правовых актов в области безопасности жизнедеятельности лежат: Конституция РФ, Трудовой кодекс РФ, Кодекс "Об административных правонарушениях", Гражданский кодекс РФ, Федеральный закон "Об основах охраны труд в РФ", Основы законодательства об охране здоровья граждан, Закон РФ "О санитарно - эпидемиологическом благополучия населения".

Организационные мероприятия по компоновке рабочей зоны

Заведующий химической лабораторией обязан принимать все меры, необходимые для создания нормальных и безопасных условий труда, а также

следить за выполнением установленных правил и норм по охране труда. В частности, на него возлагается [28]:

1. Обеспечение оборудованием химических лабораторий в соответствии с правилами и нормами, имеющимися по технике безопасности.

2. Размещение установок, стендов, оборудования в соответствии с нормами и правилами, обеспечивающими безопасность работы.

3. Обеспечение безопасности рабочих мест и снабжение их надлежащими приборами, инструментом и оборудованием.

4. Составление и вывешивание на видном месте инструкции по безопасности работы всех видов работ, в том числе выполняемых студентами на практических занятиях, по осуществлению надзора за их выполнением.

5. Инструктирование по технике безопасности в установленные сроки вводного и повторного инструктажа сотрудников лаборатории и студентов. Оформление проведенного инструктажа в контрольных журналах.

6. Ежегодная аттестация по технике безопасности сотрудников, выполняющих работу с сильнодействующими ядовитыми взрывоопасными и огнеопасными веществами, а также аттестация работающих на установках высокого напряжения, высокого давления, высокого вакуума и работающих с применением радиоактивных веществ и источников излучений.

7. Организация безопасного хранения и транспортировки взрывчатых, огнеопасных, ядовитых и радиоактивных веществ, баллонов с сжатыми и сжиженными газами, а также безопасного применения, обезвреживания и уничтожения пришедших в негодность химических препаратов, взрывчатых и ядовитых веществ.

8. Расследование и учет всех несчастных случаев и принятие мер к их устранению.

9. Получение и распределение спецодежды и средств индивидуальной защиты.

10. Обеспечение противопожарной безопасности работ, выполняемых в лаборатории.

Необходимо проводить обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические медицинские осмотры работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.

Во избежание несчастных случаев, следует проводить обучение и проверять знания работников.

В ходе выполнения раздела «Социальная ответственность», были даны характеристики объекта исследования, область его применения. Выявлены основные вредные факторы при производстве и эксплуатации объекта исследования. Приведены основные средства защиты.

Проведен анализ загрязнений окружающей среды, воздействие объекта на окружающую среду, разработаны решения по обеспечению экологической безопасности.

Также, в данной работе представлен перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации объекта исследования, разработаны действия в результате возникновения наиболее типичной ЧС.

Рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности труда.

В результате исследования выявлено, что рабочее место лаборанта химического анализа полностью соответствует требованиям безопасности и охране труда. Помещение и место полностью удовлетворяет всем нормативным требованиям, а действие вредных и опасных факторов сведено к минимуму. Деятельность производства строго регулируется, поэтому воздействие на окружающую среду снижено или отсутствует полностью.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате экспериментальных исследований процессов разрушения водонефтяных эмульсий были сделаны следующие выводы:

- На отстаивание водонефтяных эмульсий значительное влияние оказывают физико-химические свойства нефти: с увеличением плотности нефти и содержания в ней парафинов, смол и асфальтенов увеличивается стойкость приготовленных на ее основе эмульсий, время отстаивания и остаточное содержание воды после завершения процесса отстаивания. Эмульсии на основе менее плотных нефтей (проба 1) расслаиваются легче, на основе более плотных (проба 3) – тяжелее.

- С увеличением начальной обводненности эмульсий, приготовленных на основе проб 1 и 2, отстаивание идет эффективнее. Эмульсии, образованные на основе нефти пробы 2, более плотной, при меньшей начальной обводненности – стойкие и без добавления деэмульгатора не разрушаются.

- С увеличением интенсивности перемешивания при приготовлении образуются более стойкие водонефтяные эмульсии, и процесс отстаивания идет дольше и менее эффективно;

- На процесс отстаивания водонефтяных эмульсий влияет добавление деэмульгатора: увеличивается степень обезвоживания и уменьшается время завершения процесса отстаивания.

- Добавление деэмульгатора сказывается более эффективно на разделении водонефтяных эмульсий, приготовленных на основе более плотной нефти (проба 2). Эмульсии, приготовленные на основе менее плотной нефти пробы 1 с добавлением деэмульгатора, полностью обезвоживаются;

- Обезвоживание водонефтяных эмульсий на основе нефти пробы 3 с добавлением деэмульгатора происходит более полно при повышенных

температурах (50°C). Степень обезвоживания примерно 80-90%. Повышение температуры влияет на динамику процесса отстаивания для всех случаев добавления деэмульгатора. Наиболее эффективно процесс протекает на начальном этапе. Поэтому повышение температуры приводит к повышению пропускной способности отстойного оборудования.

- Количество деэмульгатора влияет на динамику процесса отстаивания водонефтяных эмульсий, образованных на основе нефти пробы 3: при меньших количествах деэмульгатора существенное влияние сказывается в начале процесса, но конечный результат хуже, чем для остальных случаев. Большое количество деэмульгатора Сепарола WF-41 (100 г/т) и Кемеликса 3417х (больше 20 г/т) приводит к ухудшению динамики процесса отстаивания.

- В зависимости от типа деэмульгатора и его количества влияние температуры на процессы отстаивания неоднозначно: при больших количествах деэмульгатора Сепарола WF-41 (100 г/т) повышение температуры приводит к ухудшению процесса отстаивания.

- Самым эффективным деэмульгатором для водонефтяных эмульсий, образованных на основе нефти пробы 3, является деэмульгатор №4 (Dissolvan 5592). Менее эффективным является деэмульгатор №1 (Пральт-11), затем деэмульгатор №3 (Сепарол WF-41) и наименее эффективным является деэмульгатор №2 (Кемеликс 3417х). Рекомендуемое количество деэмульгатора №4 (Dissolvan 5592) составляет 20 грамм на тонну перерабатываемого сырья при нагреве до 50°C.

Полученные в ходе исследования результаты могут быть использованы для анализа и обоснования выбора условий проведения процесса отстаивания водонефтяных эмульсий с различными физико-химическими свойствами при проектировании установок первичной подготовки нефти.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА

1. Полякова К.А. Исследование процесса отстаивания водонефтяных эмульсий // Материалы XX Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М. А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», Томск, 2016.

2. Полякова К.А. Исследование процессов образования и разрушения водонефтяных эмульсий // Материалы XVII Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых «Химия и химическая технология в XXI веке» имени профессора Л.П. Кулёва, Томск, 2016. – С. 375-376.

3. Полякова К.А. Исследование процесса обезвоживания водонефтяных эмульсий / К. А. Полякова; науч. рук. Е. А. Кузьменко // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М. И. Кучина, Томск, 3-7 апреля 2017 г.: в 2 т. — Томск: Изд-во ТПУ, 2017. — Т. 2. — [С. 349-350].

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гуськова И.А., Емельянычева С.Е., Павлова А.И., Гильманова Д.Р. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин в осложненных условиях. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2009. – 140с.
2. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. Казань: ФЭН, 2000. – 416с.
3. Нефтепромысловая химия: практическое руководство/ А.Н.Маркин, Р.Н.Низамов, С.В.Суховерхов. Владивосток: Дальнаука, 2011- 226 с.
4. Лобков А. М. Сбор и обработка нефти и газа на промыслах. М.: Недра, 1968.
5. Смирнов Ю.С. Применение деэмульгаторов для подготовки нефти на промыслах. М.: ВНИПОНГ, нефтепромысловое дело, 1987, вып. 20(149), с.44
6. Смирнов Ю.С., Эиштейн Л.В., Петров А.А. Деэмульгирующая способность реагентов при обработке эмульсии различной обводненности. Сборник НПД, куйбышева, Гипровостокнефть, вып. 22, 1974, с 44-53.
7. Смирнов Ю.С., Петров А.А., Соколов А.Т. Технология обработки эмульсии реагента и пути ее интенсификации. Сб. НПД, Куйбышев, ТрудыГипровостокнефть, вып. 26, 1975, с 84-88.
8. Поверхностно-активные вещества. Справочник, Л. Химия, 1979.
9. Краткая химическая энциклопедия. Изд. Сов. Энци. М., 1965, Т4.
10. Кравцов А.В. Технологические основы и моделирование процессов промысловой 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.
11. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. М.: Недра,1979.

12. А.А. Ишмурзин, Р.А. Храмов, Процессы и оборудование системы сбора и подготовки нефти, газа и воды, Уфа, Изд-во УГНТУ, 2003, 145с.

13. Chambresyndicale de la Recherche et de la production du petroleetdugaznaturel.“ Production et traitement des petrolesbrutssalés“.Paris:Editions Technip.1976.

14. Ермаков С.А. Прогнозирование технологических показателей подготовки нефти в зависимости от свойств продукции, поступающей на установку подготовки // Нефтегазовое дело. – 2007. – № 5. – С. 102–118.

15. Н.А. Гаврикова, Л.Р. Тухватулина, И.Г. Видяев. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие; Томский политехнический университет. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. - 72 с.

16. ГОСТ 12.0.003-74 - Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

17. ГОСТ 1510-84. Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение

18. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки: санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.562-96 утверждены Постановлением Госкомсанэпиднадзора России 31 октября 1996 г. № 36. Москва.

19. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий: санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.566-96: утверждены Постановлением Госкомсанэпиднадзора России от 31 октября 1996 г. № 40. Москва.

20. ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений ГОСТ 12.4.011-89 (СТ СЭВ 1086-88) "Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация"

21. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны: гигиенические нормативы ГН 2.2.5.1313-03: утверждены

главным государственным санитарным врачом РФ 27.04.2003. Москва.

22. Техника безопасности при работе в аналитических лабораториях (общие положения)- методические рекомендации-пнд ф 12-13-1-03.

23. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

24. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования.

25. Сайт о переработке и утилизации отходов:
<http://vtorothodi.ru/utilizaciya/otxody-ximicheskogo-proizvodstva>

26. Иванов Б.И. Пожарная безопасность в химических лабораториях. – М.: Химия, 1988. – 112 с.

27. Гусов К.Н. Трудовое право: учебник для бакалавров. – М.: Проспект, 2016. – 632 с.

28. Костин Н.В. Техника безопасности работы в химических лабораториях. – М.: МГУ, 1966. – 346 с.

29. G. Lagaly et al.. Dispersionen und Emulsionen. – Springer-Verlag Berlin Heidelberg. – 1997.

30. SwarnaAgarwal. Nanoskalig strukturierte Textilfiltermedien für die Trennung von Öl-Wasser-Emulsionen. – 2012. – 131с.

31. Friedemann Gaitzsch. Koaleszenzphänomene in Wasser-in-Öl-in-Wasser-Doppelemulsionen. – 2014. – 153с.

32. KarstenKöhler, Prof. Dr.-Ing. Heike P. Schuchmann. Emulgiertechnik: Grundlagen, Verfahren und Anwendungen. – 2012. – 546с.

33. Demulgatoren zur Spaltung von Emulsionen und zur Öl-Rückgewinnung [Электронный ресурс]. URL: <http://www.demulgator.de/produkte/gruppe-1-demulgatoren/>

Приложение А
(обязательное)

Literaturübersicht

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2КМ61	Полякова Ксения Алексеевна		

Консультант школы отделения (НОЦ)(ИШПР, ОХИ):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Кузьменко Елена Анатольевна	Кандидат технических наук		

Консультант – лингвист отделения (НОЦ)(ОИЯ, ИШПР):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОИЯ ИШПР	Щеголихина Юлия Викторовна	Кандидат филологических наук		

1 Gründe für die Entstehung und Eigenschaften von Öl-Emulsionen

Diese Arbeit ist der Forschung von Abbildungsprozessen Erdöl-Wasser-Emulsionen gewidmet.

Der Dauerbetrieb von Ölfeldern und Wasserfluten den Erdölschichten führen zur Bildung von stabilen Wasser-Erdöl-Emulsionen. Ölverwässerung führt zur aktiven Bildung von Ablagerungen von Asphalten, Harz und Paraffinen. Der Ölstarrrpunkt und Viskosität steigen, das alles bildet zusätzliche Probleme bei Transport und Schleichern von Erdöl-Emulsionen.

Aus dem Bohrloch kommen zusammen mit dem Erdöl Wasser, Begleitgas, Feststoffpartikeln (von Gesteine und hartendem Zement).

Schichtwasser ist ein stark mineralisiertes Medium mit dem Salzgehalt von bis zu 300 Gramm pro Liter. Das Gehalt von Schichtwasser in Erdöl erreicht bis zu 80%. Mineralwasser ruft Rohrleitung- und Ölbehälterkorrosion. Die Feststoffe, die mit dem Erdölfluss aus dem Bohrloch kommen, verursachen den Verschleiß von Rohrleitungen und Anlagen.

In der Nähe zu den Orten der Erdölgewinnung werden primäre Erdölverarbeitungsanlagen festgestellt, wo vom Erdöl das Wasser mit gelösten Salzen, mechanische Verunreinigungen und Begleitgas getrennt werden.

Die Prozesse der Entwässerung und Entsalzung sind recht komplex. Sie umfassen die Phasen der Tropfbildung und Ablösen und hängen von den Bildungs- und Zerstörungsbedingungen der Wasser-Erdöl-Emulsion .

Emulsionen sind Systeme, die aus zwei oder mehr nicht mischbaren flüssigen Phasen bestehen. Dabei liegt eine Phase als Tropfenphase verteilt vor. Sie wird als disperse Phase bezeichnet. Die Phase, welche die disperse Phase umgibt, bildet die kontinuierliche Phase.

Emulsionen sind disperse Systeme, bei denen eine flüssige Phase (dispergierte Phase, innere Phase) in einer anderen flüssigen Phase (kohärente Phase, äußere Phase) verteilt ist. Eine der Phasen ist meistens Wasser, die zweite ("Ölphase") eine mit Wasser nicht mischbare organische Flüssigkeit, häufig ein Kohlenwasserstoff

oder tatsächlich ein echtes Öl. Bei den Öl-in-Wasser-Emulsionen (o/w-Emulsionen) ist die Ölphase in der wässrigen Phase verteilt, bei Wasser-in-Öl-Emulsionen (w/o-Emulsionen) ist es umgekehrt. In einigen Fällen werden Mehrfachemulsionen (multiple Emulsion) hergestellt, also solche, bei denen eine o/w-Emulsion in Öl (o/w/o) oder eine w/o-Emulsion in Wasser (w/o/w) verteilt ist. Bei Änderung der Bedingungen, z. B. der Temperatur, des Volumenanteils der inneren Phase, des Salzzusatzes u. a., kann sich der Emulsionstyp ändern, also z. B. eine o/w-Emulsion in eine w/o-Emulsion übergehen [29].

Bei der Destabilisierung können die Tröpfchen miteinander agglomerieren, ein Prozess, der als Flockung bezeichnet wird. Wenn die innere Phase spezifisch leichter ist als die äußere, wie bei den meisten o/w-Emulsionen, schwimmen die Teilchen auf (Aufrahmen, creaming). Bei höherer Dichte der inneren Phase sedimentieren die Tröpfchen. Die Agglomeration ist reversibel; durch Schütteln oder Rühren lässt sich die ursprüngliche Teilchengrößenverteilung wiederherstellen. Im Gegensatz zu den Feststoffdispersionen können die Emulsionstropfen bei der Destabilisierung zusammenfließen (Koaleszenz). Dabei werden kleinere Tröpfchen von den größeren aufgenommen, die schließlich auch zusammentreten, so dass zwei kontinuierliche Phasen übrig bleiben: die Emulsion ist gebrochen.

2 Klassifizierung von Öl-Emulsionen

In der Ölindustrie alle technologischen Produktionsprozesse , Datenerfassung, Herstellung von Öl, Gas und Wasser sind mit der Notwendigkeit, die Eigenschaften der resultierenden Öl-Emulsionen zu untersuchen. Alle Öl-Emulsionen werden in drei Gruppen eingeteilt:

Gruppe 1 - inverse Emulsion (Wasser in Öl), der Gehalt davon in der dispergierten Phase (Wasser) in einem Dispersionsmedium (Öl) kann von Spuren bis 90-95% liegen. Diese Art von Öl-Emulsionen beinhaltet eine Reihe von stark verdünnten und Emulsionssysteme, bei denen mehrere unterschiedliche Faktoren scheinen sie zu stabilisieren. Die Eigenschaften von Öl-Emulsionen dieser Gruppe haben einen erheblichen Einfluss auf die Prozesse der Ölproduktion , Pipeline-Sammlung, Trennung (Separation Gas) und die benötigte Ausrüstung und Technologie der Ölemulsionsspaltung .

Gruppe 2 - ist eine direkte Typ-Emulsion (Öl in Wasser). Sie werden in dem Prozess der Zerstörung von inversen Emulsionen gebildet, dh wenn Öl Emulsionsspaltung. Allerdings bewässert Ölfelder mit niedrigen Salzgehalt von Formationswasser und Öl eine erhöhte Menge an Naphthensäuren enthalten, können in den Entnahmebrunnen und Sammlung Produkte stabile Emulsionen geben direkt bilden. Persistent direkte Emulsionstyp kann in dem Prozess der Dampf-Wärme Stimulation gebildet werden.

Gruppe 3 - eine "multiple" Emulsion. Studien haben gezeigt, dass es durch einen hohen Gehalt an verschiedenen Verunreinigungen auszeichnet. Einstürzen schwierig durch bekannte Verfahren werden solche Emulsionen an der Schnittstelle in der Vorrichtung von Öl und Wasser und Ursache Prozess Fehlermodus angesammelt .

Emulsionen können in Makro- und Mikroemulsionen eingeteilt werden. Makroemulsionen haben einen Tropfendurchmesser im Bereich von 0,15 – 100 µm und erscheinen milchig trüb. Mikroemulsionen sind hingegen transparent. Der

Tropfendurchmesser liegt zwischen 0,0015 μm und 0,15 μm . Diese Emulsionen sind wesentlich stabiler, da die Sedimentationsgeschwindigkeit vom Tropfendurchmesser abhängt.

3 Stabilität von Emulsionen

Bei nicht stabilisierten Emulsionen können die dispergierten Tröpfchen ohne Einsatz eines Emulsionstrennverfahrens schnell agglomerieren und sich von der kohärenten Phase trennen. Die Stabilität von Emulsionen ist von vielen Faktoren abhängig, dabei insbesondere von [30]:

- der Tröpfchengröße und der Tröpfchengrößenverteilung,
- den Dichteunterschieden zwischen zwei Phasen einer Emulsion,
- der Viskosität der kohärenten Phase,
- der Grenzflächenspannung zwischen den Phasen sowie
- der An- bzw. Abwesenheit eines Tensids.

Die Auswahl des geeigneten Trennverfahrens ist auch von der Emulsionsstabilität abhängig; so eignen sich z.B. zur

- Trennung einer instabilen Emulsion:
 - Schwerkraftabscheider,
 - Fliehkrafttrennung.
- Trennung einer stabilen Emulsion:
 - Membranverfahren,
 - Elektroflotation,
 - Koaleszenzdurchporige Filtermedien.

Stabilität von Emulsionen (am Beispiel einer (O/W)-Emulsion): Emulsionen sollen meist für einen bestimmten Zeitraum (zwischen wenigen Stunden und einigen Jahren) und unter bestimmten Bedingungen (Temperaturbereich, pH-Bereich) stabil bleiben. Zerfällt eine Emulsion, so geschieht dies in einzelnen, oft jedoch auch gleichzeitig ablaufenden Phasen.

1. Phase: Stabile Emulsion beispielsweise Fetttröpfchen sind in der äußeren Phase (Wasser) dispergiert.

2. Phase: Aufrahmung oder Sedimentation (reversibel) aufgrund der Gravitationskraft erfolgt eine Trennung der gemischten Phasen in die spezifisch leichtere und die spezifisch schwerere.

3. Phase: Ostwald Reifung (Ripening) durch das Bestreben des Systems, ein Minimum an Oberflächenenergie zu erreichen, „wachsen“ größere Teilchen und die Menge der kleineren Tröpfchen wird immer geringer.

4. Phase: Aggregation (reversibel) die Fetttröpfchen bilden Aggregate, der Teilchendurchmesser wird vergrößert und nach dem Stokes'schen Gesetz:

$$U_R = 2gr^2(d_1 - d_2)/9n$$

erhöht sich die Sedimentationsgeschwindigkeit der dispergierten Fetttröpfchen.

UR= Aufrahmggeschwindigkeit;

g= Gravitationskonstante;

r= Tropfenradius;

(d1 – d2)= Dichtedifferenz der Flüssigkeiten;

n= Viskositätskoeffizient des Dispersionsmittels.

5. Phase: Koaleszenz Die Fetttröpfchen vereinigen sich; dies kann im Extremfall zum Brechen der Emulsion (vollständige Entmischung) führen, da die große Grenzflächenenergie der Tröpfchen verringert und das Volumen der Tröpfchen maximal wird.

3.1. Aufrahmen und Sedimentieren

Liegt eine Dichtedifferenz $\Delta\rho$ zwischen disperser und kontinuierlicher Phase vor, so kommt es zu einer zeitlichen Veränderung der Emulsionseigenschaften. Im Falle einer niedrigeren Dichte der dispersen Phase ($\rho_{dis} < \rho_{konti}$) steigen die Tropfen auf. Es kommt zum Aufrahmen. Im umgekehrten Fall, der höheren Dichte der dispersen Phase ($\rho_{dis} > \rho_{konti}$) sinken die Tropfen ab. Die Aufrahmbeziehungsweise Sedimentationsgeschwindigkeit sphärischer Tropfen wird näherungsweise mit der Gleichung von Stokes beschrieben

$$w = \frac{\Delta\rho g d^2}{18\eta_{konti}} \quad (2.5)$$

Die Erdbeschleunigung wird mit g , der Tropfendurchmesser mit d und die dynamische Viskosität der kontinuierlichen Phase mit η_{konti} bezeichnet. Gl. (2.5)

wurde für eine feste Einzelpartikel entwickelt und kann deshalb nur eingeschränkt für Emulsionen angewendet werden. Die Gleichung überschätzt die Tropfengeschwindigkeit in Emulsionen, da Schwarm-effekte unberücksichtigt bleiben. Allerdings wird auch ein Tropfenwachstum durch Aggregation und Koaleszenz ausgeschlossen, welches zu einer Vergrößerung der Geschwindigkeit führt. In reinen Flüssig/flüssig-Systemen liegen überdies bewegliche Phasengrenzflächen vor. Diese unterschiedlichen Effekte können sich zumindest teilweise aufheben, weshalb trotz der Abweichung von den Annahmen in der Anwendung verwendbare Werte erhalten werden. Aufräumen und Sedimentieren können durch Energieeintrag rückgängig gemacht werden und sind somit reversibel [31].

3.2. Koaleszenz

Koaleszenz bezeichnet das Zusammenfließen der dispersen Phase. Ursächlich für die Koaleszenz ist das Bestreben des Systems die Grenzfläche zwischen den beiden flüssigen Phasen zu minimieren, um einen energetisch günstigeren Zustand zu erreichen. Die Verringerung der Phasengrenzfläche eines Flüssig/flüssig-Systems kann grundsätzlich durch das Zusammenfließen einzelner Tropfen, eines Tropfens und einer ebenen kontinuierlichen Phase sowie Abfließen eines Tropfens aus einem umgebenden Tropfen erreicht werden [31].

4 Verfahren zur Zerstörung von Öl-Wasser-Emulsionen

In der Praxis vier Gruppen von Methoden zur Zerstörung von Öl-Emulsionen gelten: chemische, thermische, mechanische, elektrische, oder mit anderen Worten gibt es zwei grundsätzlich verschiedene Ansätze: Das Reagenz (Anwendung Demulgator) und reagenzienfrei (Hardware). Vorrichtung zur Zersetzung von Emulsionen können Gravitationskraft (Sedimentation) nutzen, Zentrifugalkraft (Handelshydrozyklone und Zentrifugen), die Kapillarkräfte (Koaleszenzfilter) und Membran Phänomen.

Die Wahl der Methode hängt von der Art und der Stabilität der Emulsion, aber sie sind alle über die Fusion und Konsolidierung von Wassertröpfchen konzentriert.

Bei der Aggregation der Tropfen lagern sich diese aneinander an. Das dadurch scheinbar entstehende größere Tropfenvolumen führt wiederum zur Sedimentation dieser Aggregate. Die Annäherung der Tropfen bei einer Aggregation ist eine Grundvoraussetzung für die in der Regel anschließend auftretende Koaleszenz. Diese ist ein Resultat aus der zwischen den Phasen herrschenden Grenzfläche und dem Bestreben eines jeden Systems ein energetisches Minimum zu erreichen (zweiter Hauptsatz der Thermodynamik). Bei einem System mit konstanten äußeren Bedingungen besteht nur die Möglichkeit der Tropfenbildung und der Vergrößerung, also dem Zusammenfließen von Tropfen, um die Grenzfläche zu minimieren. Dies wird als Koaleszenz bezeichnet.

5 Demulgatoren

Ein Demulgator (auch Emulsionsspalter, Organische Spalter, Emulsionstrennmittel) ist eine Tensidverbindung oder ein Gemisch von Tensidverbindungen in einem geeigneten Lösungsmittelsystem zur Trennung einer Emulsion in ihre Bestandteile. Er wirkt durch Destabilisierung des Emulsionssystems im Wege der Verdrängung der bereits absorbierten, das System stabilisierenden Tenside, der Emulgatoren [32].

Verwendung finden Demulgatoren in der Rohöl- und Abwasser-Konditionierung, zum Beispiel in Emulsionsspaltanlagen.

5.1 Demulgatoren zur Spaltung von Emulsionen und zur Öl-Rückgewinnung

Bei vielen technischen petrochemischen Prozessen ist die Bildung stabiler w/o-Emulsionen unerwünscht, beispielsweise bei der Entsalzung (Entfernung von Elektrolyten durch Waschen mit Wasser) von Ölen im Rahmen der Altölaufbereitung, Verarbeitung von Ölrückständen oder der Rohölbehandlung. Insbesondere in der Chemischen Industrie gibt es viele Beispiele für eine unerwünschte Emulsionsbildung bzw. dem Interesse einer schnellen „Zerstörung“ der Emulsion, genannt Emulsionsbrechung oder Emulsionsspaltung, etwa wenn Wasser von einer organischen Phase abgetrennt werden soll [33].

Bei Emulsionen vom w/o Typ liegen feinst verteilte Wassertröpfchen als homogene Mischung in der organischen Phase vor. Dieser energetisch quasistabile Zustand kann durch den Eintrag von mechanischer Energie (zum Beispiel Emulgieren durch schnelles Rühren) oder durch die Wirkung oberflächenaktiver/grenzflächenaktiver Substanzen, das heißt Tenside/Emulgatoren hervorgerufen werden. Selbst für eigentlich ganz andere Zwecke zugesetzte Additive, beispielsweise Korrosionsinhibitoren, Biozide, können emulgierende Wirkung haben. Emulsionen können auch durch elektrische Ladungen (Polarisierungen) stabilisiert

werden (polare organische Phase oder Änderungen des pH-Wertes im Produktions-/Verfahrensprozess infolge der Zugabe von Säuren/Basen).

Emulsionsstabilität ist relativ. Eine Entmischung von Wasser und organischer Phase nach Monaten ist für kontinuierliche Produktionsprozesse uninteressant da viel zu langsam. Derartige Emulsionen werden daher als stabil bezeichnet. Besondere Probleme bereiten Emulsionen, die sich nur teilweise trennen (lassen) und zwischen Wasser und organischer Phase eine schwierig oder nicht zu trennende Mischphase aufweisen (keine klare Phasengrenze/„Interface“).

Zur gezielten Emulsionsspaltung (das heißt Emulsionstrennung bzw. Wasserabtrennung) versucht man, die Phasentrennung stark zu beschleunigen bzw. die Emulsionsbildung zu verhindern. Dies kann durch die Zugabe von chemischen Stoffen (Demulgatoren, Emulsionstrenner, Emulsionsspaltmittel genannt) erreicht werden bzw. durch Vermeidung von Energieeintrag oder grenzflächenaktiven Additiven. Zur Destabilisierung und Emulsionstrennung sind nach dem Stand der Technik prinzipiell folgende Methoden geeignet und können ggf. auch mit elektrostatischen Verfahren wie der Elektroflotation kombiniert werden:

Zusatz von Demulgatoren zur Änderung mikroenergetischer Verhältnisse (Ladungen, Polarisierungen an der Grenzfläche), das heißt Verringerung der Abstoßungskräfte der fein verteilten Wassertröpfchen.

Modifizierung grenzflächenaktive Substanzen (Emulgatoren), um deren Wirkung zu blockieren (zum Beispiel Säurebehandlung, falls anionische Tenside Grund der Emulsionsbildung sind).

Die Zugabe von Demulgatoren ist typisch für die Behandlung von w/o-Emulsionen oder die Vermeidung deren Bildung, während die Verringerung der emulgierenden Wirkung vorhandener Tenside eher für o/w-Emulsionen (Beispielsweise Abwasserbehandlung, Entölung) angewandt und mit weiteren Verfahrensschritten (Zugabe von Primärflockungsmitteln / Flockungshilfsmitteln) kombiniert wird. Eines der bedeutendsten Beispiele für die „Unterdrückung“ einer Emulsionsbildung ist die Zugabe entsprechender „non-emulsifiers“ in wässrige Flüssigkeiten, die man zur effektiveren Ölförderung in das Ölfeld pumpt um durch

Risserzeugung das Gestein durchlässiger für das Rohöl zu machen (Fracturing-Verfahren). Prinzipiell sind als Demulgatoren alle grenzflächenaktiven Substanzen denkbar welche in einer Emulsion geeignet sind, die Oberflächenenergien an der Grenzflächen derart zu beeinflussen, dass sich die feinst verteilten Wassertröpfchen zu größeren Tropfen vereinigen können. Diese größeren Tropfen können sich dann wesentlich besser abscheiden (Phasentrennung). Dementsprechend werden hierzu Chemikalien verschiedener Substanzklassen unter den Bezeichnungen Emulsionsbrecher, Emulsionstrennmittel, Entsalzer oder Demulgator angeboten.

Das Vorhandensein einer großen Anzahl und Vielfalt der Desmulgierung Methoden sind äußerst kompliziert und schwierig die effizienteste von ihnen zu identifizieren. Inzwischen ist unsere Aufgabe, die Auswahl und Anwendung dieser Methode, die am effizientesten wäre. Um diese Aufgabe mit Beschreibungen von verschiedenen oben beschriebenen Verfahren zu erleichtern, bietet eine Bewertung der positiven und negativen Eigenschaften eines jeden von ihnen. Rationelles Verfahren ist als die wichtigsten qualitativen Indikatoren definiert: Effizienz, die Fähigkeit, die Trennung von Wasser, maximale Einfachheit des Verfahrens und die Ausrüstung, die Prozesseffizienz zu vervollständigen.

Приложение Б (обязательное)

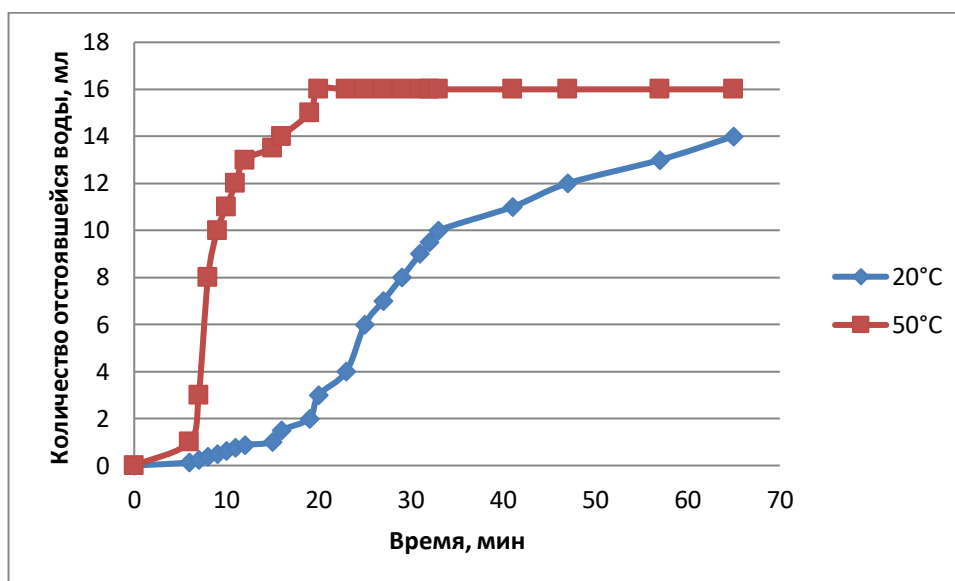


Рисунок 1 – Динамика отстаивания водонефтяной эмульсии с добавлением 20г/т деэмульгатора №1

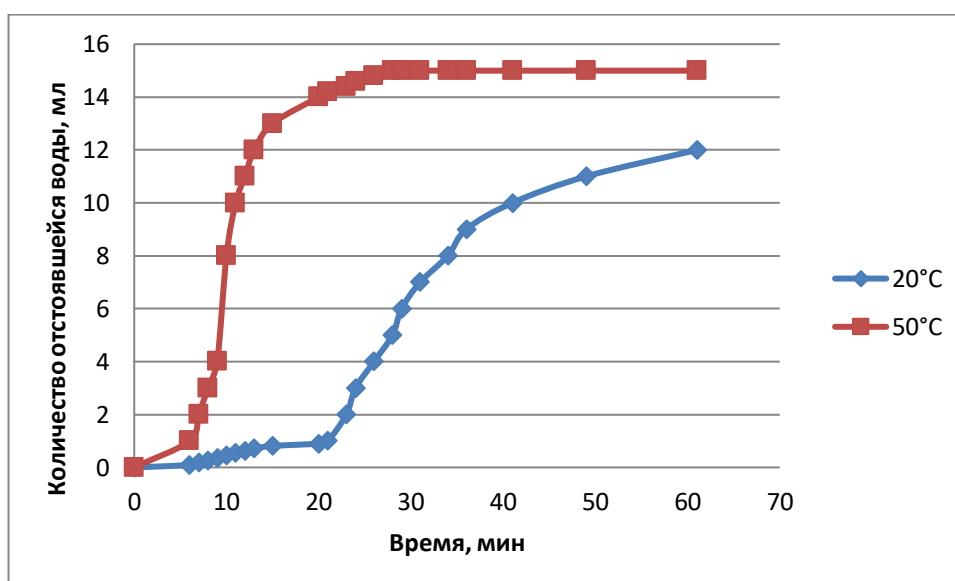


Рисунок 2 – Динамика отстаивания водонефтяной эмульсии с добавлением 40г/т деэмульгатора №1

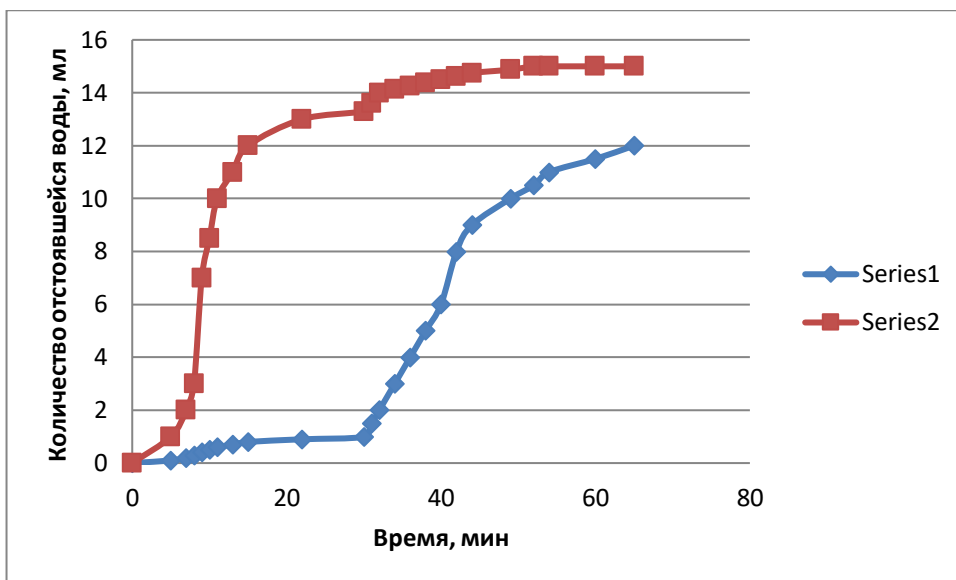


Рисунок 3 – Динамика отстаивания водонефтяной эмульсии с добавлением 70г/т деэмульгатора №1

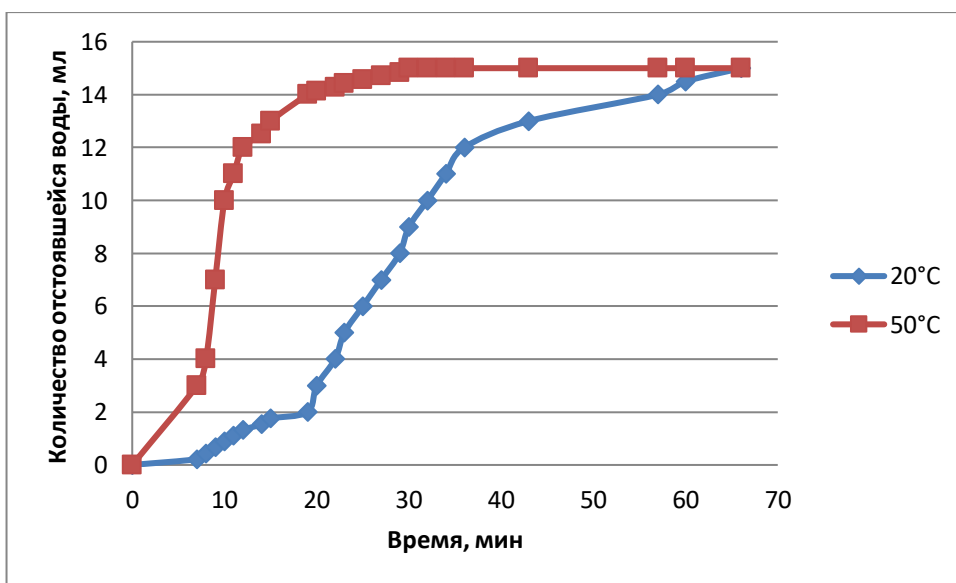


Рисунок 4 – Динамика отстаивания водонефтяной эмульсии с добавлением 100г/т деэмульгатора №1

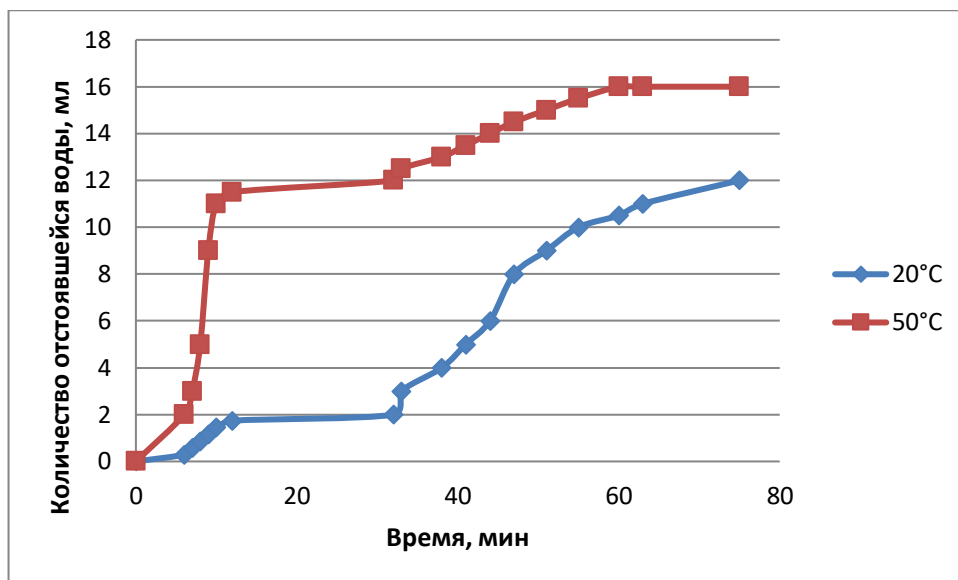


Рисунок 5 – Динамика отстаивания водонефтяной эмульсии с добавлением 20г/т деэмульгатора №2

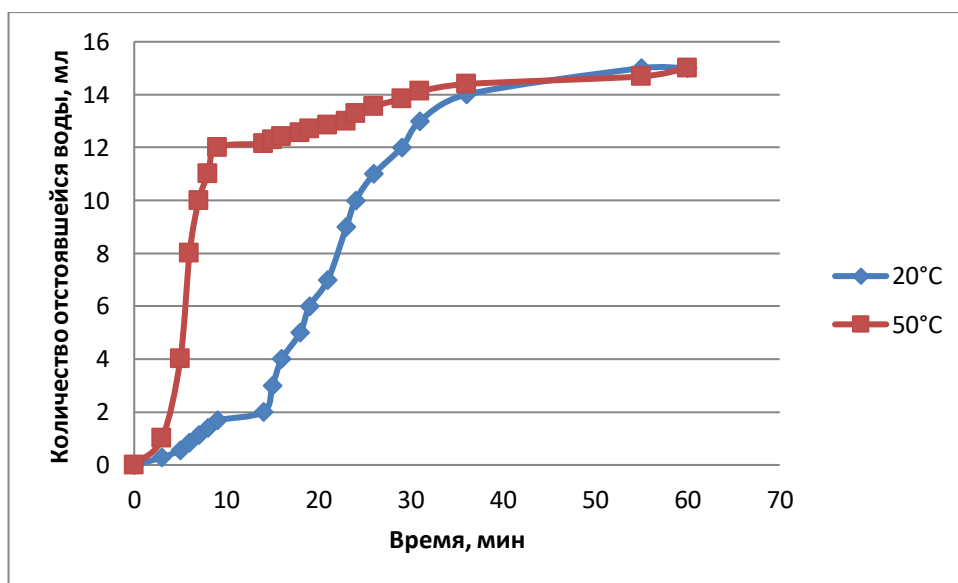


Рисунок 6 – Динамика отстаивания водонефтяной эмульсии с добавлением 20г/т деэмульгатора №3

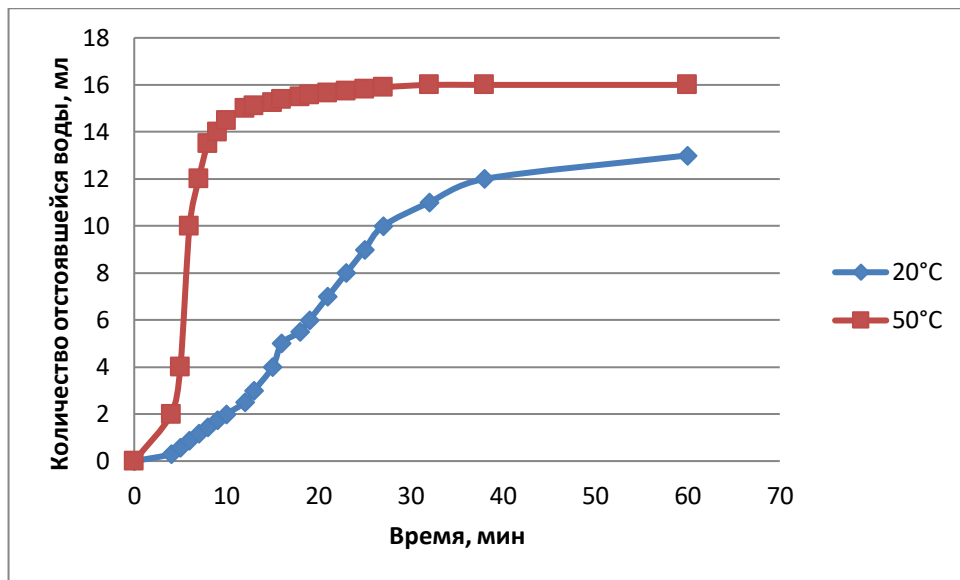


Рисунок 7 – Динамика отстаивания водонефтяной эмульсии с добавлением 40г/т деэмульгатора №3

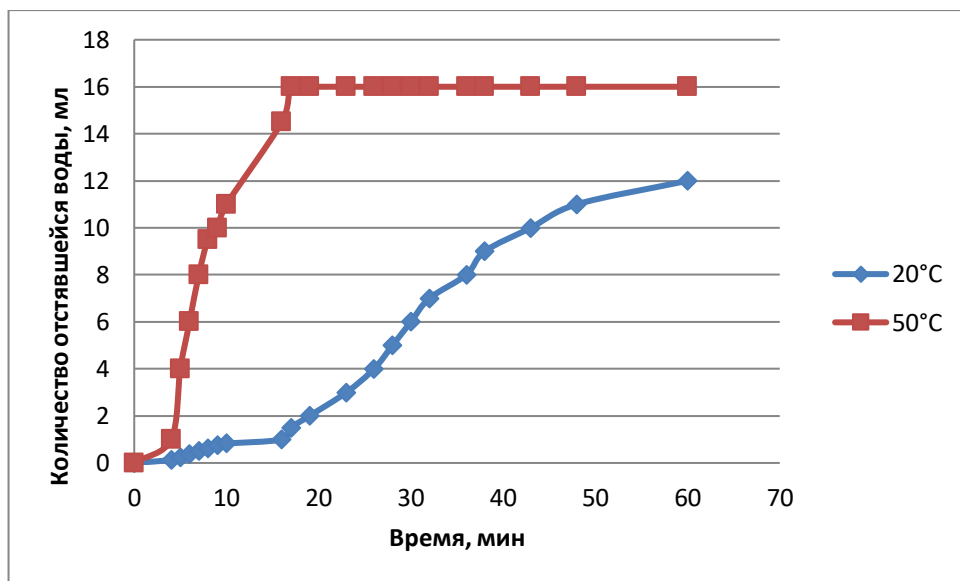


Рисунок 8 – Динамика отстаивания водонефтяной эмульсии с добавлением 70г/т деэмульгатора №3

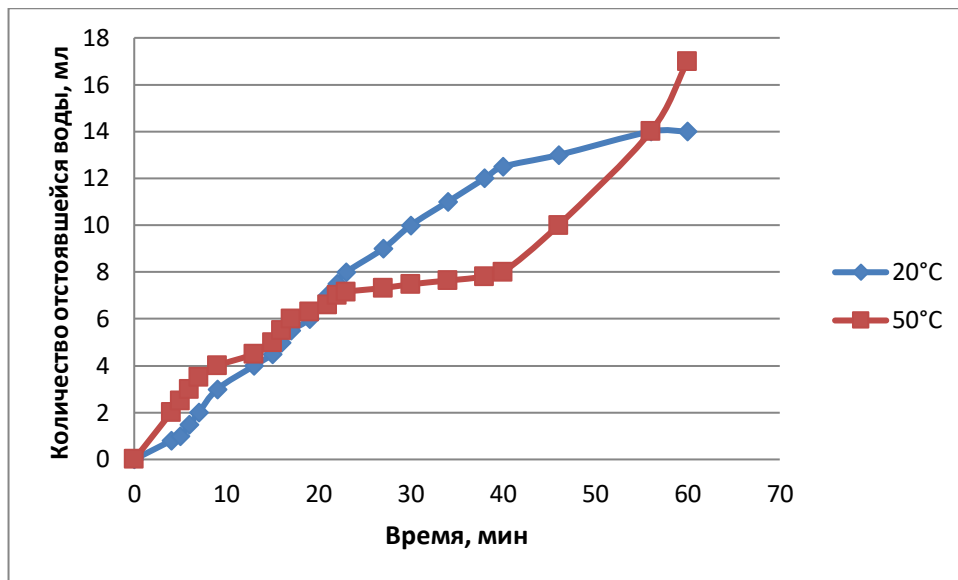


Рисунок 9 – Динамика отстаивания водонефтяной эмульсии с добавлением 100г/т деэмульгатора №3

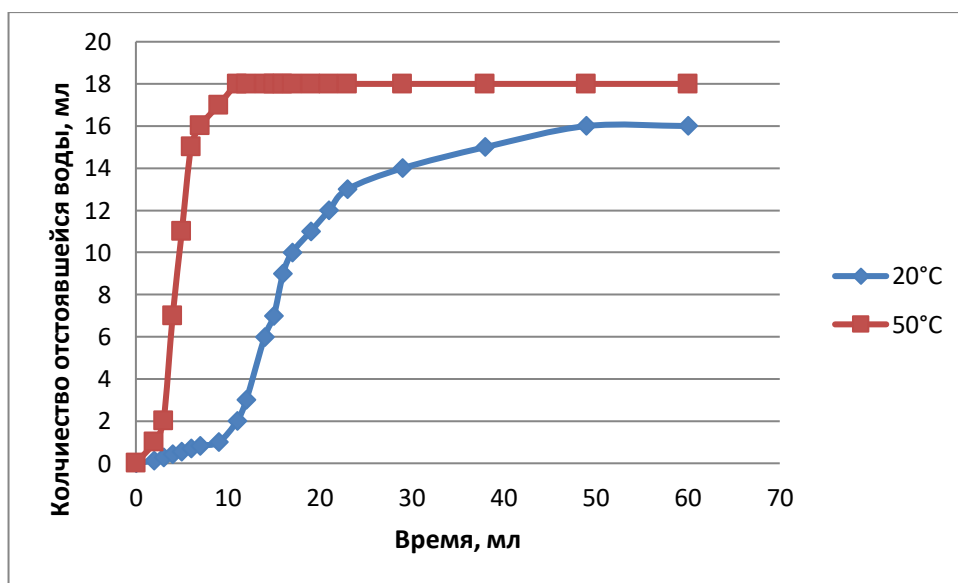


Рисунок 10 – Динамика отстаивания водонефтяной эмульсии с добавлением 20г/т деэмульгатора №4

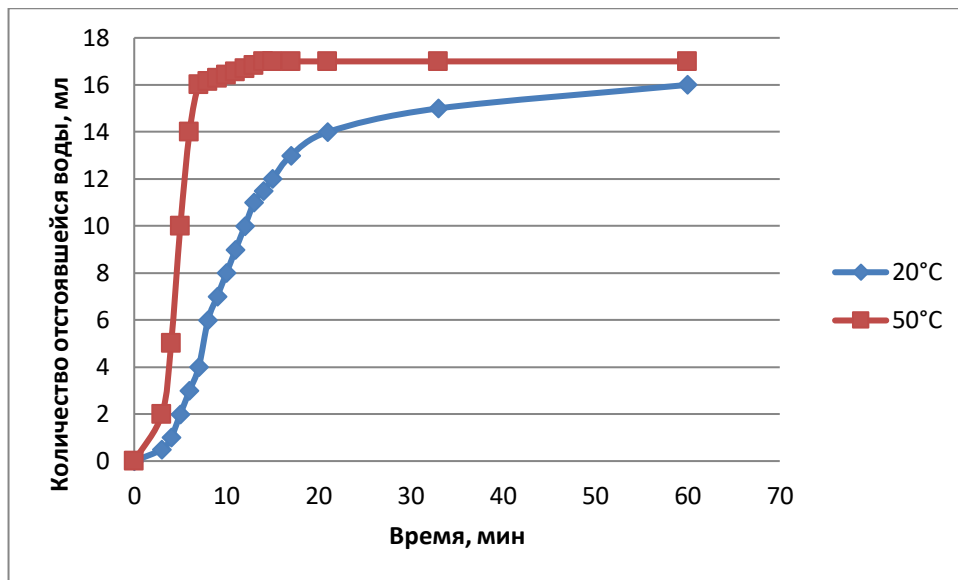


Рисунок 11 – Динамика отстаивания водонефтяной эмульсии с добавлением 40г/т деэмульгатора №4

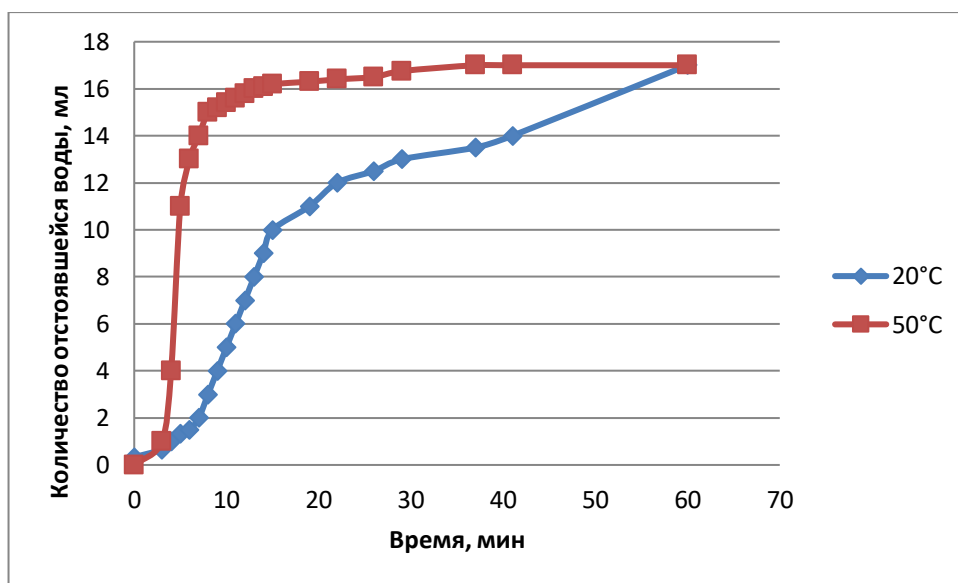


Рисунок 12 – Динамика отстаивания водонефтяной эмульсии с добавлением 70г/т деэмульгатора №4

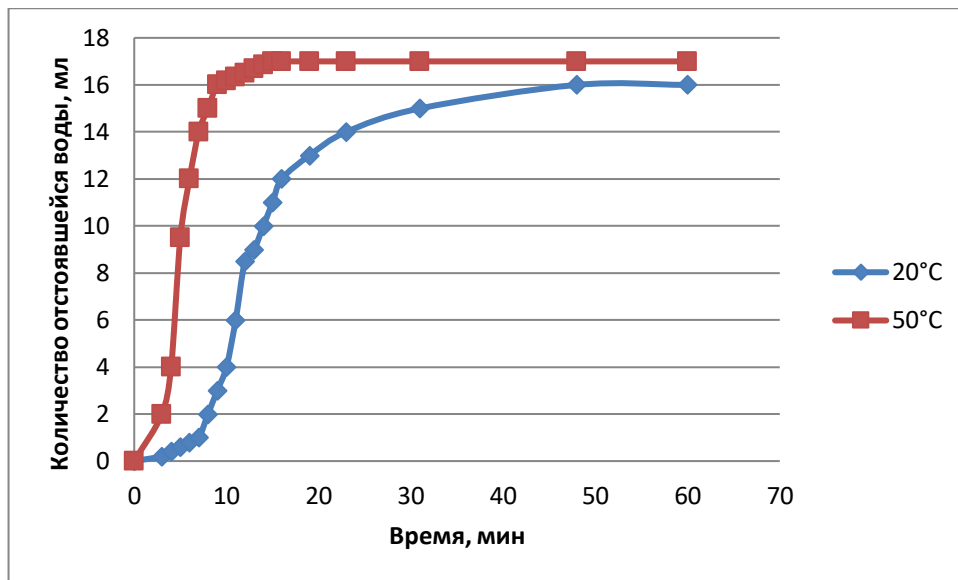


Рисунок 13 – Динамика отстаивания водонефтяной эмульсии с добавлением 100г/т деэмульгатора №4

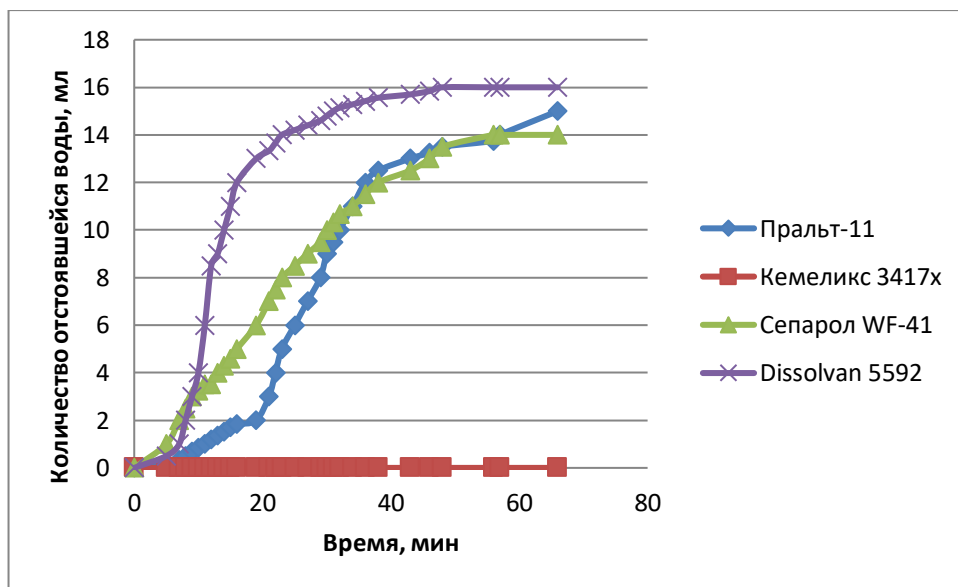


Рисунок 14 – Динамика отстаивания водонефтяных эмульсий с добавлением 100г/т деэмульгаторов