

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



Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Отделение Отделение химической инженерии
 Направление 18.03.01 Химическая технология
 Профиль Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Изучение комплексных методов разрушения водонефтяных эмульсий
УДК <u>665.622.43</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д53	Еремин Егор Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ	Бешагина Евгения Владимировна	к.х.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Романова Светлана Владимировна	—		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ	Кузьменко Елена Анатольевна	к.х.н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

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

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



Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Отделение Отделение химической инженерии
 Направление 18.03.01 Химическая технология
 Профиль Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Кузьменко Е.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Д53	Еремину Егору Владимировичу

Тема работы:

Изучение комплексных методов разрушения водонефтяных эмульсий	
Утверждена приказом проректора-директора (директора) (дата, номер)	№ 59-83/С от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:

02.06.2020

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>Объекты исследования: водонефтяные эмульсии, образованные нефтями месторождений Западной Сибири, химические реагенты-деэмульгаторы</p>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (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).</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Введение: актуальность обезвоживания нефти; – Обзор литературы: эмульсии и их классификация, механизмы их образования, стабилизации и разрушения; методы разрушения эмульсий; – Объекты и методы исследования: сведения о приборах и оборудовании, реактивах; свойства исследуемых нефтей; описание методики исследования; – Расчеты и аналитика: расчет ОДВ; – Результаты исследования: сравнение ОДВ; графическое представление результатов исследования; – Заключение: выводы по проделанной работе; – Список использованных источников;
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>Графическое представление результатов исследования в виде таблиц и гистограмм</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Рыжакина Татьяна Гавриловна, доцент ОСГН, к.э.н.
Социальная ответственность	Романова Светлана Владимировна, старший преподаватель ООД ШБИП
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
–	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	27.03.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ	Бешагина Евгения Владимировна	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д53	Еремин Егор Владимирович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Д53	Еремину Егору Владимировичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Отделение химической инженерии
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1 Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Бюджет затрат НИ составляет: 136292,45 рублей
2 Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы и нормативы расходования ресурсов
3 Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Учтены отчисления во внебюджетные фонды
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1 Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Научное исследование является конкурентоспособным на рынке
2 Определение возможных альтернатив проведения научных исследований	Разработан устав научно-технического проекта
3 Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Разработан календарный план-график проведения научного исследования
4 Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Разработано конкурентоспособное исследование, отвечающее требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1 Оценка конкурентоспособности технических решений	
2 Матрица SWOT	
3 График проведения НТИ	
4 Определение бюджета НТИ	
5 Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ	
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	12.03.2020

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д53	Еремин Егор Владимирович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Д53	Еремину Егору Владимировичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение химической инженерии
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов

Тема ВКР:

Изучение комплексных методов разрушения водонефтяных эмульсий	
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</i> – обратные эмульсии типа «вода в нефти», реагенты-деэмульгаторы. <i>Рабочая зона</i> – химико-аналитическая лаборатория. <i>Область применения</i> – промышленная подготовка нефти.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</p>	<p>– «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 16.12.2019). – Закон РФ "О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях" от 19 февраля 1993 г. N 4520-1; – Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 29.07.2018) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов".</p>

<p>2 Производственная безопасность: 2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<ul style="list-style-type: none"> – отклонение показателей микроклимата в помещении; – недостаточная освещенность рабочей зоны; – превышение уровня шума; – воздействие вредных веществ; – подвижные части производственного оборудования; – повышенная температура поверхностей оборудования, материалов; – поражение электрическим током; – нервно-психические перегрузки
<p>3 Экологическая безопасность:</p>	<p>Вредное воздействие распространяется преимущественно на гидросферу (сбросы) и на литосферу (отходы). Воздействие на атмосферу практически отсутствует, так как нет выброса газообразных веществ</p>
<p>4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Перечень возможных ЧС: пожар, взрыв; Наиболее типичная ЧС: пожар</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	12.03.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Романова Светлана Владимировна	–		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д53	Еремин Егор Владимирович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 107 страниц, 29 рисунков, 22 таблицы, 17 формул, 29 источников, 4 приложения.

Ключевые слова: вода, деэмульгатор, комплексные методы, нефть, эмульсия.

Объектом исследования являются образцы нефти месторождений Западной Сибири, химические реагенты-деэмульгаторы.

Цель работы: исследовать комплексный метод разрушения водонефтяных эмульсий.

В процессе исследования проводились лабораторные испытания комплексного воздействия температуры и реагента-деэмульгатора на водонефтяные эмульсии.

В результате исследования установлена необходимость разделения водонефтяных эмульсий, доказана эффективность комплексного воздействия на них.

Область применения: промышленная подготовка сырой нефти с целью обезвоживания и обессоливания.

Значимость работы: результаты исследования могут использоваться при моделировании и оптимизации установок подготовки нефти.

Обозначения и сокращения

В выпускной квалификационной работе применены следующие сокращения:

АО «Томскнефть» ВНК – Акционерное общество «Томскнефть» Восточной нефтяной компании;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

ВКР – выпускная квалификационная работа;

ГЖ – горючая жидкость;

ДНС – дожимная насосная станция;

ДЭС – двойной электрический слой;

ЛВЖ – легковоспламеняющаяся жидкость;

НИР – научно-исследовательская работа;

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;

ОДВ – объемная доля воды;

ПАВ – поверхностно-активное вещество;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

СВЧ – сверхвысокочастотное излучение;

УПН – установка подготовки нефти;

УПСВ – установка предварительного сброса воды;

ХАЛ – химико-аналитическая лаборатория;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

ЭЛОУ – электрообессоливающая установка.

Оглавление

Введение	13
1 Литературный обзор.....	15
1.1 Основы образования, стабилизации и разрушения водонефтяных эмульсий	15
1.2 Классификация реагентов-деэмульгаторов.....	22
1.3 Методы разрушения эмульсий.....	25
2 Материалы и методы исследования	35
2.1 Приборы и оборудование	35
2.2 Реактивы.....	35
2.3 Объекты исследования	35
2.4 Методика исследования	36
3 Расчёты и аналитика.....	38
4 Результаты исследования.....	39
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	56
5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований.....	56
5.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	61
5.3 Бюджет научно-технического исследования	65
5.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	69
6 Социальная ответственность	72
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	73
6.2 Производственная безопасность.....	74
6.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов	75
6.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя.....	78

6.3 Экологическая безопасность.....	80
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	81
Заключение	84
Список использованных источников	85
Приложение А – Список проб, взятых для анализа	88
Приложение Б – Свойства исследуемых нефтей.....	94
Приложение В – Результаты расчета ОДВ	96
Приложение Г – Сравнение ОДВ до и после расслоения эмульсии .	102

Введение

Одной из особенностей, характерных для современной нефтяной промышленности, является повышение числа месторождений, находящихся на поздней стадии разработки. На них применяются методы увеличения нефтеотдачи пластов, которые приводят к высокой степени обводненности добываемой нефти. При добыче в сырой нефти содержится пластовая вода, закачанная под давлением, а также соли, механические примеси и природные эмульгаторы: асфальтены и смолы. При подъеме сырой нефти от забоя до ее устья и последующем движении по промысловым коммуникациям нефть с водой непрерывно смешивается. Это приводит к образованию трудноразделимых водонефтяных эмульсий.

Объектом исследования являются эмульсии – дисперсные системы, состоящие из двух и более взаимно малорастворимых или нерастворимых жидкостей, одна из которых диспергирована в виде мельчайших капель – глобул, и называется дисперсной фазой, а другая – дисперсионной средой [1]. Различают два типа нефтяных эмульсий: прямая эмульсия нефть в воде и обратная эмульсия вода в нефти (В/Н).

Образование водонефтяных эмульсий значительно осложняет добычу, сбор и подготовку товарной нефти. Эмульсии создают дополнительные проблемы при транспортировке и хранении нефти. Присутствие водонефтяных систем способствует интенсивному коррозионному износу оборудования, повышает температуру застывания нефти, увеличивает ее вязкость, может приводить к усиленному выделению асфальтосмолопарафиновых отложений [2]. В свою очередь, осадкообразование приводит к снижению продуктивности скважин и пропускной способности нефтепроводов. Обезвоживание сырой нефти является важнейшей технологической задачей комплексной переработки нефти. Существует необходимость значительно ускорить процесс разрушения эмульсий.

Целью данной работы является изучение комплексных методов разрушения водонефтяных эмульсий.

Для достижения поставленной цели необходимо:

1. Рассмотреть механизмы образования, стабилизации и разрушения водонефтяных эмульсий.

2. Дать характеристику существующих методов разрушения водонефтяных эмульсий.

3. Изучить эффективность комплексного воздействия на водонефтяные эмульсии, образованные нефтями Вахского, Кошильского и Северного месторождений Западной Сибири.

В первой главе автором будет проведен литературный обзор по теме работы. Рассмотрены теоретические основы образования, стабилизации и разрушения водонефтяных эмульсий.

1 Литературный обзор

1.1 Основы образования, стабилизации и разрушения водонефтяных эмульсий

В настоящее время опубликовано большое количество работ, в которых исследуются основы процессов образования и стабилизации водонефтяных эмульсий, а также способы их разрушения.

В процессе дробления крупных капель воды при образовании эмульсий важную роль играет не общая поверхность всех капель, а их удельная поверхность. Удельной поверхностью называется отношение суммарной поверхности капель к их общему объему. Её увеличение сопровождается затратой определенной силы, которая концентрируется на границе раздела фаз в виде свободной поверхностной энергии. Такая энергия, отнесенная к единице площади на границе жидкость-жидкость, называется поверхностным или межфазным натяжением (σ). Оно измеряется в единицах энергии на единицу площади (эрг/см²), либо в единицах силы на единицу длины (Н/м) [2].

Большинство эмульсий являются лиофобными системами. Они термодинамически нестабильны и не способны формироваться самопроизвольным диспергированием из-за избытка свободной энергии на границе раздела фаз. Агрегативная неустойчивость эмульсий проявляется в самопроизвольном образовании агрегатов капель с их последующим слиянием друг с другом. Это явление способно привести к полному разрушению эмульсии на два слоя.

Стабильность существования эмульсий возможна только в присутствии веществ, снижающих межфазное натяжение системы. Эти вещества называются поверхностно-активными. ПАВ адсорбируются поверхностным слоем. Другими словами, они концентрируются в поверхностном слое в большей степени, чем в основном объеме раствора. Снижение поверхностного натяжения растворов связано с различием между силой притяжения растворенных молекул ПАВ к

молекулам растворителя и силой взаимного притяжения молекул самого растворителя [1]. Притяжение между молекулами растворителя сильнее, вследствие этого происходит выталкивание молекул растворенного вещества из объема раствора на поверхность раздела. Увеличение концентрации ПАВ в растворе приводит к уплотнению адсорбционного слоя, что сопровождается понижением поверхностного натяжения. Главная особенность строения молекул большинства ПАВ – это их дифильность. Это свойство, при котором молекула вещества состоит из двух частей – полярной функциональной группы и неполярного углеводородного радикала.

При оценке устойчивости нефтяных эмульсий необходимо различать два типа устойчивости: кинетическую и агрегативную [3]. Кинетической устойчивостью называют способность системы противостоять седиментации частиц дисперсной фазы. Агрегативная устойчивость эмульсий – это способность глобул дисперсной фазы сохранять свой изначальный размер при столкновении друг с другом или границей раздела фаз.

Для объяснения устойчивости эмульсионных систем был выдвинут ряд общих теорий. К ним относятся:

- а) эффект Гиббса-Марангони;
- б) теория двойного электрического слоя;
- в) сольватная теория;
- г) теория расклинивающего давления;
- д) теория структурно-механического барьера.

Энергетические факторы стабилизации в эмульсионной системе отчетливо проявляются при уменьшении толщины пленок дисперсионной среды. Это сопровождается местным понижением величины адсорбции ПАВ и локальным повышением значений поверхностного натяжения пленок. Следствием этого является образование в плёнках давления, которое препятствует снижению их толщины. Такое явление называется эффектом Гиббса – Марангони. Это кинетический фактор стабилизации, потому что

достижение адсорбционного равновесия ПАВ в системе приводит к уменьшению его влияния на процесс стабилизации [4].

Теория двойного электрического слоя связывает агрегативную устойчивость эмульсионных систем с возникновением на поверхности глобул ДЭС (рисунок 1). Появление ДЭС служит причиной возникновения энергетического барьера. Он затрудняет сближение глобул на такое минимальное расстояние, при котором начинают действовать интенсивные молекулярные силы притяжения [4, 5].

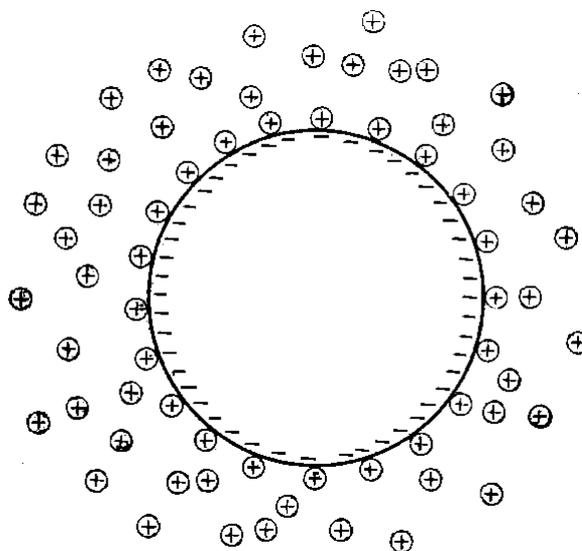


Рисунок 1 – Двойной электрический слой

Сольватная теория объясняет зависимость высокой агрегативной стабильности от образования сильного сольватного слоя из молекул дисперсионной среды на поверхности глобул. Из-за своих упругих свойств и вследствие отсутствия на границе сольватного слоя и свободной среды поверхностного натяжения, такая сольватная оболочка препятствует слипанию частиц при соударении. Тем не менее, в соответствие с сольватной теорией стабильность эмульсионных полярных систем в неполярных средах (вода в нефти) не может быть описана образованием сольватных оболочек, потому что для этих систем сродство молекул незначительно.

Теория расклинивающего давления разработана для описания устойчивости тонких прослоек дисперсионной среды между сближающимися

каплями дисперсной фазы. Это некий энергетический барьер, препятствующий снижению толщины пленок жидкостей. Взаимодействие возникает при наличии дополнительной силы или при условии, что расклинивающее давление направлено под прямым углом к плоскости жидкой пленки. В результате образования адсорбционных слоев стабилизатора и возникает расклинивающее давление с утоньшением пленки [6-7]. Данная теория объединяет общие представления теорий устойчивости дисперсных систем двойными электрическими слоями и сольватной теорией. Она доказывает наличие на границе раздела фаз нефть – вода мощных надмолекулярных адсорбционных слоев, то есть наличие структурно-механического барьера [7].

По П. А. Ребиндеру [8], структурно-механический фактор устойчивости образуется при возникновении на границе раздела фаз полимолекулярных защитных слоев из мицеллообразующих ПАВ. Также возможно его формирование из высокомолекулярных соединений или из тонких сплошных или прерывистых фазовых пленок. Поверхностный защитный слой имеет свойство сопротивления деформациям и разрушению. При этом он обладает необходимой подвижностью для самопроизвольного восстановления после возникших в нем дефектов. Структурно-механический барьер является комплексным фактором стабилизации, учитывающим термодинамическую, кинетическую и структурные составляющие.

Различия в кинетической стабильности водонефтяных эмульсий обусловлены разностью плотностей нефти и воды, вязкостью нефти. Агрегативная устойчивость связана с наличием природных ПАВ в составе эмульсии. Таким образом, основными факторами, которые определяют стабильность водонефтяных эмульсий, являются вязкость, дисперсность, концентрация, электрические свойства и тип природных эмульгаторов.

Рассмотрим подробнее вопрос о наличии в составе эмульсий природных ПАВ. В поднимаемых на поверхность добываемой нефти и пластовой воде всегда содержатся различные растворенные вещества. В нефти это: асфальтены,

нафтены, смолы и парафин. В пластовой воде растворены соли и кислоты. Вместе они оказывают определяющее влияние на возможность образования эмульсий и их стойкость. Такие вещества называются природными эмульгаторами или естественными ПАВ [2].

В нефти также может присутствовать кислород в форме нафтеновых и жирных кислот, эфиров, а также сера в составе АСПО и азот. Молекулы этих соединений являются сильнополярными и имеют возможность концентрироваться на поверхностях раздела фаз системы вода–нефть. Наиболее значительное влияние на поверхностные свойства исследуемых эмульсий оказывают нафтеновые кислоты и асфальтосмолистые вещества. Натриевые соли нафтеновых кислот при плохой растворимости в нефти обладают хорошей растворимостью в воде. Они имеют высокую поверхностную активность и заметно снижают межфазное натяжение воды на границе раздела с нефтью. В составе АСПО нефти присутствуют нерастворимые в воде асфальтены, которые в то же время прекрасно растворяются в нефти. Также АСПО содержат ароматические соединения (например, бензол и толуол) и смолы. Присутствие АСПО в нефти обуславливает высокую стабильность их эмульсий.

Природные эмульгаторы могут быть ионогенными и неионогенными. Ионогенные эмульгаторы диссоциированы в водных растворах на ионы. Неионогенные, соответственно, не диссоциированы на ионы. Эффективность эмульгирующих способностей обоих типов природных ПАВ растет с улучшением сбалансированности полярных и неполярных частей молекул эмульгатора между двумя фазами эмульсии. Другими словами, амфифильная молекула эффективного эмульгатора обладает сродством и с полярными, и с неполярными средами. Только при таком условии растворение молекул естественного ПАВ не будет происходить в одной из двух фаз, а сами молекулы будут концентрироваться на поверхности границы раздела фаз.

Если в молекуле эмульгатора действие полярной части интенсивнее, чем неполярной, то образуются эмульсии первого рода, то есть прямые эмульсии

типа «нефть в воде». Соответственно, преобладающее действие неполярной части над полярной способствует образованию эмульсии второго рода, то есть обратные эмульсии типа «вода в нефти» (рисунок 2).

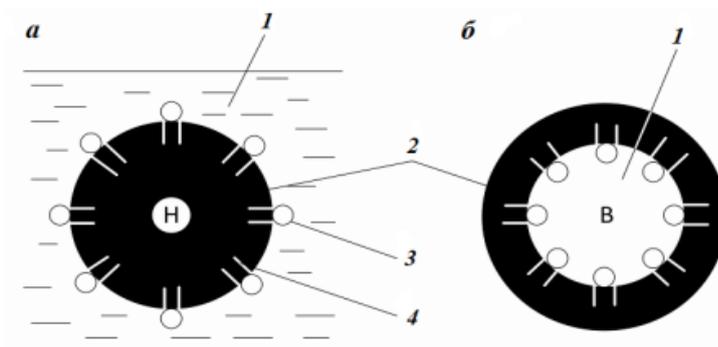


Рисунок 2 – Образование прямой (а) и обратной (б) эмульсии:

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

В нефтяной промышленности существует необходимость разрушения эмульсий, образованных нефтью и пластовой водой. Основа процесса предварительной подготовки любых водонефтяных эмульсий к расслоению – это понижение их устойчивости. В зависимости от типа и механизма стабилизации эмульсии применяются различные способы разрушения водонефтяных систем.

Стабилизированные ионогенными эмульгаторами прямые эмульсии можно разрушить путем добавления электролитов с поливалентными ионами. Они вызывают сжатие ДЭС и преобразуют эмульгатор в малорастворимую в воде форму [1]. Нейтрализовать эмульгатор возможно путем введения в систему другого эмульгатора, который способствует формированию обратной эмульсии. Если добавить более поверхностно-активное, чем эмульгатор, вещество, которое при этом само не образует прочных пленок, то это также приведет к ослаблению эмульгирующего эффекта. К расслоению системы часто приводит механическое воздействие. Эмульсию можно разрушить повышением температуры, электрическими методами, центрифугированием, фильтрованием

через пористые материалы, которые смачиваются дисперсионной средой, но не смачиваются веществом дисперсной фазы, и другими способами.

Рассмотрим подробнее механизм разрушения водонефтяной эмульсии. Его можно разделить на три стадии [2, 4]: столкновение глобул воды, их слияние в более крупные агрегаты и выделение их в виде сплошной водной фазы (рисунок 3).

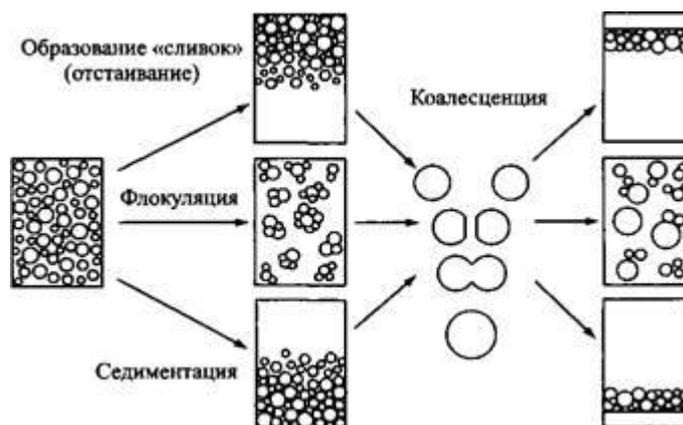


Рисунок 3 – Механизм разрушения эмульсии

Процесс осаждения, или седиментации, основан на уравнении Стокса: предполагается, что при оседании частицы сила вязкого сопротивления среды равна силе тяжести. Если форму каплей воды принять идеально сферической, тогда уравнение примет вид [1]:

$$6 \cdot \pi \cdot \eta \cdot r \cdot \omega = \frac{4}{3} \cdot \pi \cdot r^3 \cdot (\rho - \rho_0) \cdot g, \quad (1)$$

Выразив скорость седиментации, получим:

$$\omega = \frac{2r^2}{9\eta} \cdot (\rho - \rho_0) \cdot g, \quad (2)$$

где η – динамическая вязкость нефти, Па·с;

r – радиус каплей воды, м;

ω – скорость седиментации каплей воды, м/с;

$(\rho - \rho_0)$ – разность плотностей воды и нефти, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с².

Таким образом, скорость осаждения зависит от радиуса каплей воды, вязкости и плотности нефти. Сделаем выводы:

а) с увеличением температуры плотность и вязкость нефти уменьшается, что приводит к увеличению скорости осаждения;

б) рост радиуса глобул воды приводит к значительному ускорению процесса седиментации;

в) изменение давления незначительно изменяет величину плотности нефти, вязкость увеличивается.

Для увеличения радиуса капель необходимо, чтобы происходил процесс их слияния, чему препятствуют описанные выше природные эмульгаторы. Для разрушения образуемых ими барьеров на глобулах воды используют реагенты-деэмульгаторы.

1.2 Классификация реагентов-деэмульгаторов

Применение веществ, обладающих деэмульгирующим действием, относят к химической технологии обезвоживания нефти. Деэмульгаторы – это синтетические ПАВ, наличие которых в системе вода–нефть способствует разделению её фаз. К реагентам-деэмульгаторам предъявляются определенные требования [9]. Они должны:

а) растворяться как минимум в одной из образующих эмульсию фаз;

б) иметь такую степень поверхностной активности, которая была бы достаточной для того, чтобы вытеснить с границы раздела фаз адсорбированные из нефти полярные компоненты;

в) формировать на границе раздела фаз адсорбционные слои, которые будут обладать низкими структурно-механическими свойствами.

Другие важные требования к деэмульгаторам с позиции технологии – это его низкая стоимость, доступность, транспортабельность и слабое коррозионное воздействие.

По механизму действия деэмульгаторы могут подразделяться на три типа.

а) Реагенты с большей поверхностной активностью, но обладающие более слабой способностью образовывать поверхностные упорядоченные слои, чем природные эмульгаторы. Они должны понижать поверхностное натяжение на границе раздела фаз вода–нефть и быть не способными формировать мицеллы в водной и нефтяной среде. Другими словами, такие реагенты не должны обладать способностью к образованию структур на границе раздела фаз.

б) Реагенты, способные стабилизировать прямые эмульсии типа «нефть в воде». Добавление в среду обратной эмульсии реагента-стабилизатора прямой эмульсии приводит к переходу фаз эмульсии. Введение такого реагента снижает поверхностное натяжение на границе раздела фаз вода–нефть вплоть до обращения фаз. Преобладающее над органической сродство к водной фазе и возможность формирования в ней мицелл – характерные особенности данного типа деэмульгаторов.

в) Реагенты, имеющие способность создавать коацерватную фазу, существующую в виде критической эмульсии, и экстрагировать природные эмульгаторы из нефти. В результате этого происходит обеднение нефти естественными эмульгаторами, что приводит к разрушению структурированных поверхностных слоев и увеличению межфазного натяжения на границе раздела нефть–вода.

Равно как и природные эмульгаторы, деэмульгаторы могут быть как способными к ионизации, то есть ионогенными, так и неспособными к ионизации в растворах и присутствовать в них в молекулярной форме – быть неионогенными. В свою очередь, ионогенные подразделяются на анионактивные и катионактивные.

Ионогенные деэмульгаторы, которые при ионизации ПАВ в водных растворах образуют поверхностно-активные анионы, называются анионактивными. Такие анионы состоят из углеводородной части молекулы и катионов, представляющих собой неорганические ионы. Анион из раствора,

адсорбируясь на поверхности глобулы воды, вытесняет образовавшуюся защитную оболочку, после чего формирует на поверхности глобулы механически менее прочную оболочку с отрицательным зарядом.

Катионоактивные деэмульгаторы в водных растворах подвергаются ионизации и образуют поверхностно-активные катионы. Они состоят из углеводородных радикалов и чаще всего неорганических анионов. Адсорбируясь на поверхности глобулы воды, катион вытесняет защитную оболочку, создавая новую, более слабую оболочку с положительным зарядом. Для деэмульгаторов этой подгруппы характерна низкая активность.

Наиболее эффективными и часто применяемыми являются неионогенные деэмульгаторы.

Существуют две группы теорий, объясняющих механизм действия деэмульгаторов:

а) Физическая теория. Она предполагает протекание физической адсорбции молекул деэмульгатора на коллоидных частицах. Деэмульгаторы осуществляют разрыхляющее и модифицирующее действия на поверхностный слой, которые способствуют вытеснению и миграции молекул (частиц) стабилизатора в ту или иную фазу.

б) Химическая теория основывается на предположении о преобладающей роли хемосорбции молекул деэмульгатора на компонентах защитного слоя. При этом формируются прочные химические связи, результатом чего является потеря природными стабилизаторами нефти способности эмульгировать воду.

В соответствие с общепринятой в настоящее время теорией, происходят следующие процессы. При введении деэмульгатора в нефтяную эмульсию на границе раздела фаз "вода – нефть" обладающее большей поверхностной активностью ПАВ вытесняет природные эмульгаторы с поверхности раздела фаз, адсорбируясь на их коллоидных или грубодисперсных частицах. Молекулами деэмульгатора происходит изменение смачиваемости, что

провоцирует переход частиц природных эмульгаторов с границы раздела в объем водной или нефтяной фазы. В результате происходит коалесценция [10].

В роли деэмульгатора может выступать любое органическое вещество, обладающее моющими свойствами. Применяемые на промысле и на НПЗ высокоэффективные деэмульгаторы для обезвоживания и обессоливания нефти содержат смесь ПАВ различных структур и модификаций.

Таким образом, процесс разрушения нефтяных эмульсий является в большей степени физическим, чем химическим, и зависит от:

- компонентного состава и свойства защитных слоев природных эмульгаторов;
- типа, коллоидно-химических свойств и удельного расхода применяемого деэмульгатора;
- температуры, интенсивности и времени взаимодействия нефтяной эмульсии с деэмульгатором.

Технологический эффект применения деэмульгаторов заключается в обеспечении быстрого и как можно более полного отделения пластовой воды от нефти при его минимальном расходе.

В настоящее время проводятся исследования явления синергизма [11] в смесях ПАВ.

1.3 Методы разрушения эмульсий

В данном пункте работы автором будут даны подробные описания каждого метода с приведением принципиальной схемы аппарата, если она имеется.

1) Отстаивание. При высокой обводненности нефти удаление воды осуществляют отстаиванием путем гравитационного осаждения диспергированных водных капель. На промысле применяются отстойники периодического и непрерывного действия различных конструкций. К отстойникам периодического действия относят сырьевые резервуары. После

заполнения их сырой обводненной нефтью со временем происходит осаждение воды в нижнюю часть резервуара. Отстойники непрерывного действия осуществляют отделение воды при непрерывном прохождении водонефтяной смеси через отстойник. Движение жидкости в отстойниках осуществляется в преобладающем направлении горизонтально или вертикально в зависимости от конструкции и расположения распределительных устройств. На рисунке 4 представлена схема отстойника нефти горизонтального исполнения.

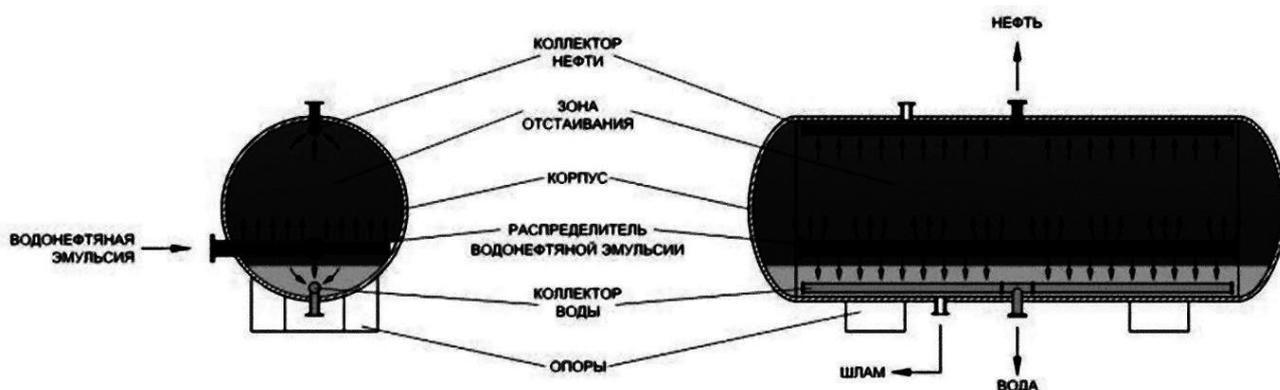


Рисунок 4 – Схема отстойника нефти горизонтального

Наиболее применяемыми являются отстойники горизонтальной конструкции. Подача и распределение водонефтяной смеси происходит через питающий патрубок и соединенный с ним распределитель. В процессе отстаивания смесь подвергается расслоению. Это приводит к образованию дренажного слоя воды в нижней части отстойника и слоя обезвоженной нефти вверху. В центральной части аппарата в зоне отстаивания происходят основные этапы разделения: соударение дисперсных частиц, их слияние, укрупнение и последующее оседание на дно под действием силы тяжести. В отстойнике могут быть предусмотрены штуцеры для удаления шлама и вывода скопившихся газов.

2) Фильтрация. Фильтрацию применяют для разрушения нестойких эмульсий. В качестве фильтрующего материала обычно подбирают такие вещества, которые были бы гидрофобными, но при этом имели высокую степень смачиваемости водой. Это позволяет задерживать водные включения, пропуская основной объем нефти [12]. Применение ультрафильтрационных

мембран показало свою эффективность при общей простоте конструкции и снижении расходов на химические реагенты [13]. Тем не менее, из-за необходимости частой смены фильтрующего материала фильтрация широкого распространения не получила.

3) Центрифугирование. Интенсификация процесса осаждения капель возможна в том случае, когда его проводят в поле центробежных сил. Такой вариант обезвоживания реализован в центрифугах. Однако центрифугирование также не получило широкого применения в связи со значительными затратами электроэнергии при невысокой производительности самих центрифуг. На рисунке 5 представлена схема трёхфазной горизонтальной центрифуги. В поле её центробежных сил осуществляется разделение нефтяной и водной фаз с последующим их отдельным отводом из аппарата.

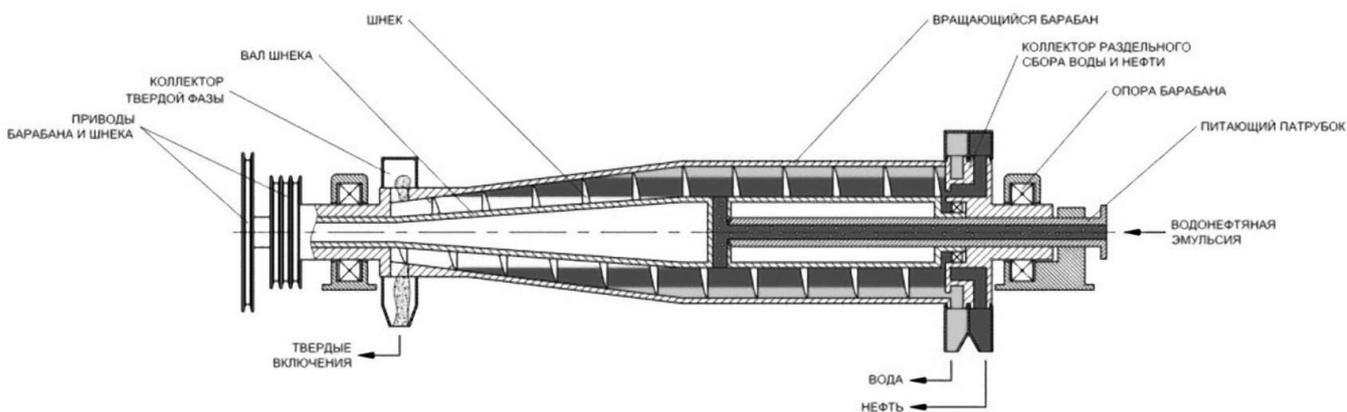


Рисунок 5 – Трёхфазная горизонтальная центрифуга (трикантер)

Вращающийся барабан создает поле центробежных сил. Внутри барабана находится шнек, который удаляет из трикантера осаждаемые твердые частицы. Из-за различных угловых скоростей шнек и барабан часто оснащаются отдельными приводами. Исходная водонефтяная эмульсия подается в барабан через центральную питательную трубу, расположенную внутри вала шнека. По мере расслоения эмульсии внутри барабана образуются два кольца жидкости: водяное и нефтяное. Нефтяное кольцо из-за меньшей плотности располагается ближе к оси вращения, чем водяное. Это позволяет организовать их отдельный вывод из аппарата при помощи коллекторной

системы. Одно из её выходных отверстий располагается ближе к стенке барабана, а другое – ближе к стенке вала шнека. Отвод жидкостей осуществляется самотеком.

Присутствующие в жидкости механические примеси, как более плотный материал, прижимаются к стенкам барабана центрифуги, чем снижают и без того невысокую скорость перемещения жидкости вдоль оси центрифуги. При такой низкой скорости поток жидкости не способен смыть и унести с собой механические примеси. Именно по этим причинам применяемые центрифуги имеют очень низкую производительность и большую энергоёмкость [12]. Огромное значение имеет число оборотов центрифуги. При недостаточно высокой скорости будет образовываться слабая центробежная сила, тогда центрифуга попросту не выполнит своего назначения. При чрезмерно высокой скорости вращения барабана его стенки могут не выдержать разрывающих усилий, что приведет к аварии.

На работу центрифуг существенно влияет вязкость жидких фаз. С её увеличением производительность центрифуги уменьшается. В некоторых случаях, когда это допустимо, прибегают к нагреву жидкости для уменьшения её вязкости.

4) Термическое воздействие на водонефтяные эмульсии заключается в нагревании нефти, которую требуется обезводить. Её нагревают перед отстаиванием до температуры (45–80) °С. При нагревании снижается прочность слоев эмульгатора на поверхности капель и упрощается их слияние. Более того, с повышением температуры уменьшается вязкость нефти, растет разность плотностей фаз. Все эти факторы способствуют более быстрому разрушению эмульсии. Подогрев водонефтяных смесей проходит в резервуарах, теплообменниках и трубчатых печах.

5) Воздействие электричества. Широкое распространение получили методы разрушения эмульсий электричеством. Это связано с относительной простотой требуемых для этого установок и аппаратов, надежностью и

универсальностью для любых типов эмульсий. Электрический способ разделения применяют на НПЗ при обессоливании нефти на электроочистительных установках (ЭЛОУ), при очистке нефтепродуктов от водных растворов щелочей и кислот. В обоих случаях используется электрическое поле высокой напряженности. Под действием электрического поля глобулы воды соединяются в более крупные и осаждаются вниз под действием силы тяжести. Таким образом, из верхней части электродегидратора выводится обезвоженная нефть, а из нижней части аппарата – отстоявшаяся вода с растворенными в ней солями. Минимальное содержание воды и солей достигается путем многократного промывания нефти на двух-трёх последовательно соединенных ступенях электродегидраторов.

Наиболее распространенный вариант электродегидратора – это горизонтальная емкость (рисунок 6) с предусмотренным распределителем исходной водонефтяной смеси и коллекторами для отвода разделенных жидкостей.

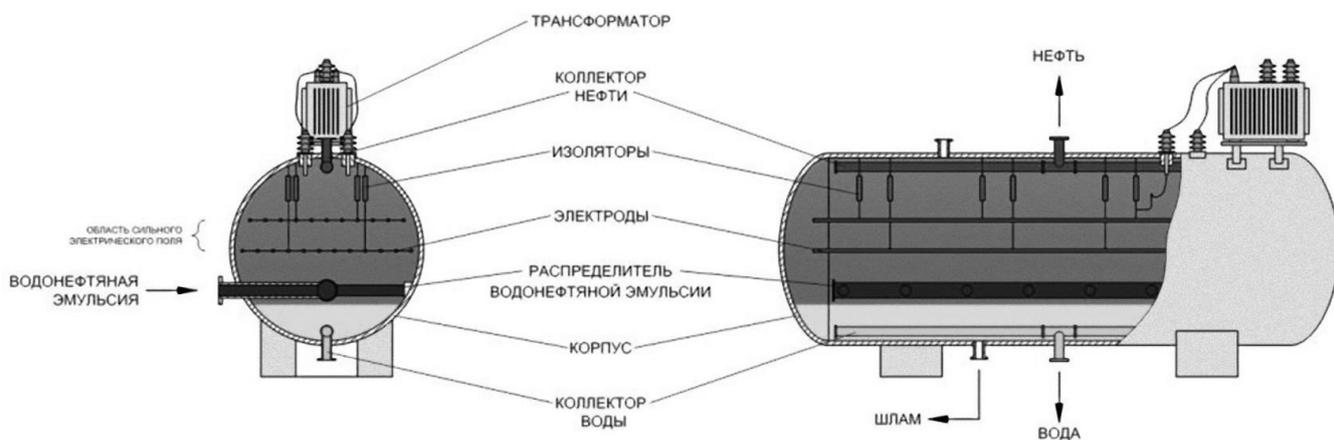


Рисунок 6 – Схема горизонтального электродегидратора

Главное отличие электродегидратора от отстойника состоит в организованной в аппарате области электрического поля высокой напряженности. Оно возникает между электродами, которые подвешивают в пространстве электродегидратора на изоляторах, подключенных через трансформатор к источнику напряжения. Водонефтяная смесь, которая подвергается разделению, поступает в аппарат через штуцер питания в

нижнюю его часть и распределяется в горизонтальной плоскости. Частичное выделение крупнодисперсных частиц воды в нижней части аппарата начинается еще до того, как эмульсия попадает в область действия электрического поля высокого напряжения. В расположенной между электродами области начинается разрушение уже тонкодисперсной водной фазы, происходит окончательное обезвоживание. Чистая нефть поднимается вверх и отводится через верхний коллектор, а скопившаяся в низу аппарата вода удаляется через нижний коллектор.

Электродегидраторы могут быть и вертикального, и шарового исполнения, но они не получили достаточного распространения ввиду более низкой эффективности или сложности конструкции. Также могут наблюдаться значительные вариации в устройстве электродов, зонах подачи эмульсии, расположении штуцеров и коллекторов и т.д.

б) Внутритрубную деэмульсацию осуществляется посредством добавления в эмульсию реагента-деэмульгатора. Такой подход позволяет разрушать эмульсию непосредственно при движении водонефтяной смеси по трубопроводу. Кроме того, введение деэмульгатора снижает вязкость смеси, тем самым снижая гидравлические потери. Каждый состав нефти требует свой деэмульгатор. Он может оказаться недостаточно эффективным для нефтей других месторождений. Предварительную оценку результатов отслоения пластовой воды проводят в лабораторных условиях.

7) Воздействие магнитного и электромагнитного поля. Существует несколько точек зрения на механизм разрушения водонефтяных эмульсий в магнитном поле [14-16]. В основе его лежит действие магнитного поля на защитные оболочки глобул нефти в воде. Оно заключается в разрыхлении защитных оболочек на границе фаз нефть–вода. Это происходит из-за перемещения в глобулах соединений железа в сторону источников магнитного поля. Впрочем, данное предположение требует более глубокого исследования

нефтяных эмульсий: например, определение количества соединений железа в нефти, наличие этих соединений непосредственно в защитном слое и т. д.

Согласно другой теории, разрушение водонефтяной эмульсии достигается в области действия сверхсильных магнитных полей. Нефть, являясь более сильным диамагнетиком, чем вода, выталкивается в направлении ослабления магнитного поля как параллельно, так и перпендикулярно магнитным линиям. Другими словами, с помощью магнитного поля возможно ускорение гравитационного разделения фаз.

Известно, что компоненты нефти обладают значительно более сильной отрицательной магнитной восприимчивостью, чем вода. Это приводит к тому, что под действием однородного магнитного поля каждая глобула нефти в прямых эмульсиях претерпевает изменение геометрической формы, сплющиваясь параллельно магнитным линиям. В обратных же эмульсиях подобное происходит с глобулами воды: они вытягиваются вдоль магнитных линий, испытывая давление окружающей её нефти, которая подвергается более сильному диамагнитному выталкиванию. Изменение геометрической формы глобулы с шара на любую другую приводит к увеличению площади её поверхности, а значит и уменьшению толщины защитного слоя. Это, как было рассмотрено ранее, является одной из главных составляющих процесса деэмульгирования.

Известно, что разрушение материалов происходит интенсивнее при пульсирующих нагрузках, а не статических. С учетом этого выдвинута гипотеза [14], что помещение эмульсии в переменное, однородное магнитное поле приведет к циклическому растяжению защитного слоя. Причем в слоях асфальтенов и парафинов при этом возможно появление трещин, сквозь которые молекулы деэмульгатора способны проникнуть непосредственно к поверхности раздела фаз нефть–вода. Кроме того, трещины в защитном слое могут возникнуть и из-за разности в магнитной восприимчивости парафинов, смол и асфальтенов: на различные прослойки защитной оболочки действует

пульсирующая нагрузка разной величин. Другими словами, смольный, асфальтовый и парафиновый слои растягиваются в магнитном поле с разной силой.

Перспективным способом разрушения водонефтяных эмульсий называют применение электромагнитных полей ВЧ и СВЧ диапазонов [17-18]. Обоснование выбора этих диапазонов заключается в том, что для водонефтяной эмульсии диэлектрические параметры имеют две области дисперсии в ВЧ и СВЧ областях. Эти параметры определяют степень взаимодействия поля со средой. Дисперсия в ВЧ области связана с поляризацией полярных компонентов нефти (асфальтенов, смол), а в СВЧ области – поляризацией молекул воды [19]. Этот факт дает возможность использования энергии электромагнитного поля ВЧ и СВЧ диапазонов при разработке технологии обезвоживания водонефтяных эмульсий.

8) Ультразвуковое воздействие. Ультразвуковое воздействие на водонефтяную эмульсию заключается [20-21] во временном существенном понижении её вязкости и деструкции природных эмульгаторов. При этом сильное диспергирование водной фазы приводит не к стабилизации эмульсии, а к её большей восприимчивости к воздействию температуры или действию деэмульгатора.

На некоторых нефтегазодобывающих предприятиях используется метод искусственного увеличения обводненности нефти, целью которого является предотвращение образования стойких эмульсий. Сущность метода заключается в возврате на прием насоса некоторой части добываемой воды, которая уже отделилась в отстойнике или в поле центробежных сил. Избыток водной фазы в насосе приводит к переходу водонефтяной смеси из одной структуры потока в другую. Вязкость образовавшейся прямой эмульсии значительно меньше вязкости обратных эмульсий. Это приводит к резкому снижению стойкости прямых эмульсий и созданию благоприятных условий для отделения воды и возвращения некоторого ее объема на прием насоса. Подача обратной воды на

прием насоса может быть осуществлена самоподливом в затрубное пространство скважины без применения дополнительных перекачивающих устройств.

Значительное разнообразие методов разрушения водонефтяных эмульсий крайне затрудняет выявление наиболее рациональных из них. Тем не менее, экспериментально установлено, что максимальная степень обезвоживания нефти достигается с использованием комплексов физической, химической, механической и термической технологий.

Упомянутое ранее обезвоживание на установке ЭЛОУ (рисунок 7) – наиболее распространенный комплексный способ обезвоживания, включающий в себя все перечисленные технологии: это совокупность электрического, химического, термического и седиментационного методов. Ключевые технологические параметры процесса: температура, давление, удельная производительность дегидраторов, расход деэмульгатора, расход промывной воды и степень ее смешения с нефтью, напряженность электрического поля.

Применение подогрева нефти на ЭЛОУ неоднозначно. С одной стороны, подогрев нефти позволяет снизить ее вязкость, что благоприятно сказывается на подвижности капелек воды в нефтяной среде и ускоряет их коалесценцию. С другой стороны, подогрев нефти на ЭЛОУ сопряжен с серьезными недостатками. Повышение температуры сильно увеличивает электропроводность нефти, поднимая затраты на электроэнергию, значительно усложняет условие работы проходных и подвесных изоляторов. Поэтому подогрев различных нефтей на ЭЛОУ проводят в интервале температур (60 – 150) °С, выбирая для каждой нефти оптимальное значение, обеспечивающее минимальные затраты на ее обессоливание.

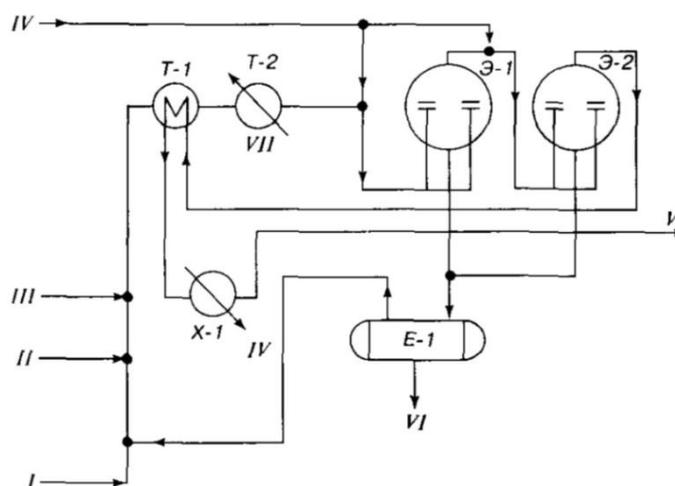


Рисунок 7 – Принципиальная схема электрообессоливающей установки:

I – сырая нефть, II – деэмульгатор, III – щелочь, IV – вода свежая и обратная, V – обессоленная нефть, VI – вода сточная, VII – пар водяной

Еще один комбинированный способ – ультразвуковая термохимическая деструкция [20-21]. Ультразвуковое воздействие приводит к резкому снижению вязкости и интенсификации разрушения связей глобул воды с естественными эмульгаторами, а последующий нагрев увеличивает скорость коалесценции и осаждения.

Комплексное воздействие температуры и СВЧ электромагнитного поля с последующим разделением в центрифуге-декантере приводит к эффективному снижению содержания воды в водонефтяной эмульсии [18]. При необходимости в процесс можно добавить этап введения деэмульгатора для достижения большей степени обезвоживания.

Таким образом, в данной главе были рассмотрены механизмы образования, устойчивости и разрушения эмульсии. Приведены основные теории образования водонефтяных эмульсий. Описаны методы разрушения эмульсий, приведены схемы наиболее распространенных в промышленности аппаратов.

В следующей главе автором будет проведено лабораторное исследование комплексного воздействия термического и химического методов разрушения водонефтяных эмульсий.

2 Материалы и методы исследования

В данном разделе работы будет дана краткая информация о рабочем месте исследователя: описание лабораторного оборудования и приборов, применяемых реактивов; приведены свойства исследуемых нефтей, описана методика исследования.

2.1 Приборы и оборудование

При выполнении измерений применяется следующие средства измерений, вспомогательные устройства и материалы:

- 1) Водяная баня GFL 1005, 40 литров;
- 2) Линейка измерительная металлическая по ГОСТ 427-75;
- 3) Пробоотборная тара – прозрачная стеклянная бутылка, (0,5 – 1,0) дм³.

2.2 Реактивы

- 1) Нефтяной растворитель Нефрас С2-80/120 по ТУ 38.401-67-108-92;
- 2) Реагент-деэмульгатор Separol DR 50 по ТУ 2458-019-01529228-2015;
- 3) Реагент-деэмульгатор СНПХ 4901-2 по ТУ 2458-351-05765670-2009;
- 4) Реагент-деэмульгатор Акватек 600 Д по ТУ 2458-013-94293853-2010.

2.3 Объекты исследования

В качестве объектов исследования использовалась сырая нефть со скважин Вахского, Северного и Кошильского месторождений с объемной долей воды от 10,0 % до 85,0 %. Для исследования были взяты по три контрольные пробы со скважин, отобранные за короткий промежуток времени. В каждую из них был добавлен различный деэмульгатор, после чего проба была перемешана встряхиванием вручную и помещена в водяную баню для термостатирования.

В таблице 1 приложения А представлен список проб, взятых для анализа. Свойства исследуемых нефтей представлены в таблице 2 приложения Б.

2.4 Методика исследования

Область применения и сущность метода

Исследование проводится по методике выполнения измерений объемной доли воды в водонефтяной эмульсии «методом горячего отстоя» МИ-3-2015, предназначенной для использования в ХАЛ-1 АО «Томскнефть» ВНК. Методика регламентирует процедуру выполнения испытаний в диапазоне объемной доли воды от 10,0 % до 99,9 %.

Сущность «метода горячего отстоя» состоит в разделении эмульсии на слой воды и нефти при добавлении реагента-деэмульгатора и нагревании пробы непосредственно в пробоотборной таре на водяной бане.

Деэмульгатор вводится в эмульсию, подвергаемую разрушению, и перемешивается с ней, после чего создаются условия для выделения воды из нефти путем термического отстаивания. Деэмульгаторы вытесняют действующий эмульгатор либо растворяют его, благодаря чему эмульсия разрушается.

Обработка и оформление результатов

Объемную долю воды в анализируемой пробе рассчитывают по формуле:

$$X = \frac{h \cdot 100 \%}{H}, \quad (3)$$

где h – высота столба отделившейся воды, см;

H – общая высота столба жидкости, см.

Объемную долю воды в анализируемой пробе при наличии стойкой эмульсии находят по формуле:

$$X = \frac{(h_1 + h_2) \cdot 100 \%}{H_1}, \quad (4)$$

где h_1 – высота столба отделившейся воды, см;

H_1 – общая высота столба жидкости, см;

h_2 – половина высоты столба стойкой эмульсии, см.

Результат округляют с точностью до 0,1 %.

При определении содержания воды в нефти по данной методике не предусмотрено проведение параллельных определений. Результат единичного измерения является результатом анализа.

Результат количественного анализа в документах предусматривающих его использование, представляют в виде:

$$(X \pm \Delta), \% \quad (5)$$

где X – результат измерения, %;

Δ – показатель точности методики, % (таблица 2).

Таблица 3 – Погрешность результата измерения

Определяемый компонент	Диапазон измеряемых значений	Показатель точности $\pm\delta, \%$
Объемная доля воды в нефти	(св. 25,0 – 99,9) %	5

Во все пробы было добавлено по три капли деэмульгатора, а температура их термостатирования составила 80 °С. Отстаивание пробы велось до полного разрушения эмульсии и образования четкой границы раздела фаз. Длительность отстаивания составила от 15 минут до 1 часа.

3 Расчёты и аналитика

Проведём расчет объемной доли воды в пробе до и после разделения эмульсии.

Расчет объемной доли воды в пробе до расслоения проведём по формуле 3, не учитывая эмульсионный слой. Здесь:

h_0 – высота столба воды до расслоения, см;

H_0 – общая высота столба жидкости до расслоения, см;

V_0 – объемная доля воды до расслоения, %.

При полном отсутствии визуально наблюдаемого разделения на фазы в исходной пробе объемная доля воды не рассчитывается.

Расчет объемной доли воды после расслоения проведём также по формуле 3, здесь:

h – высота столба воды после расслоения, см;

H – общая высота жидкости после расслоения, см;

V – объемная доля воды после расслоения, %;

Δ – показатель точности методики, %.

В таблице 4 приложения В представлены результаты расчета.

Таким образом, в данном разделе автором были проведены расчеты объемной доли воды в пробах по имеющимся исходным данным.

4 Результаты исследования

В таблице 5 приложения Г представлено сравнение объемной доли воды до и после разрушения эмульсии с использованием различных деэмульгаторов.

Представим сравнение ОДВ в виде гистограмм, соответственно: рисунок 8-14 – Separol 50 DR, 15-21 – СНПХ 4901-2 и 21-28 – Акватек 600 Д.

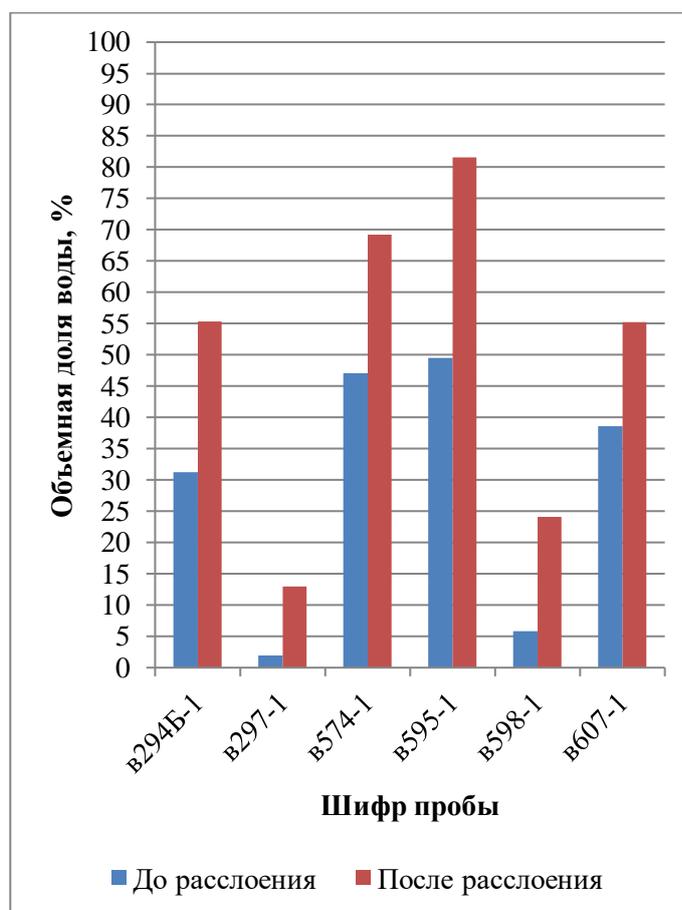


Рисунок 8 – Сравнение ОДВ в пробах Вахского месторождения ДНС-1 с использованием деэмульгатора Separol 50 DR

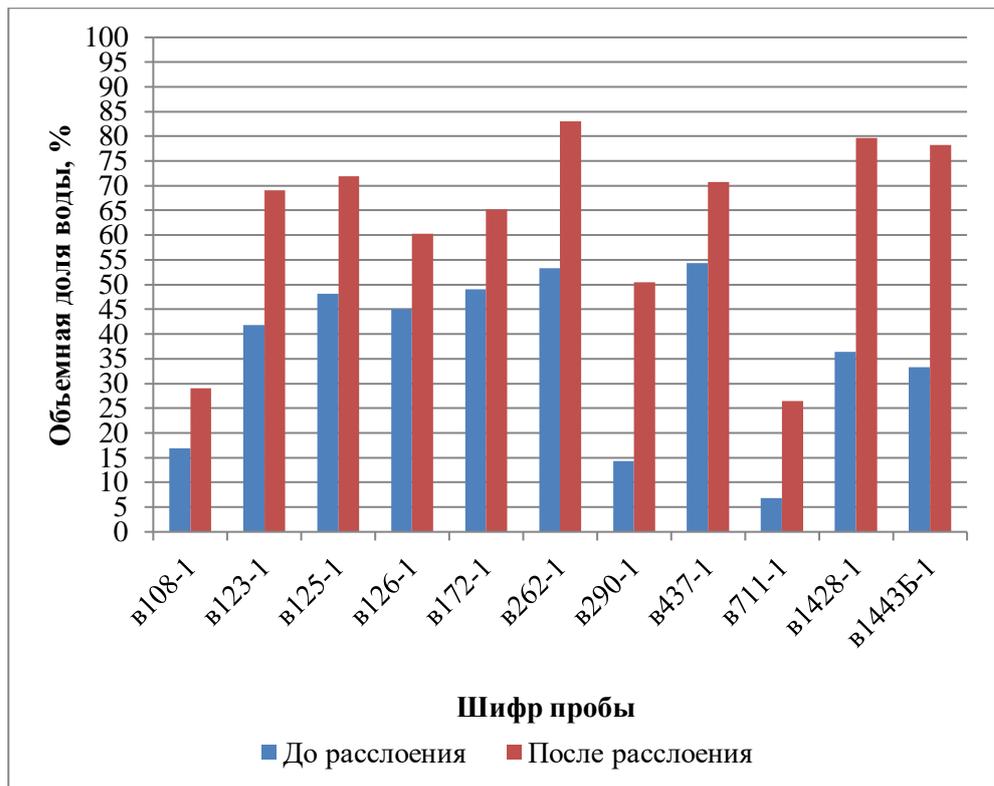


Рисунок 9 – Сравнение ОДВ в пробах Вахского месторождения ДНС-2 с использованием деэмульгатора Separol 50 DR

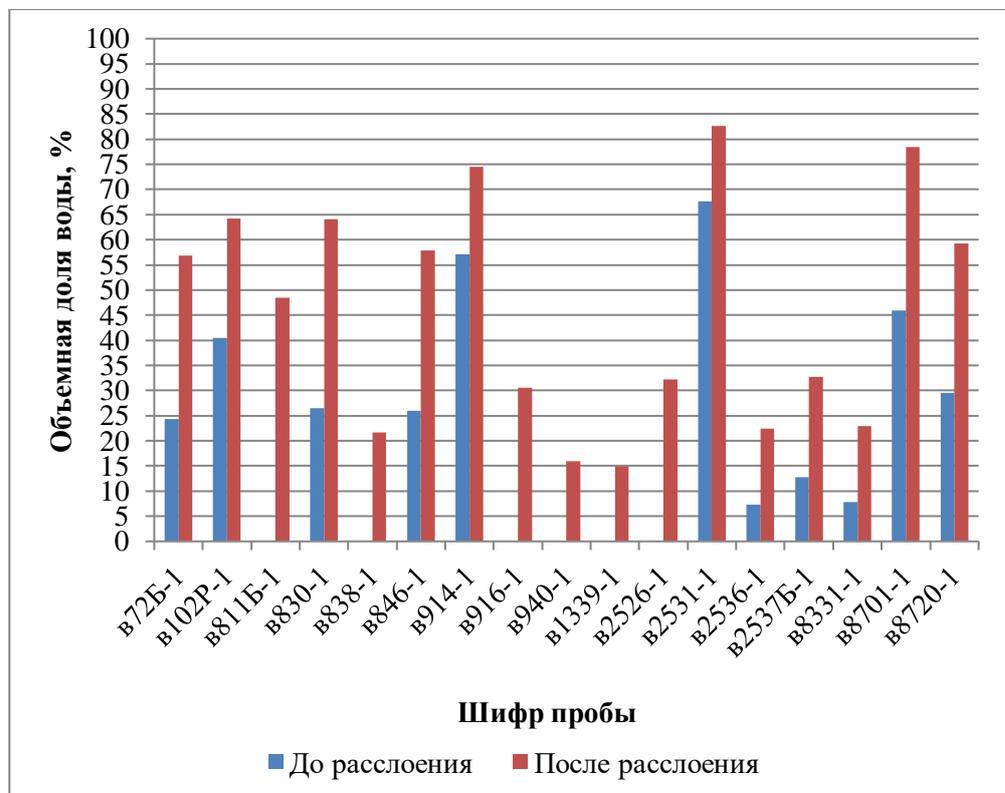


Рисунок 10 – Сравнение ОДВ в пробах Вахского месторождения ДНС-4 с использованием деэмульгатора Separol 50 DR

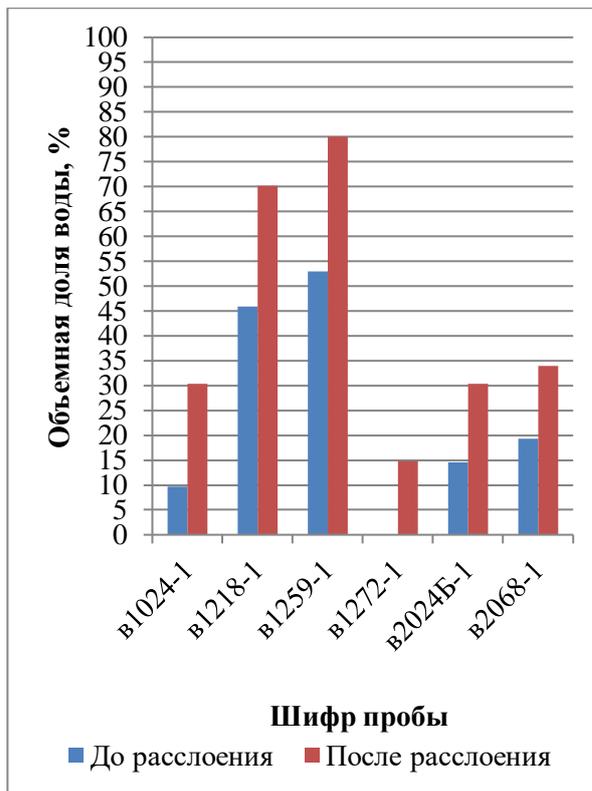


Рисунок 11 – Сравнение ОДВ в пробах Вахского месторождения ДНС-5 с использованием деэмульгатора Separol 50 DR

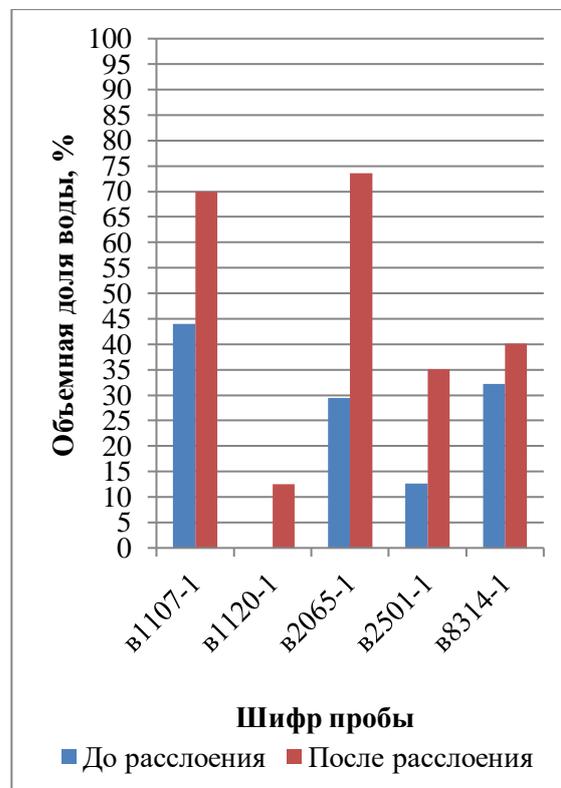


Рисунок 12 – Сравнение ОДВ в пробах Вахского месторождения ДНС-6 с использованием деэмульгатора Separol 50 DR

Анализ результатов, полученных в ходе добавления деэмульгатора Separol 50 DR в пробы Вахского месторождения показал, что четкая граница раздела фаз во всех пробах, относящихся к ДНС-1 и ДНС-2, появлялась через 15 минут отстаивания.

Наиболее объемный эмульсионный слой образовывался в пробах из скважин, относящихся к ДНС-4. При этом в большинстве проб видимая граница раздела фаз появлялась через 15 минут отстаивания. Эмульсии в пробах, в которых до отстаивания не было видимого столба воды, разрушались через 30 минут после начала процесса отстаивания.

Все пробы ДНС-5 и ДНС-6, кроме в1272-1 и в1120-1, расслаивались через 15 минут от начала анализа. Эмульсии в двух оставшихся пробах разрушились через 30 минут.

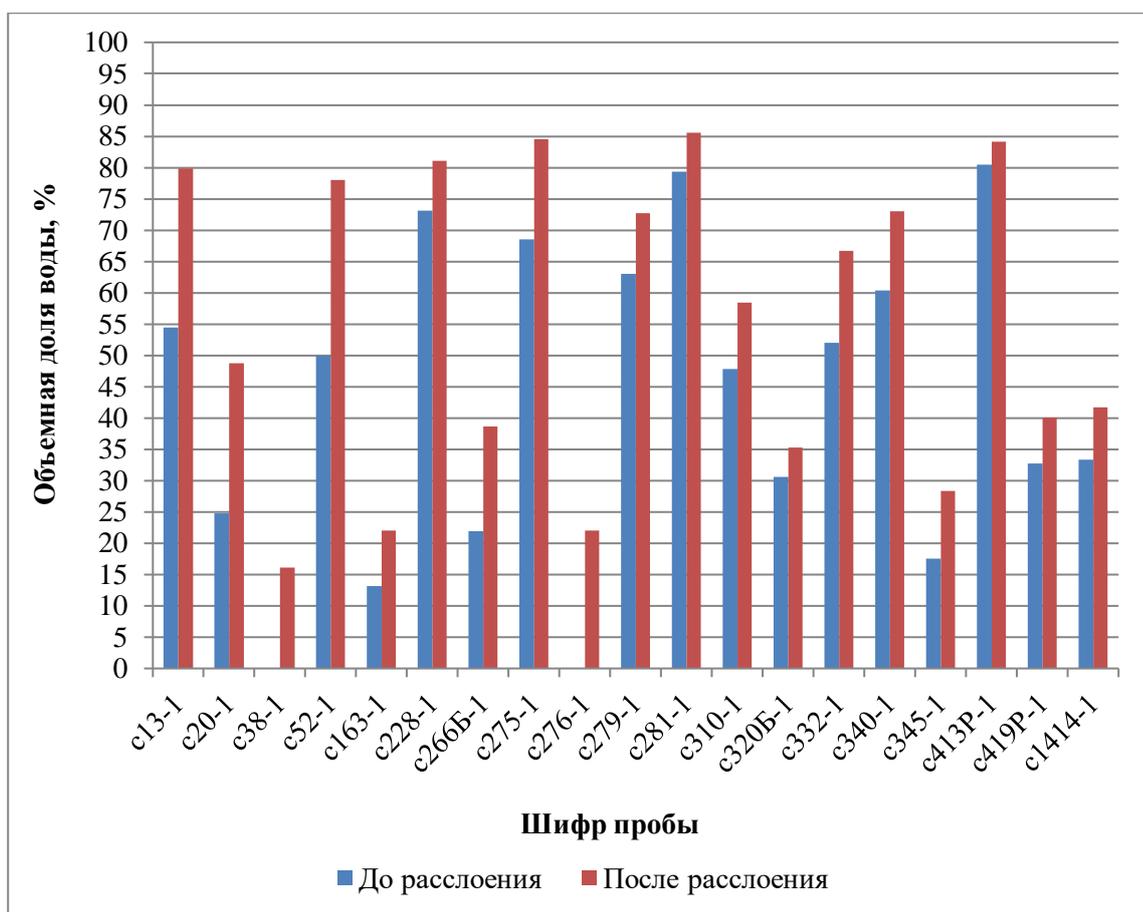


Рисунок 13 – Сравнение ОДВ в пробах Северного месторождения с использованием деэмульгатора Separol 50 DR

Пробы Северного месторождения имеют высокую обводненность. Тем не менее, средняя длительность термостатирования составила 30 минут. Пробы c38-1 и c276-1 расслоились только по истечении 45 минут. Это можно объяснить тем, что сама нефть отличается от других исследуемых нефтей более высокой плотностью и вязкостью, а также превышающим значением массовой доли парафина.

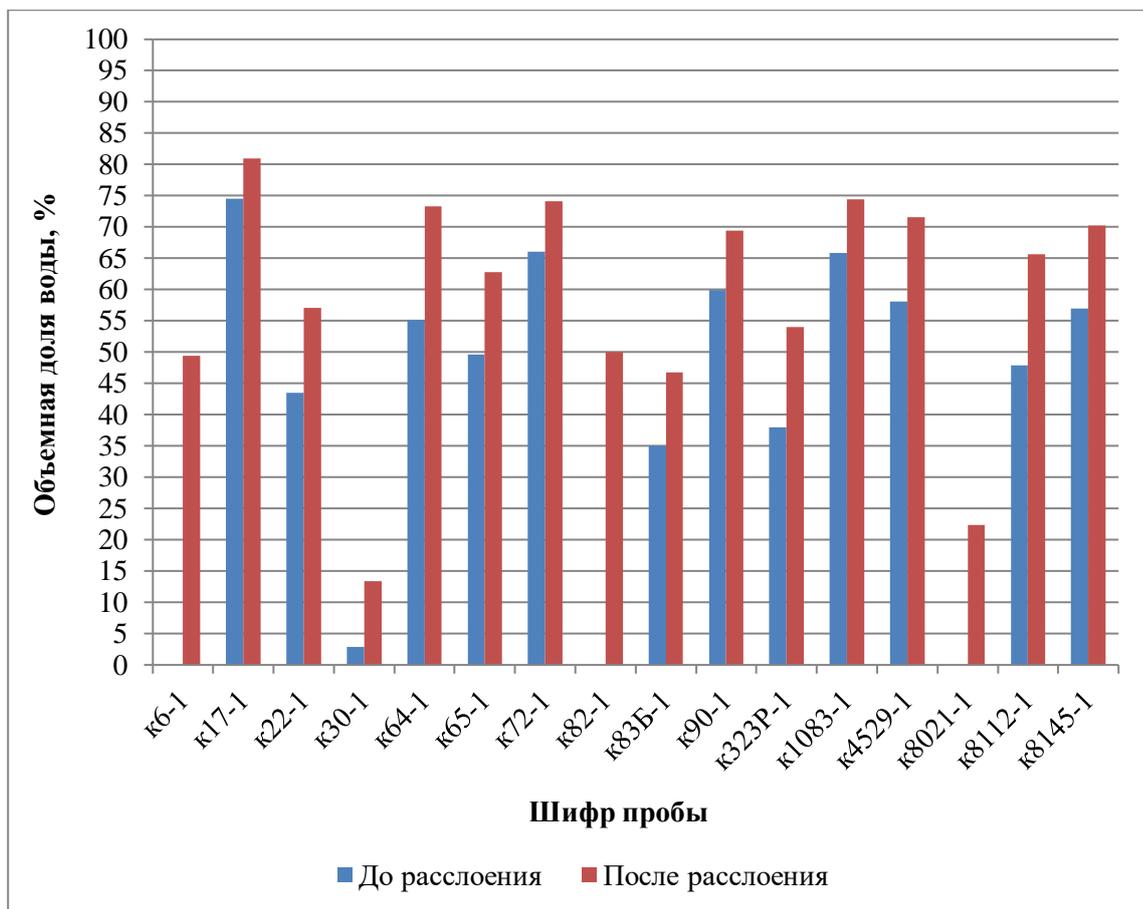


Рисунок 14 – Сравнение ОДВ в пробах Кошильского месторождения с использованием деэмульгатора Separol 50 DR

Большинство проб Кошильского месторождения, имея высокую начальную обводненность, расслоились в течение 15 минут. Эмульсии в пробах к6-1, к30-1 и к82-1 разрушились через 30 минут. Наибольшее время, 45 минут, потребовалось для разделения эмульсии в пробе к8021-1.

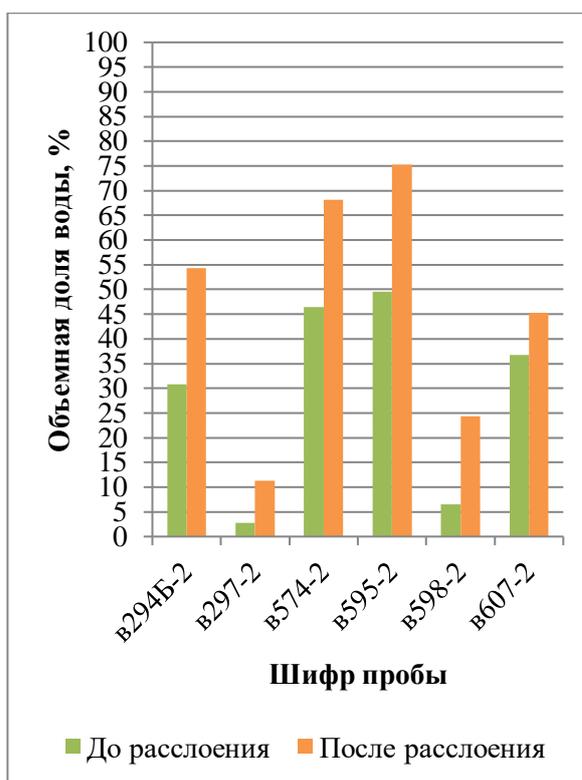


Рисунок 15 – Сравнение ОДВ в пробах Вахского месторождения ДНС-1 с использованием деэмульгатора СНПХ 4901-02

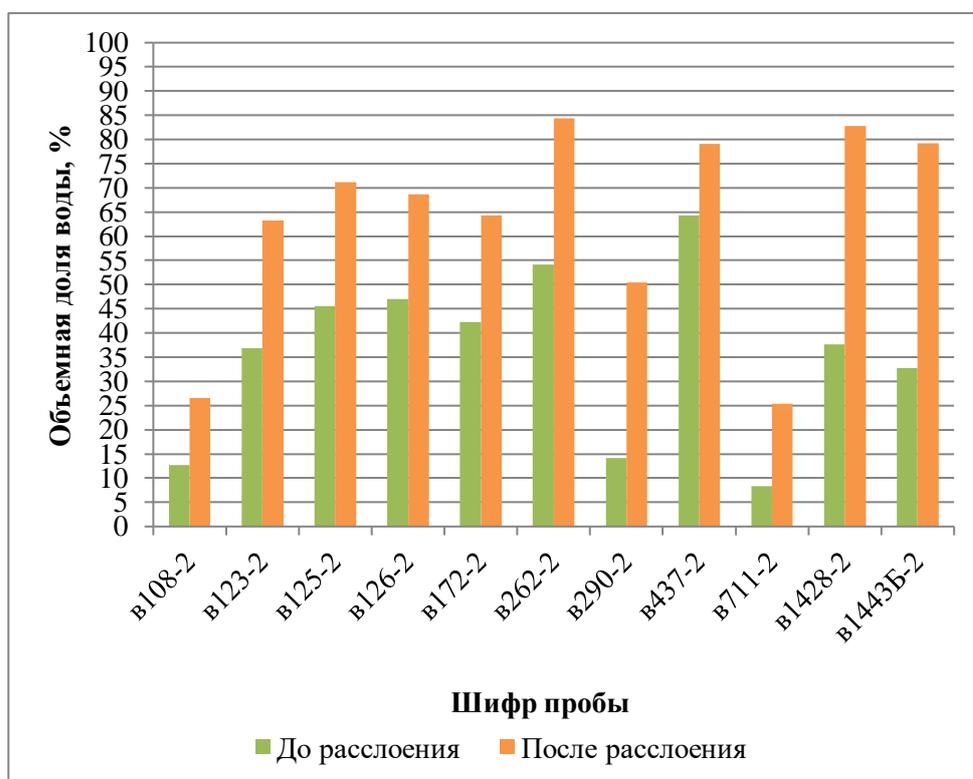


Рисунок 16 – Сравнение ОДВ в пробах Вахского месторождения ДНС-2 с использованием деэмульгатора СНПХ 4901-02

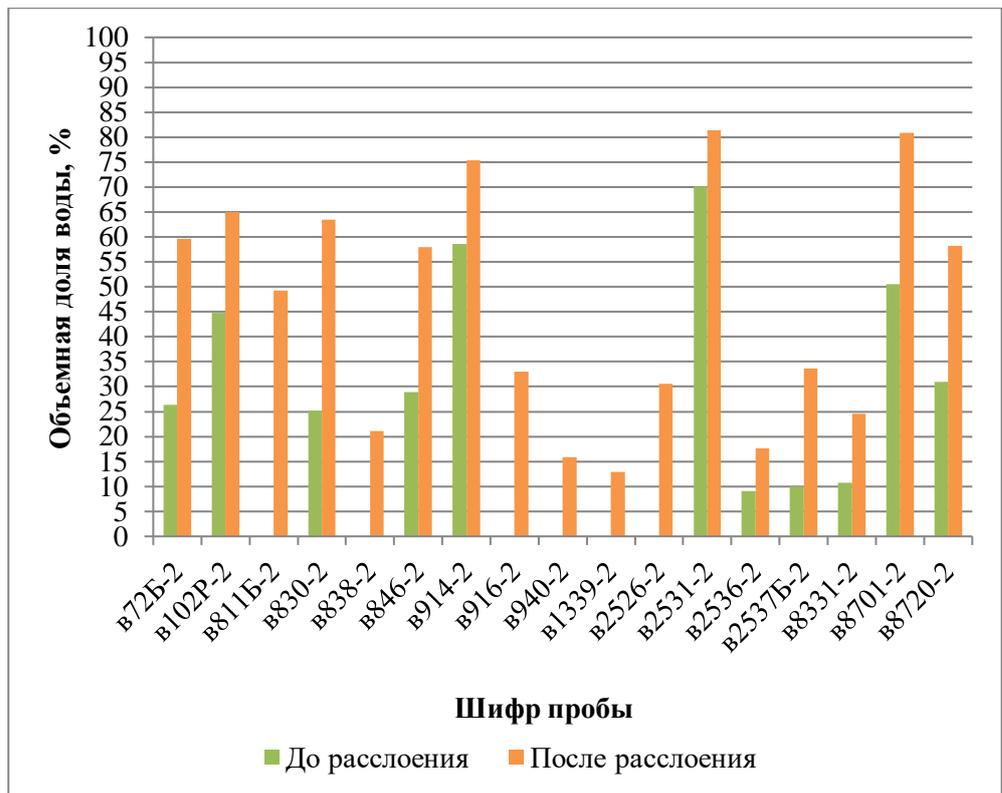


Рисунок 17 – Сравнение ОДВ в пробах Вахского месторождения ДНС-4 с использованием деэмульгатора СНПХ 4901-02

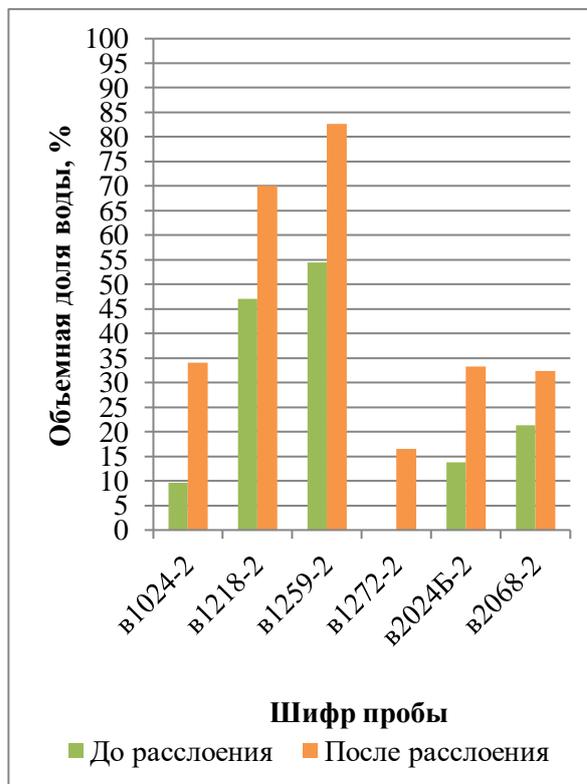


Рисунок 18 – Сравнение ОДВ в пробах Вахского месторождения ДНС-5 с использованием деэмульгатора СНПХ 4901-02

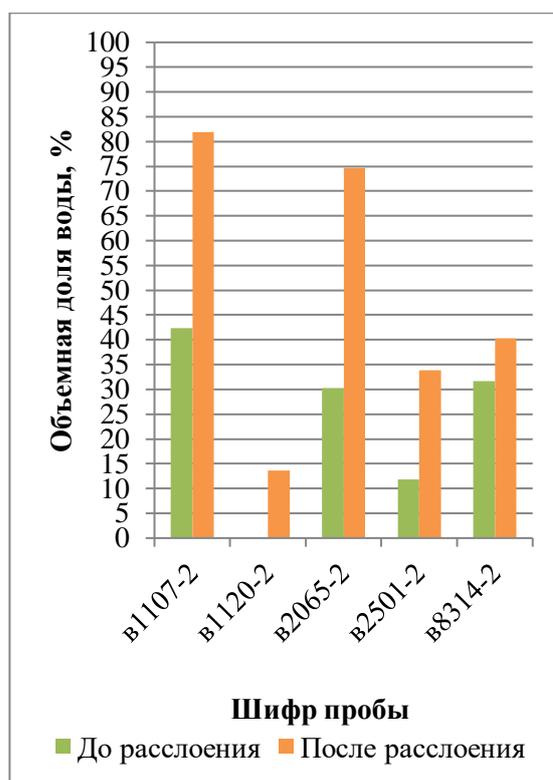


Рисунок 19 – Сравнение ОДВ в пробах Вахского месторождения ДНС-6 с использованием деэмульгатора СНПХ 4901-02

Проанализировав результаты, полученные в ходе добавления деэмульгатора СНПХ 4901-02 в пробы Вахского месторождения, установлено, что четкая граница раздела фаз во всех пробах, относящихся к ДНС-1 и ДНС-2, появлялась через 15 минут отстаивания.

Средняя продолжительность термостатирования проб подгруппы ДНС-4 составила 30 минут. При этом эмульсии в пробах, в которых до отстаивания не было видимого столба воды, разрушались через 45 минут после начала процесса отстаивания.

Пробы ДНС-5 и ДНС-6 расслаивались через 15-30 минут от начала анализа. Эмульсии в пробах v1272-2 и v1120-2 разрушились только через 45 минут.

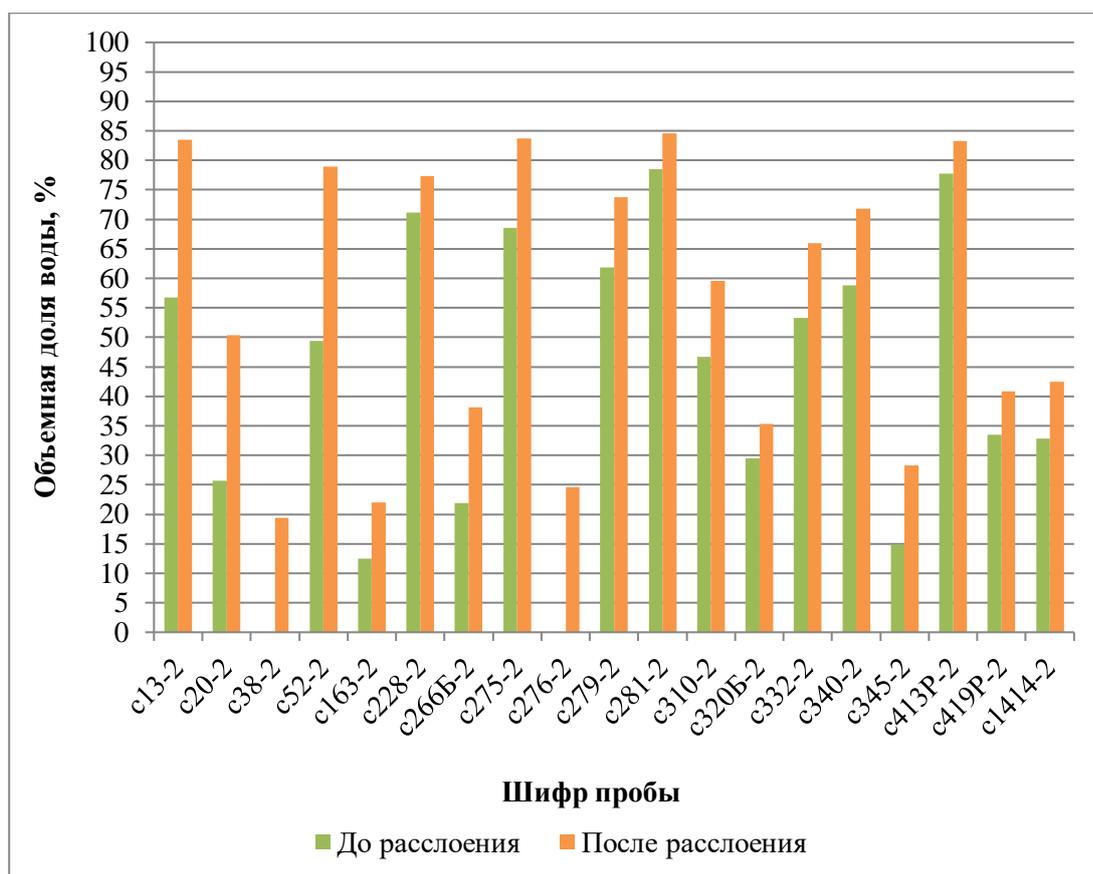


Рисунок 20 – Сравнение ОДВ в пробах Северного месторождения с использованием деэмульгатора СНПХ 4901-02

Средняя длительность отстаивания проб Северного месторождения составила 30 минут. Пробы c38-2 и c276-2 расслоились только по истечении 45 минут.

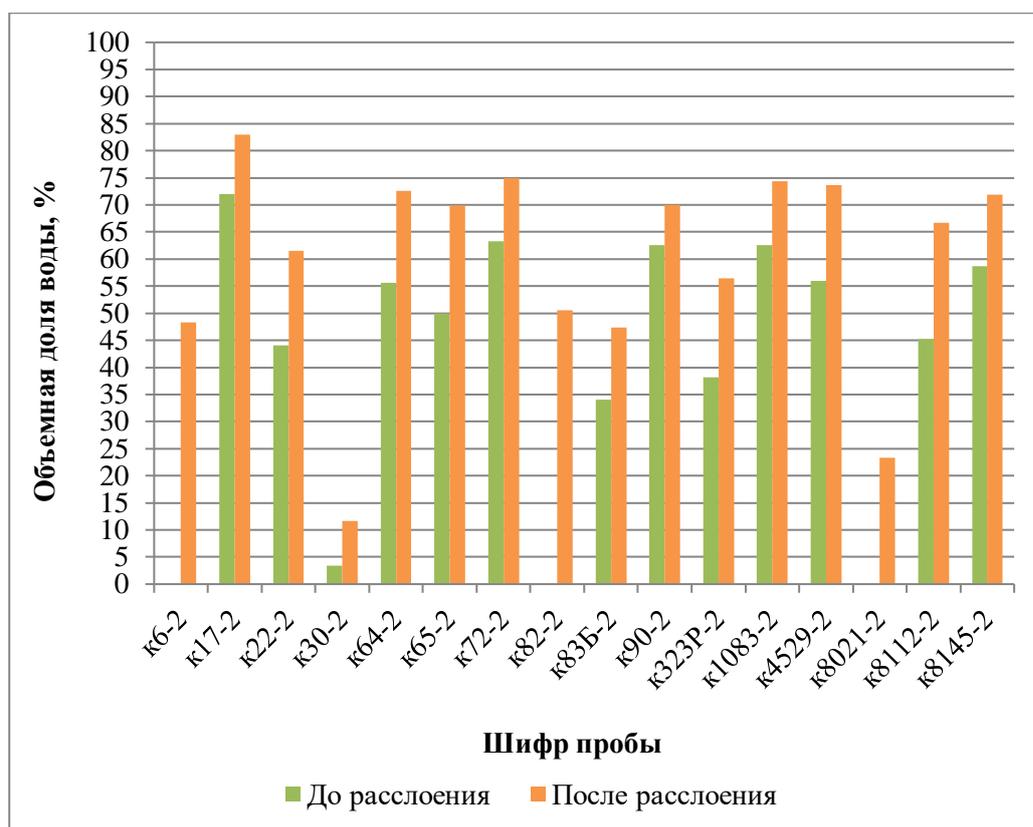


Рисунок 21 – Сравнение ОДВ в пробах Кошильского месторождения с использованием деэмульгатора СНПХ 4901-02

Большинство проб Кошильского месторождения, имея высокую начальную обводненность, расслоились в течение 15-30 минут. Эмульсии в четырех пробах: к6-2, к30-2, к82-2 и к8021-2 разрушились через 45 минут.

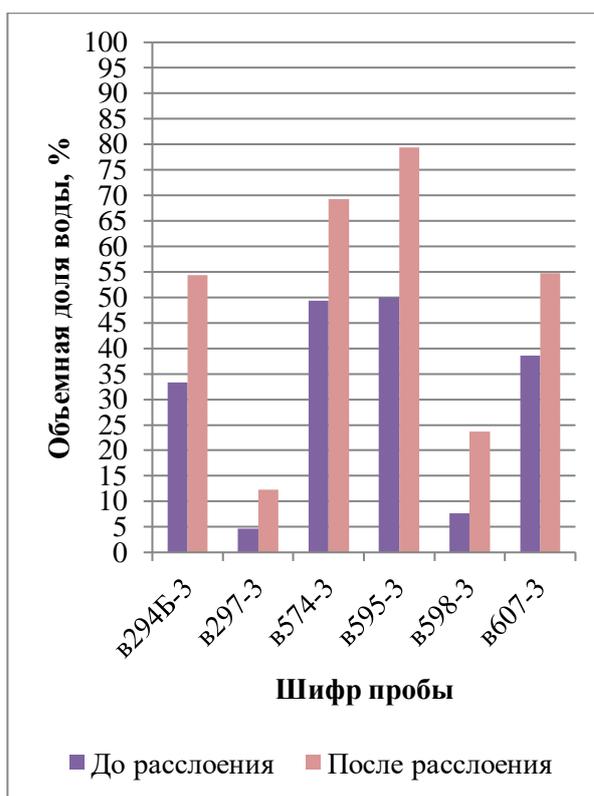


Рисунок 22 – Сравнение ОДВ в пробах Вахского месторождения ДНС-1 с использованием деэмульгатора Акватек 600 Д

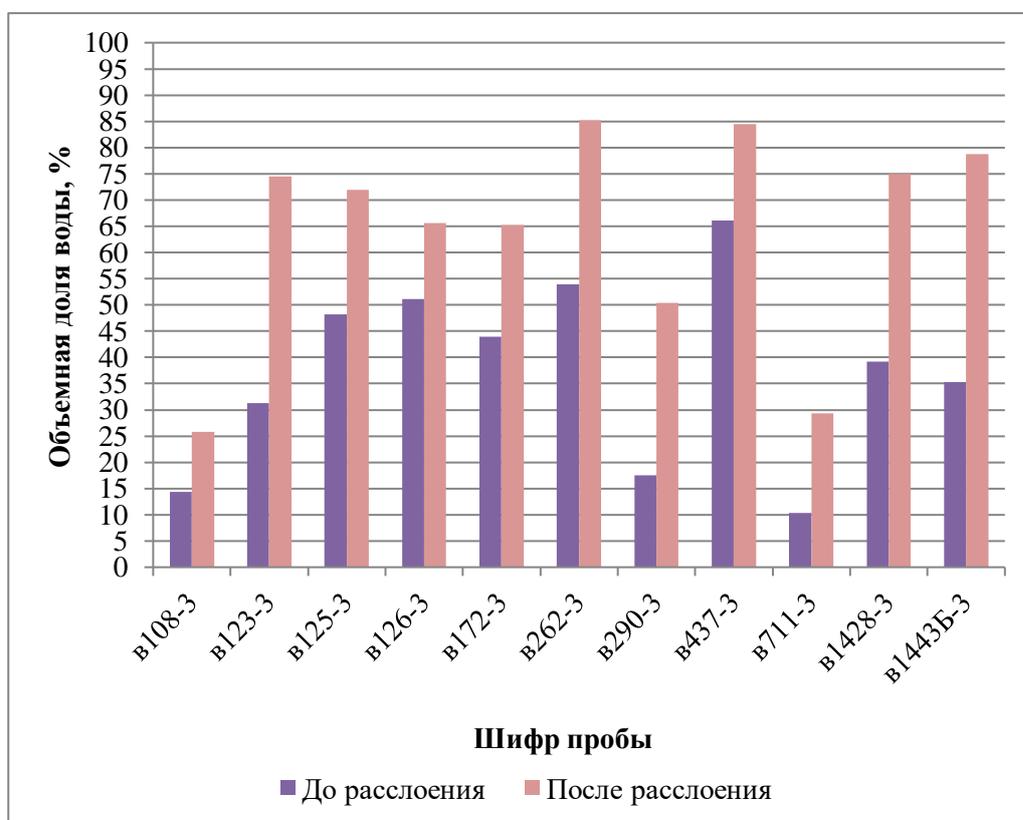


Рисунок 23 – Сравнение ОДВ в пробах Вахского месторождения ДНС-2 с использованием деэмульгатора Акватек 600 Д

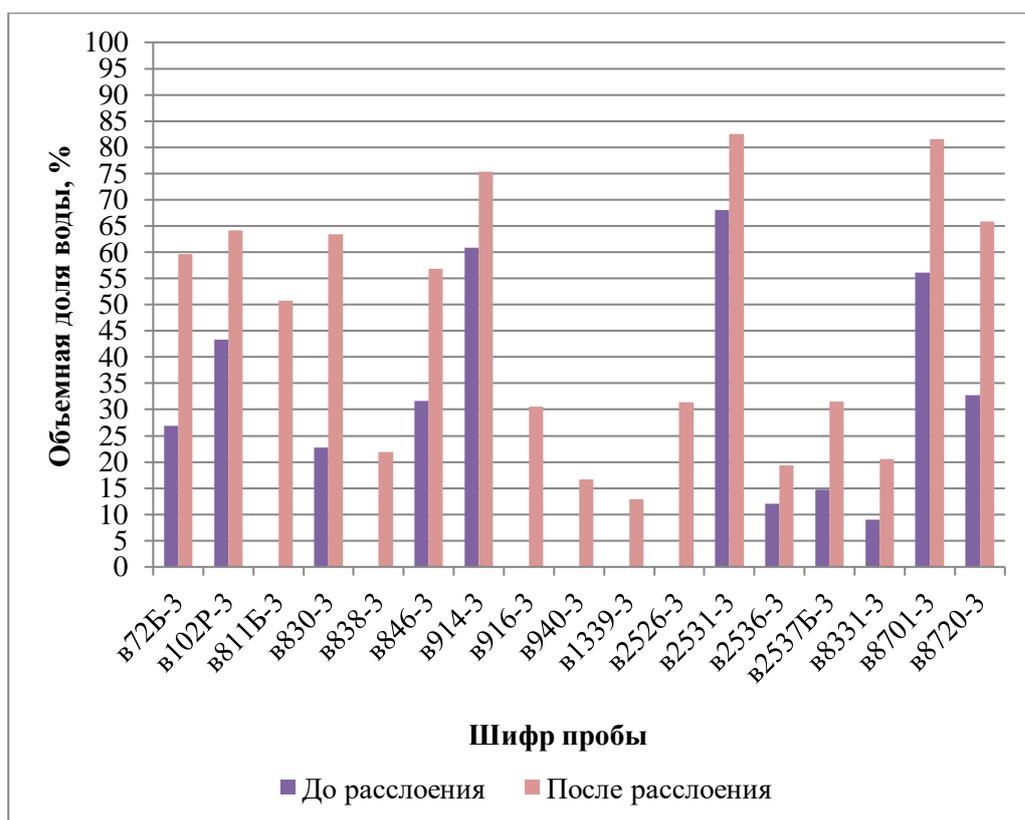


Рисунок 24 – Сравнение ОДВ в пробах Вахского месторождения ДНС-4 с использованием деэмульгатора Акватек 600 Д

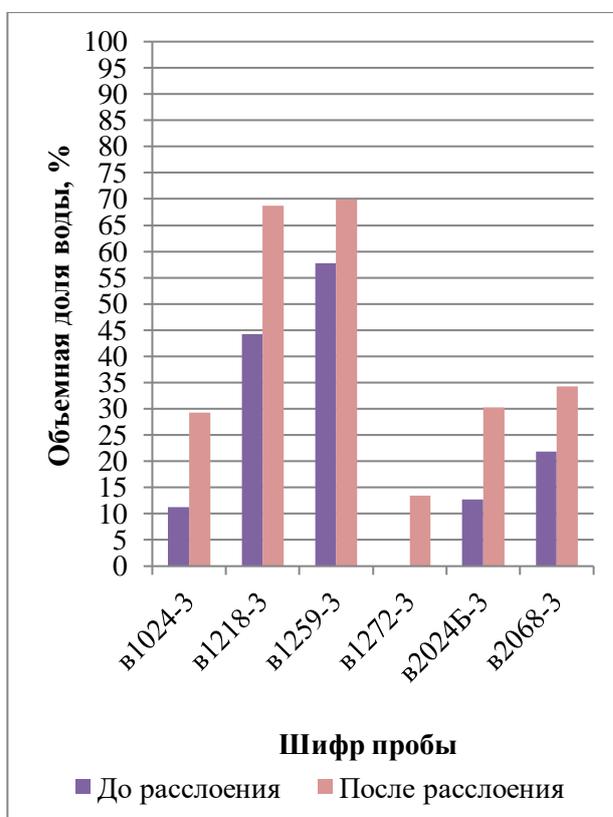


Рисунок 25 – Сравнение ОДВ в пробах Вахского месторождения ДНС-5 с использованием деэмульгатора Акватек 600 Д

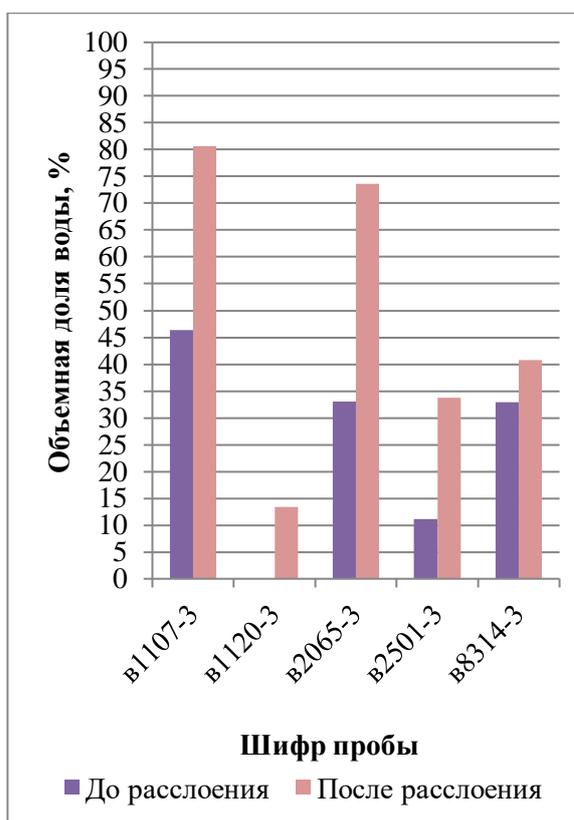


Рисунок 26 – Сравнение ОДВ в пробах Вахского месторождения ДНС-6 с использованием деэмульгатора Акватек 600 Д

Из анализа результатов, полученных в ходе добавления деэмульгатора Акватек 600 Д в пробы Вахского месторождения, следует, что четкая граница раздела фаз в пробах, относящихся к ДНС-2, появлялась через 15 минут отстаивания. Пробы ДНС-1 расслаивались преимущественно по истечении 30 минут.

Средняя продолжительность термостатирования проб подгруппы ДНС-4 составила 30 минут. При этом эмульсии в пробах, в которых до отстаивания массовая доля воды не превышала 15,0 %, разрушались через 45 минут после начала процесса отстаивания. В пробах с шифрами v940-3 и v1339-3 четкая граница наблюдалась только через 1 час после начала анализа.

Все пробы ДНС-5, кроме v1272-3, расслоились в течение 15 минут. Пробы ДНС-6 расслаивались преимущественно через 30 минут от начала анализа. Эмульсии в пробах v1272-3, v1120-3 и v2501-3 полностью разрушились только через 45 минут.

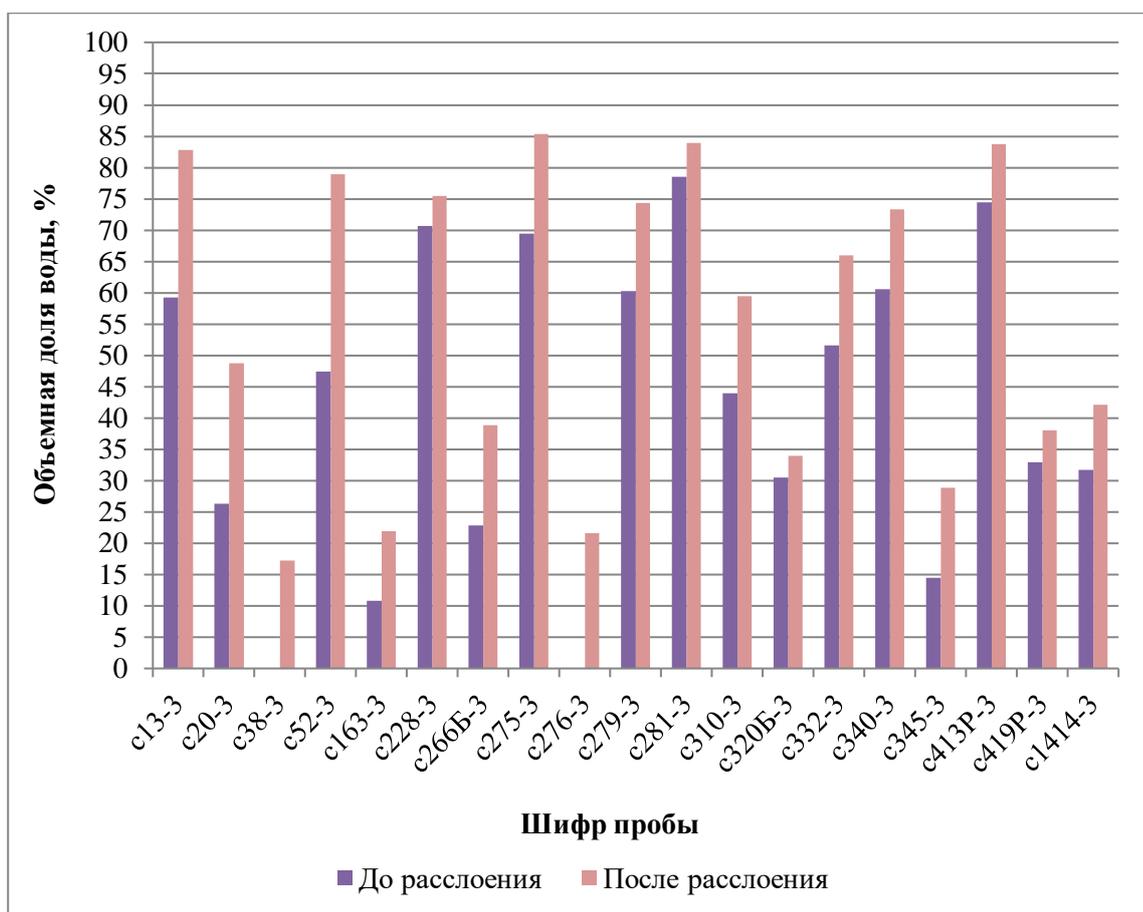


Рисунок 27 – Сравнение ОДВ в пробах Северного месторождения с использованием деэмульгатора Акватек 600 Д

Среднее время термостатирования проб Северного месторождения составило 30 минут. Полное расслоение проб с20-3, с266Б-3 и с345-3 произошло через 45 минут. Пробы с38-3 и с276-3 расслоились только по истечении 1 часа.

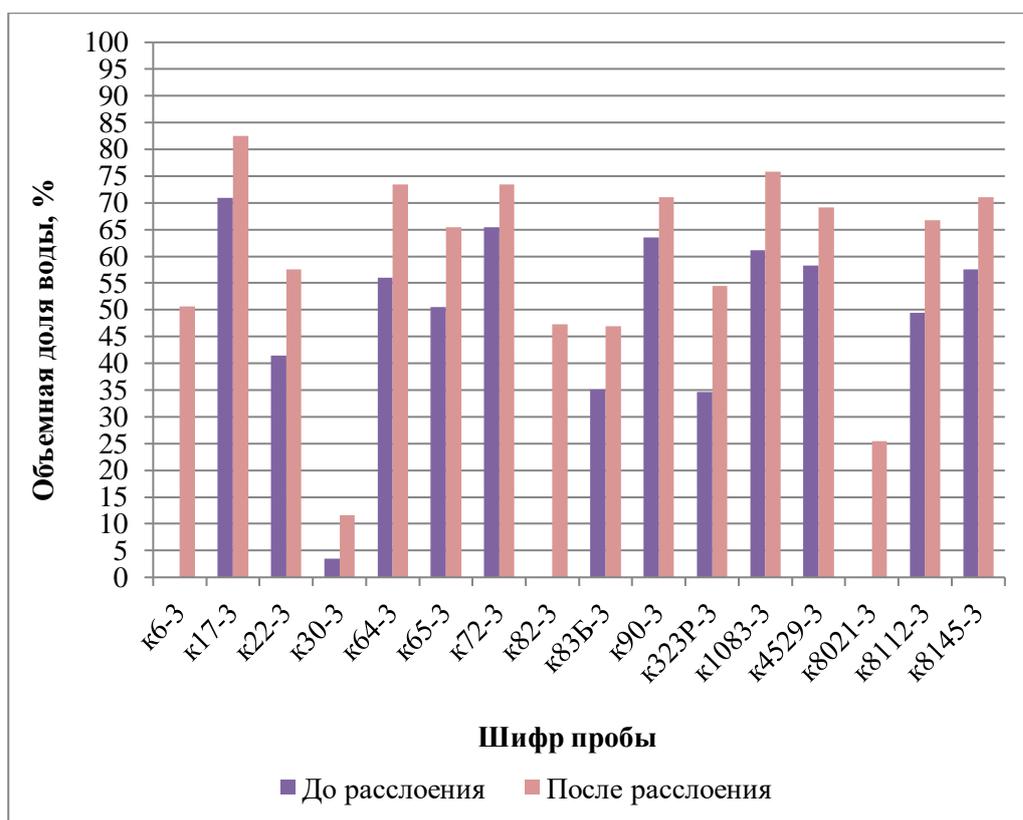


Рисунок 28 – Сравнение ОДВ в пробах Кошильского месторождения с использованием деэмульгатора Акватек 600 Д

Большинство проб Кошильского месторождения расслоились в течение 15 минут. Эмульсии в трёх пробах: к6-3, к30-3 и к82-3 разрушились через 30 минут. Проба к8021-3 расслоилась через 45 минут.

Таким образом, при проведении лабораторных испытаний продолжительность термостатирования составила от 15 минут до 1 часа. При этом наблюдалось полное разрушение эмульсионного слоя и появление четкой границы раздела фаз «вода – нефть».

Установлено влияние физико-химических свойств нефти на скорость обезвоживания: на разрушение эмульсий в пробах с Северного месторождения даже при высокой начальной обводненности скважин уходит в среднем на 10 минут больше, чем на пробы с Вахского и Кошильского месторождений. Это связано с более высокими плотностью, вязкостью и массовой долей парафинов в нефти Северного месторождения.

Комплексное воздействие повышенной температуры и реагентов-деэмульгаторов Separol 50 DR, СНПХ 4901-2 и Акватек 600 Д на эмульсии показало в целом высокую эффективность их разрушения. На рисунке 29 изображен график затрат времени на разрушение эмульсий при применении различных деэмульгаторов.

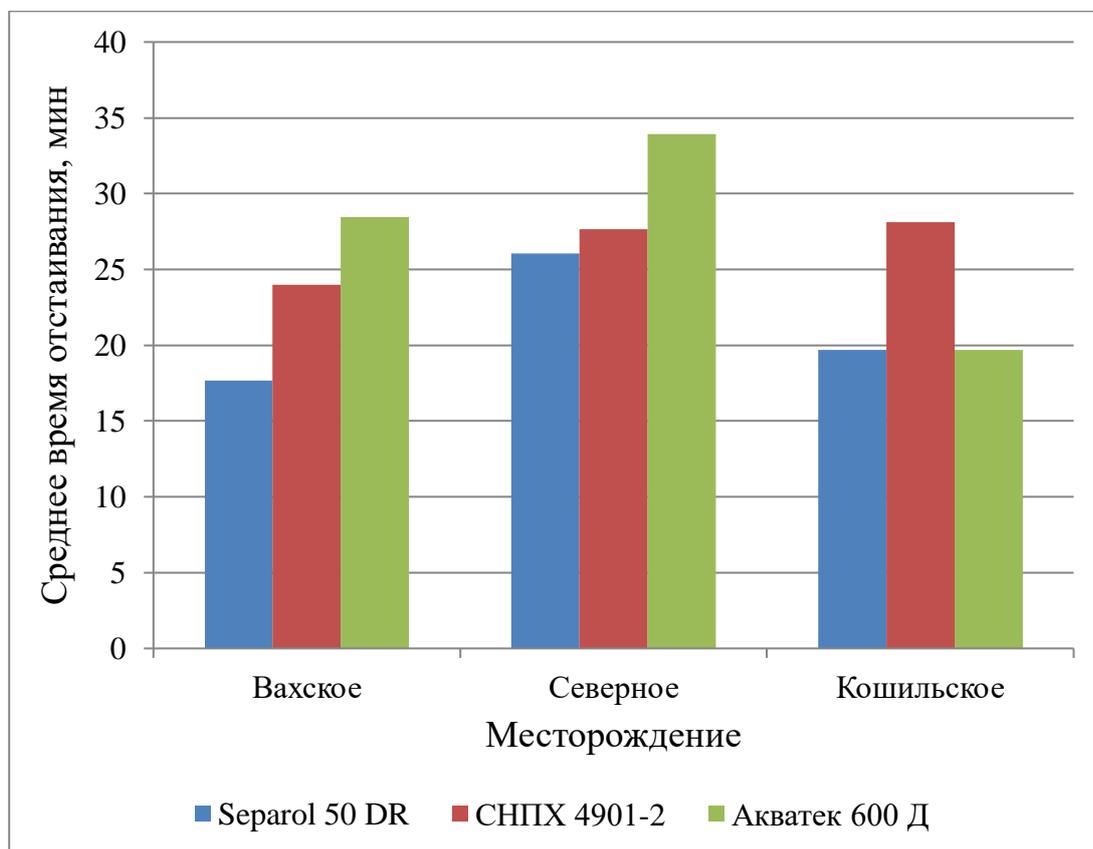


Рисунок 29 – Затраты времени на отстаивание

Как видно из рисунка 29, наиболее эффективным деэмульгатором из исследуемых оказался Separol 50 DR: время отстаивания проб с ним оказалось наименьшим для всех месторождений. Применение деэмульгатора Акватек 600 Д на пробах Кошильского месторождения показало значительно большую эффективность, чем применение СНПХ 4901-2. Несмотря на это, на других месторождениях время отстаивания проб с СНПХ 4901-2 было меньше, чем у проб с Акватек 600 Д.

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 [22].

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

Выполнение выпускной квалификационной работы проводилось в Инженерной школе природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета в отделении химической инженерии. Выпускная квалификационная работа заключалась в исследовании процесса разрушения водонефтяных эмульсий, которое проводилось в химико-аналитической лаборатории №1 АО «Томскнефть» ВНК. Область применения – первичная подготовка нефти.

5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований

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.

Провели сегментирование рынка услуг, представив его в виде таблицы 6.

Таблица 6 – Карта сегментирования рынка услуг

Размер компании	Вид деятельности		
	Промысел	НИИ	ВУЗ
Крупные			
Средние			
Малые			

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. Как видно из карты сегментирования, наибольший интерес представляют крупные и средние компании, поэтому именно на них и стоит ориентироваться

Анализ конкурентных технических решений

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

В качестве конкурирующих разработок для разрушения водонефтяных эмульсий выбраны реагенты-деэмульгаторы Separol 50 DR, СНПХ 4901-02 и Акватек 600 Д. Оценочная карта для сравнения характеристик конкурентных технических решений (разработок) представлена в таблице 7, где: Б_С – реагент-деэмульгатор Separol 50 DR; Б_С – реагент-деэмульгатор СНПХ 4901-02; Б_А – реагент-деэмульгатор Акватек 600 Д.

Таблица 7 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _С	Б _С	Б _А	К _С	К _С	К _А
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Простота эксплуатации	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
Безопасность	0,2	3	4	3	0,6	0,8	0,6
Эффективность	0,3	5	4	4	1,5	1,2	1,2
Экономические критерии оценки эффективности							
Конкурентоспособность продукта	0,2	5	4	4	1,0	0,8	0,8
Стоимость реактивов	0,2	5	4	3	1,0	0,8	0,6
Итого:	1,0	23	21	19	4,6	4,1	3,7

Из таблицы 6 видно, что реагент-деэмульгатор Separol 50 DR, является более конкурентоспособным в сравнении с применением СНПХ 4901-02 и Акватек 600 Д.

SWOT-анализ

SWOT – это комплексный анализ какого-либо предприятия или дела, в данном случае – научно-исследовательской работы. SWOT-анализ применяется для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Составили первичную матрицу SWOT (таблица 8).

Таблица 8 – Матрица SWOT

	<p><i>Сильные стороны НИР:</i> Си1. Низкая стоимость реагента; Си2. Простота эксплуатации; Си3. Высокая эффективность по разрушению водонефтяных эмульсий</p>	<p><i>Слабые стороны НИР:</i> Сл1. Индивидуальный подбор компонентного состава химического реагента; Сл2. Отсутствие новизны Сл3. Низкая точность методики определения ОДВ</p>
<p><i>Возможности:</i> В1. Повышение добычи высокообводненной нефти; В2. Повышение качества подготовки нефти; В3. Снижение нагрузки на промысловое оборудование</p>	–	–
<p><i>Угрозы:</i> У1. Появление более эффективного реагента; У2. Несвоевременная поставка реагента; У3. Рост темпов инфляции, налогов</p>	–	–

Использование интерактивной матрицы работы (таблица 9) помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT.

Таблица 9 – интерактивная матрица SWOT

Сильные стороны работы			
Возможности проекта	Си1	Си2	Си3
В1	–	0	+
В2	–	0	+
В3	–	+	+
Сильные стороны работы			
Угрозы проекта	Си1	Си2	Си3
У1	+	–	+
У2	–	+	–
У3	+	–	–

Слабые стороны работы			
Возможности проекта	Сл1	Сл2	Сл3
В1	+	–	–
В2	–	–	0
В3	–	–	0
Слабые стороны работы			
Угрозы проекта	Сл1	Сл2	Сл3
У1	+	+	0
У2	0	–	–
У3	0	–	–

Составили итоговую матрицу SWOT-анализа (таблица 10).

Таблица 10 – Итоговая матрица SWOT

	<i>Сильные стороны НИР:</i>	<i>Слабые стороны НИР:</i>
	Си1. Низкая стоимость реагента; Си2. Простота эксплуатации; Си3. Высокая эффективность по разрушению водонефтяных эмульсий	Сл1. Индивидуальный подбор компонентного состава химического реагента; Сл2. Отсутствие новизны Сл3. Низкая точность методики определения ОДВ
<i>Возможности:</i>		
В1. Повышение добычи высокообводненной нефти;	Си3 – Эффективность реагента позволит добывать нефть, образующую стойкие эмульсии с водой;	Сл1 – Применение реагента ограничено разными видами нефти;
В2. Повышение качества подготовки нефти;	Си3 – Эффективность реагента позволит добиться более полного отделения воды от нефти;	–
В3. Снижение нагрузки на промысловое оборудование	Сл2, Сл3 – Простота использования и эффективность снизят нагрузки на ЭлОУ без дополнительных технологических решений;	–

Угрозы: У1. Появление более эффективного реагента;	Си1, Си3 – Низкая стоимость и достаточно высокая эффективность применения позволит сохранить спрос на деэмульгатор	Сл1, Сл2 – Появление более эффективного реагента может снизить спрос на исследуемые деэмульгаторы;
У2. Несвоевременная поставка реагента;	Си2 – Отсутствие необходимости проведения дополнительных мероприятий, предшествующих применению реагента	Сл1 – Ограниченность альтернативных реагентов, которые могут быть использованы при задержках поставок;
У3. Рост темпов инфляции, налогов	Си1 – Низкая стоимость позволит сохранить спрос на деэмульгатор	Сл1 – Невозможность замены используемого реагента на более дешевый аналог при росте цен без дополнительных исследований.

5.2 Планирование научно-исследовательских работ

Для выполнения научно-исследовательской работы сформирована группа из следующего состава: студент, соискатель степени бакалавра, научный руководитель, отвечающий за выполнение студентом ВКР, консультант по части социальной ответственности и консультант по части финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Перечень этапов и работ в рамках проведения научно-исследовательского проекта представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	Составление и утверждение технического задания	Руководитель, студент
Выбор направления исследований	Подбор и изучение материала по теме	Студент
	Выбор направления исследования	Руководитель, студент
	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, студент
Теоретические и экспериментальные исследования	Составление литературного обзора ВКР	Студент
	Проведение исследования альтернативных химических реагентов	Руководитель, студент

Обобщение и оценка результатов	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, студент
	Обсуждение результатов	Руководитель, студент
Выполнение иных разделов ВКР	Сбор информации и оформление результатов раздела СО. Подбор данных и оформление раздела финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Студент
Разработка технической документации и проектирование	Оформление пояснительной записки ВКР	Студент
	Рецензирование	Руководитель
Защита научно-исследовательской работы	Подготовка к защите ВКР	Руководитель, студент
	Защита ВКР	Студент

Определение трудоемкости работ

Трудоемкость выполнения проекта оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ож\ i}$ используется следующая формула:

$$t_{ож\ i} = \frac{3t_{\min\ i} + 2t_{\max\ i}}{5}, \quad (6)$$

где:

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

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

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

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое

вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы и рассчитывается по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ож} i}{\text{Ч}_i}, (7)$$

где:

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

$t_{ож} i$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

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

Продолжительность работ представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Временные показатели проведения научного исследования

Наименование этапа	Количество человек	Продолжительность работ, дн			T_{pi} , дн
		t_{min}	t_{max}	$t_{ож}$	
Составление и утверждение технического задания	Руководитель	1	2	1	1
Подбор и изучение материала по теме	Студент	5	7	6	6
Выбор направления исследования	Руководитель	1	1	1	1
	Студент	2	3	3	3
Календарное планирование работ по теме	Руководитель	1	1	1	1
	Студент	1	2	2	2
Составление литературного обзора ВКР	Студент	7	12	9	9
Проведение исследования альтернативных химических реагентов	Руководитель	1	3	2	2
	Студент	8	14	10	10
Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель	1	3	2	2
	Студент	1	3	2	2
Обсуждение результатов	Руководитель	2	3	2	2
	Студент	2	3	2	2
Сбор информации и оформление результатов раздела СО	Студент	5	9	7	7
Подбор данных и оформление раздела финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Студент	6	11	8	8
Оформление пояснительной записки ВКР	Студент	10	16	12	12
Рецензирование	Руководитель	1	4	2	2
Подготовка к защите ВКР	Руководитель	8	10	9	9
	Студент	8	10	9	9
Защита ВКР	Студент	1	1	1	1
Итого:	Руководитель				20
	Студент				71

Разработка графика проведения научного исследования

Выполнение ВКР является небольшим по объему исследованием, поэтому наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. План-график научного исследования комплексного разрушения водонефтяных эмульсий представлен в таблице 13.

Таблица 13 – План-график научного исследования

Вид работ	Исполнители	T _{pi}	Продолжительность выполнения работ										
			Март			Апрель			Май				
			01	10	20	01	10	20	01	10	20		
Составление и утверждение технического задания	Р	1											
Подбор и изучение материала по теме	С	6											
Выбор направления исследования	Р, С	4											
Календарное планирование работ по теме	Р, С	3											
Составление литературного обзора ВКР	С	9											
Проведение исследования альтернативных химических реагентов	Р, С	12											
Оценка эффективности полученных результатов	Р, С	4											
Обсуждение результатов	Р, С	4											
Сбор информации и оформление результатов раздела СО	С	7											
Подбор данных и оформление раздела финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	С	8											
Оформление пояснительной записки ВКР	С	12											
Рецензирование	Р	2											
Подготовка к защите ВКР	Р, С	18											
Защита ВКР	С	1											

5.3 Бюджет научно-технического исследования

Расчет материальных затрат НИИ

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{\text{расх } i}, \quad (8)$$

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.);

C_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 14:

Таблица 14 – Расчет затрат на сырье

№ п/п	Наименование сырья	Единица измерений	Расход	Цена за единицу, руб	Сумма, руб
1	Нефть	л	120	26,35	3126,00
2	Нефрас С2-80/120	л	4	53,71	214,84
3	Реагент-деэмульгатор Separol 50 DR	л	0,4	111,01	44,40
4	Реагент-деэмульгатор СНПХ 4901-02	л	0,4	114,62	45,85
5	Реагент-деэмульгатор Акватек 600 Д	л	0,4	133,41	53,36
Итого:					3484,45

Расчет затрат на специальное оборудование для экспериментальных работ

Все расчеты по приобретению спецоборудования и оборудования, имеющегося в организации, но используемого для каждого исполнения конкретной темы, сводятся в таблице 15.

Таблица 15 – Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

№ п/п	Наименование оборудования	Количество единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб	Общая стоимость оборудования, руб
1	Линейка измерительная металлическая по ГОСТ 427-75 с поверкой	1	684,00	684,00
2	Водяная баня GFL 1005	1	127 324,00	127 324,00
3	Пробоотборная стеклянная посуда с пробкой	240	20,00	4800,00
Итого:				132808,00

Расчет основной и дополнительной заработной платы

Статья включает в себя основную заработную плату участников исследования (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату, общая заработная плата рассчитывается по формуле:

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, (9)$$

где:

$Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

Размер основной заработной платы руководителя от предприятия (при его наличии) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} + T_{раб}, (10)$$

где:

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

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

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, (11)$$

где:

Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 16 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Научный руководитель проекта	Специалист по проекту – студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней: - выходные дни - праздничные дни	51 14	51 14
Потери рабочего времени, дн: - отпуск - невыходы по болезни	48 -	48 -
Действительный годовой фонд рабочего времени, раб. дн.	251	251

Месячный должностной оклад работника рассчитывается по формуле:

$$Z_m = Z_b \cdot (k_{пр} + k_d) \cdot k_p, (12)$$

где:

Z_b – базовый оклад, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент;

k_d – коэффициент доплат и надбавок;

k_p – районный коэффициент.

Численность исследователей равна двум. В исследовательскую группу входит руководитель (преподаватель) и студент.

Для расчетов принято: должностной оклад руководителя (преподавателя), согласно доступным данным составляет 25400 рубля в месяц; стипендия студента-бакалавра составляет 2800 рублей в месяц; коэффициент доплат и надбавок $k_d = 0,15$; размер отчислений во внебюджетные фонды – 27,1 %; коэффициент дополнительной заработной платы $k_d = 0,13$; районный коэффициент для Томска $k_p = 1,3$; премиальный коэффициент $k_{пр} = 0,3$.

Рассчитали месячный должностной оклад преподавателя:

$$Z_m = 25400 \cdot (1,3 + 0,15) \cdot 1,3 = 47879 \text{ руб.}$$

Рассчитали среднедневную заработную плату преподавателя:

$$Z_{\text{дн}} = (47879 \cdot 10,4) / 251 = 1983,83 \text{ руб.}$$

Рассчитали основную заработную плату преподавателя:

$$Z_{\text{осн}} = 1983,83 \cdot 20 = 39676,6 \text{ руб.}$$

Рассчитали дополнительную заработную плату преподавателя по формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, (13)$$

$$Z_{\text{доп}} = 0,13 \cdot 39676,6 = 5157,96 \text{ руб.}$$

Рассчитали среднедневную заработную плату студента:

$$Z_{\text{дн}} = (2800 \cdot 10,4) / 251 = 116,02 \text{ руб.}$$

Рассчитали основную заработную плату студента:

$$Z_{\text{осн}} = 116,02 \cdot 71 = 2320,4 \text{ руб.}$$

К стипендии студента дополнительной заработной платы не предусмотрено. Основная и дополнительная заработная плата участников исследования представлена в виде таблицы 17.

Таблица 17 – Заработная плата студента и преподавателя

Исполнители	$Z_{\text{б}}$, руб	$Z_{\text{м}}$, руб	$Z_{\text{дн}}$, руб	Раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб	$Z_{\text{доп}}$, руб
Руководитель	25400,00	47848,00	1983,83	20	39676,60	5157,96
Студент	2800,00	2800,00	116,02	71	8237,42	-

Рассчитали отчисления во внебюджетные фонды (30 %) по формуле:

$$Z_{\text{внеб}} = 0,30 \cdot Z_{\text{п}}, (14)$$

где:

$Z_{\text{внеб}}$ – отчисления во внебюджетные фонды;

$Z_{\text{п}}$ – общая зарплата.

Результат расчета представили в таблице 18.

Таблица 18 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнители	Заработная плата, руб	Отчисления, руб
Руководитель	44834,56	13450,37
Студент	8237,42	2471,23
Итого:	53071,98	15921,60

Формирование бюджета затрат научно-исследовательской работы

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Бюджет затрат на научно-исследовательский проект

Наименование статьи	Сумма, руб		
	Исполнение 1	Исполнение 2	Исполнение 3
Материальные затраты НИИ	3474,05	3478,38	3500,83
Затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ	132808,00	132808,00	132808,00
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	53071,98	53071,98	53071,98
Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	5157,96	5157,96	5157,96
Отчисления во внебюджетные фонды	15921,60	15921,60	15921,60
Бюджет затрат НИИ	210433,59	210437,92	210460,37

5.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической 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. Определили интегральный финансовый показатель разработки для выбранных вариантов исполнения исследования по формуле:

$$I_{\text{фин.р}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (15)$$

где:

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

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательской работы (в т. ч. аналоги).

$$I_{\text{фин.р}}^{\text{исп.1}} = 210433,59 / 210460,37 = 1,00;$$

$$I_{\text{фин.р}}^{\text{исп.1}} = 210437,92 / 210460,37 = 1,00;$$

$$I_{\text{фин.р}}^{\text{исп.1}} = 210460,37 / 210460,37 = 1,00;$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования определили следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, (16)$$

где:

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

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i – балльная оценка i -го варианта исполнения разработки;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в таблице 20.

Таблица 20 – Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности исследования

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исполнение 1	Исполнение 2	Исполнение 3
Эффективность разрушения водонефтяной эмульсии	0,35	5	3	3
Экологичность реагента	0,25	3	4	3
Практическая применимость	0,15	5	5	5
Возможность интеграции с другими исследованиями	0,12	5	5	4
Потребность в дополнительных ресурсах	0,08	5	5	5
Трудоемкость внедрения	0,05	5	5	5
Итого:	1,00	4,50	4,05	3,68

Рассчитали интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки:

$$I_{\text{исп1(инт)}} = 4,50 / 1,00 = 4,50;$$

$$I_{\text{исп2(инт)}} = 4,05 / 1,00 = 4,05;$$

$$I_{\text{исп3(инт)}} = 3,68 / 1,00 = 3,68.$$

Сравнительная эффективность разработки определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп1}}}{I_{\text{исп2}}}, \quad (17)$$

и представлена в таблице 21.

Таблица 21 – Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Исполнение 1	Исполнение 2	Исполнение 3
Интегральный финансовый показатель разработки	1,00	1,00	1,00
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,50	4,05	3,68
Интегральный показатель эффективности	4,50	4,05	3,68
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1/2: 1,11	2/1: 0,90	3/1: 0,82
	1/3: 1,22	2/3: 1,10	3/2: 0,91

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволило определить, что первый вариант, использующий в качестве реагента-деэмульгатора Separol 50 DR, решения поставленной в дипломной работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности является наиболее приемлемым.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение проведен сравнительный анализ применения трех реагентов-деэмульгаторов для разрушения водонефтяных эмульсий. Рассмотрено применение химических реагентов Separol 50 DR, СНПХ 4901-02 и Акватек 600 Д . Сравнение рассчитанных интегральных показателей эффективности разработок обосновало применение химического реагента Separol 50 DR для разрушения водонефтяных эмульсий, образованных нефтями месторождений Западной Сибири.

6 Социальная ответственность

В настоящее время требования к социальной ответственности предприятий нефтегазовой отрасли приобретают все большее значение. В теории и практике утвердилось понятие о корпоративной ответственности предприятий.

В данной выпускной квалификационной работе исследуются комплексные методы разрушения водонефтяных эмульсий Вахского, Северного и Кошильского месторождений. Экспериментальная часть дипломной работы осуществлялась в химико-аналитической лаборатории №1 АО «Томскнефть» ВНК. 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 комнате находится аптечка первой медицинской помощи, углекислотный огнетушитель для тушения пожара и демеркуризационный комплект. 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.

АО «Томскнефть» ВНК стремится принимать все меры, направленные на сохранение благоприятной окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов на своих месторождениях и лицензионных участках недр. В компании разрабатываются и реализуются социальные и благотворительные программы, направленные на повышение качества жизни населения и ускорение экономического развития территорий стратегических интересов холдинга. Компания создает безопасные условия труда, совершенствует производственные процессы, инвестирует в повышение

квалификации сотрудников, обеспечивает соблюдение производственной дисциплины, что позволяет минимизировать риски и предотвратить возникновение несчастных случаев [23].

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Химико-аналитическая лаборатория является опасным производственным объектом, на котором производится работа с применением горючих и токсичных веществ. Существует необходимость строгого соблюдения мер безопасности, предусмотренных федеральным законом от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 29.07.2018) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов".

Государственные гарантии трудовых прав и свобод граждан, создание благоприятных условий труда, защита прав и интересов работников и работодателей соблюдаются в соответствии с «Трудовым кодексом Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 16.12.2019). Все работники, занятые на производстве, должны проходить периодический медосмотр. К работам на объектах допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие соответствующее обучение и аттестацию по безопасным методам ведения работ.

При работах с вредными и опасными условиями в соответствии с типовыми нормами работникам бесплатно выдаются специальная одежда, специальная обувь, другие средства индивидуальной защиты (средства защиты органов зрения, средства защиты органов дыхания), а также смывающие и (или) обезвреживающие средства согласно Приказу Минтруда России от 09.12.2014 N 997н «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам сквозных профессий и должностей всех видов экономической деятельности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями

труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением» (зарегистрировано в Минюсте России 26.02.2015 N 36213).

Работникам, работающим и проживающим в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, предоставляются дополнительные отпуска, устанавливаются гарантии и компенсации, предусмотренные в Законе РФ «О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях» от 19 февраля 1993 г. N 4520-1.

6.2 Производственная безопасность

Работа в химической лаборатории регулируется техникой безопасности предприятия и требует соблюдения предписанных норм. Техника безопасности работ в аналитических лабораториях изложена в методических рекомендациях [24].

Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 в таблице 22 представлен перечень опасных и вредных факторов на объекте ХАЛ-1 отделение УПН «Вах» АО «Томскнефть» ВНК:

Таблица 22 – Опасные и вредные факторы на объекте

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работы			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Отклонение показателей микроклимата в помещении	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
2. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений»
3. Превышение уровня шума	-	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности»

4. Воздействие вредных веществ	-	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» ГОСТ 12.1.007-76 «ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»
5. Подвижные части производственного оборудования	-	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности»
6. Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов	-	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
7. Поражение электрическим током	+	+	+	ГОСТ 12.1.019-2017 «ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»
8. Нервно-психические перегрузки	+	+	+	ГОСТ 12.0.003-2015 «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»

6.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

В соответствии с таблицей 22 проведём анализ опасных и вредных производственных факторов.

1. Отклонение показателей микроклимата в помещении.

Показателями, характеризующими микроклимат рабочей зоны, являются температура воздуха, относительная влажность воздуха, скорость движения воздуха и интенсивность теплового излучения.

Источник возникновения фактора: холодный или теплый период года, работа систем приточно-вытяжной вентиляции и отопления.

Воздействие фактора на организм человека: повышенная утомляемость; снижение производительности труда; рост опасности возникновения производственных травм и заболеваний, в том числе профессиональных.

Установленные нормы: температура воздуха (18 - 25) °С; влажность воздуха (20 - 75) %; скорость движения воздуха не более 0,3 м/с.

На рабочем месте осуществляется постоянный контроль показателей температуры и влажности воздуха с помощью термогигрометра. При необходимости проводятся проветривания помещений.

2. Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Поскольку местом проведения работ является помещение, то возникает необходимость максимального приближения освещения к естественному солнечному свету.

Источник возникновения фактора: неисправность, отсутствие осветительных приборов или невозможность их установки.

Воздействие фактора на организм человека: повышенная утомляемость, снижение зрения.

Согласно ГОСТ Р 55710-2013 Для помещений лабораторий установленная норма освещенности составляет не менее 500 лк. В исследуемой химической лаборатории организовано естественное освещение через светопроемы, обеспечивающее коэффициенты естественной освещенности не ниже 1,5 %. Искусственное освещение представлено комбинированной системой. Освещенность в химической лаборатории составляет 750 лк, что соответствует нормам.

3. Превышение уровня шума.

Шум, как раздражающий фактор, оказывает неблагоприятное воздействие на организм человека. Источник его возникновения фактора: системы вентиляции и отопления.

Воздействие фактора на организм человека: снижение слуховой чувствительности, повышенная утомляемость, раздражительность, ухудшение памяти.

В соответствии с санитарными нормами [25] уровень шума в лаборатории не должен превышать 60 дБА. На рабочем месте исследователя уровень шума не превышает установленные нормы.

4. Воздействие вредных веществ.

Так как рабочее место располагается в химико-аналитической лаборатории, необходимо уделить внимание нормам ПДК вредных химических веществ.

Источник возникновения фактора: работа с едкими и токсичными летучими веществами.

Воздействие фактора на организм человека. При вдыхании: тошнота, головные боли, при длительном воздействии возможно возникновение хронических заболеваний. При попадании на кожу: раздражение (нефть и нефтепродукты) или химические ожоги (концентрированные кислоты, щелочи).

Согласно [26] рабочая зона представляет собой пространство высотой до двух метров над уровнем пола или площади, на которой находятся места постоянного или временного пребывания работающих. Для таких помещений установлены следующие ПДК вредных веществ, участвующих в исследовании:

- пары нефти, класс опасности III: 300 мг/м³;
- деэмульгатор, класс опасности III: 5 мг/м³;
- пары нефраса, класс опасности IV: 100 мг/м³.

На рабочем месте исследователя осуществляется контроль за содержанием вредных веществ в воздухе рабочей зоны при помощи газоанализатора. Концентрация вредных веществ не превышает установленные нормы.

5. Подвижные части производственного оборудования.

Источник возникновения фактора: движущиеся и подвижные части оборудования, стеклянная посуда и оборудование.

Воздействие фактора на организм человека: ушибы, глубокие порезы.

К травмированию может привести несоблюдение правил безопасности, конструктивные недостатки оборудования, неисправности защитных средств и оградительных устройств.

6. Повышенная температура поверхностей оборудования, материалов.

Источник возникновения фактора: электронагревательное оборудование.

Воздействие фактора на организм человека: термические ожоги.

7. Поражение электрическим током.

При нормальном режиме работы оборудования опасность электропоражения невелика, однако возможны аварийные режимы работы оборудования.

Источник возникновения фактора: электрооборудование.

Воздействие фактора на организм человека: термические ожоги, механические повреждения тканей и органов, изменение состава крови.

Согласно классификации помещений по электробезопасности дипломный проект разрабатывался в помещении без повышенной опасности (класс 01 по ГОСТ 12.1.019–2017), характеризующимся наличием следующих условий:

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

8. Нервно-психические перегрузки.

Источник возникновения фактора: большой объем работ, высокие требования к скорости и качеству исполнения, работа с опасными веществами, конфликты в коллективе.

Воздействие фактора на организм человека: повышенная утомляемость, раздражительность.

Меры по предотвращению воздействия вредного фактора заключаются в формировании распорядка работы и отдыха, четком распределении заданий в трудовом коллективе.

6.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя

Следует отличать средства коллективной защиты населения и трудовых коллективов от средств индивидуальной 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 и осветительные приборы.

К средствам защиты от поражения электрическим током относятся устройства автоматического отключения; предохранительные устройства; знаки безопасности.

В химической лаборатории применяются следующие СИЗ [27]:

- халаты лабораторные для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий;

- полукombineзон для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий;

- ботинки кожаные для выполнения технологических операций при интенсивном контакте обуви с нефтью и нефтепродуктами;

- перчатки из латекса (неопрена, нитрила) для работ в лабораториях с оборудованием при наличии кислот и щелочей до 30 %;

- нарукавники (поливинилхлорид, 100 %) для работ с маслами, нефтепродуктами, с кислотами и щелочами (до 70 %);

- фартук защитный из синтетических материалов, защищающий от кислот и щелочей от 20 % до 90 % (в зависимости от материала);

- очки защитные для защиты глаз от механического воздействия, от воздействия агрессивной среды, пыли, газов, паров, аэрозолей и капель химических продуктов;

- противоаэрозольные и противогазоаэрозольные респираторы для любых работ в атмосфере повышенной запыленности и незначительным превышением (не более обозначенной на маркировке фильтрующей способности) концентрации газов и паров;

– противогазы со сменными фильтрами для защиты органов дыхания, а также глаз и лица от газов, паров и аэрозолей в атмосфере повышенной запыленности и загазованности;

– газоанализатор для измерения концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

Для повышения уровня безопасности на рабочем месте работников обучают оказанию первой помощи, пожарно-техническому минимуму и присваивают группу по электробезопасности. Проводят периодические проверки знаний как по вышеперечисленным курсам, так и по курсу основной профессии лаборанта. Проводится ознакомление работников с действующими документами (инструкциями, методиками, стандартами и т. д.). На рабочем месте проводятся инструктажи вводные, первичные, повторные, целевые и внеплановые. В целях недопущения повторения аварий и происшествий, выпускают информационные листы с их подробным описанием и анализом. Периодически проводятся «Часы безопасности», посвященные определенным темам безопасной организации труда.

Все работники применяют СИЗ, которые проверяются на соблюдение требуемых норм эксплуатации. Соблюдаются нормы хранения и учета прекурсоров, ЛВЖ и ГЖ и других веществ. Перед началом работы работниками производится оценка возможных опасных и вредных факторов, в том числе проводится контроль загазованности воздушной среды. Оборудование своевременно проходит проверку (поверку, калибровку) в соответствии с установленными сроками, а также подвергается техническому обслуживанию со стороны персонала.

Автор данной работы считает, что вышеописанные мероприятия обеспечивают высокий уровень безопасности на рабочем месте лаборантов химического анализа АО «Томскнефть» ВНК.

6.3 Экологическая безопасность

Химические лаборатории являются источниками опасного для окружающей среды мусора.

Жизненный цикл химических реактивов в лаборатории начинается поставкой необходимых веществ от фирмы – поставщика сотруднику. В процессе использования образуются загрязненные исходные материалы, побочные продукты, загрязненные растворители и реагенты, ветошь и стеклобой. Для сбора каждого типа отхода необходимо используются специальные контейнеры.

Сточные воды представляют собой любые жидкости, которые выливают в раковину. На практике они содержат 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. Основные параметры, существенные для качества сточных вод:

- величина рН в интервале (6,0–10,5) ед;
- температура не более 35 °С;
- токсичность сточных вод должна быть меньше такой, при которой вещество воздействует на биологические процессы на станциях водоочистки, переработки или и его утилизации.

Воздействие на атмосферу со стороны химической лаборатории незначительно, так как отсутствуют объемные выбросы газообразных веществ.

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".

6.4 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), 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.

Пожаробезопасность. 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 относится большое число органических растворителей и взрывчатые вещества. Огнеопасные вещества требуют осторожности не только при работе с ними, но и при хранении их на складах.

Превентивные меры по предупреждению пожара. Все помещения лаборатории должны соответствовать требованиям пожарной безопасности по ГОСТ 12.1.004-91 и иметь средства пожаротушения по ГОСТ 12.4.009-83.

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 химических реактивов 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. К ним относятся:

- переносные и передвижные огнетушители (углекислотные, порошковые);
- пожарные краны и средства обеспечения их использования;
- пожарный инвентарь (ломы, багры пожарные, лопаты, емкости для воды и ящики для песка, ведра и ручные насосы и т.д.);
- противопожарное полотно для изоляции очага возгорания.

При выборе средств ликвидации пожаров необходимо учитывать химические превращения, которые могут произойти в условиях повышенной температуры.

Действия в результате возникновения пожара и меры по его ликвидации. Последовательно ликвидации пожаров в химической лаборатории:

- немедленно сообщить по телефону 01 пожарному посту (команде) о возгорании или включить пожарную сигнализацию;
- перекрыть магистральные вентили, краны газовой сети, вентиляции, обесточить электропроводку;
- удалить из лаборатории в безопасное место все огне- и взрывоопасные вещества;
- воспользоваться средствами ликвидации пожаров в химической лаборатории для тушения пожара.

Заключение к разделу

Политика АО «Томскнефть» ВНК в области промышленной безопасности регламентирована стандартом Общества «Заявление о политике в области промышленной безопасности». Основными целями Общества в области промышленной безопасности [23] являются: безопасная эксплуатация опасных производственных объектов, предупреждение инцидентов, аварий;

снижение риска аварий на опасных производственных объектах; обеспечение готовности подразделений к локализации и ликвидации последствий аварий и инцидентов на опасных производственных объектах.

Главной целью предприятия в области охраны труда является улучшение условий труда и снижение производственного травматизма.

На предприятии успешно функционирует система экологического менеджмента, соответствующая требованиям стандарта ГОСТ Р ИСО 14001-2016 «Системы экологического менеджмента. Требования и руководство по применению». Цели, утвержденные в АО "Томскнефть" ВНК, охватывают все аспекты природоохранной деятельности.

Таким образом, можно сделать вывод, что в АО «Томскнефть» ВНК большое внимание уделяется всем аспектам социальной ответственности.

Заключение

В работе изучены комплексные методы воздействия на водонефтяные эмульсии. Проведено экспериментальное исследование эффективности комплексного применения химического и термического методов разрушения водонефтяных эмульсий. Применение комбинированных методов приводит к эффективному разделению фаз «нефть – вода».

Для исследования использовались нефти с Вахского, Северного и Кошильского месторождений, расположенных в Западной Сибири. В качестве поверхностно-активных веществ были использованы следующие марки реагентов-деэмульгаторов: Separol 50 DR, СНПХ 4901-02 и Акватек 600 Д.

В ходе исследования было доказано, что на процесс отстаивания влияют физико-химические свойства нефти. С ростом плотности нефти скорость расслоения эмульсии снижается, равно как и с повышением содержания массовой доли парафинов.

Значительное влияние оказывает начальная обводненность нефти: чем она выше, тем легче происходит разделение. Добавление деэмульгатора резко интенсифицирует скорость и степень дегидратации. Повышение температуры сокращает время отстаивания для всех случаев добавления деэмульгатора.

В ходе исследования установлено, что наиболее эффективным деэмульгатором является Separol 50 DR.

Полученные результаты могут быть использованы для моделирования и оптимизации процессов подготовки нефти.

Список использованных источников

1. Михеева Е. В. Коллоидная химия: учебное пособие / Е. В. Михеева, Н. П. Пикула, А. П. Асташкина. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2014. – 186 с.
2. Ивашкина Е. Н. Теоретические основы химической технологии топлива и углеродных материалов: учебное пособие / Е. Н. Ивашкина, А. И. Левашова, Е. М. Юрьев. – 2-е изд., доп. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2015. – 233 с.
3. Фролов Ю. Г. Курс коллоидной химии. Поверхностные явления и дисперсные системы. Учебник для вузов / Ю. Г. Фролов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Химия, 1988. – 464 с.
4. Позднышев Г. Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий / Г. Н. Позднышев. – М.: Недра, 1982. – 224 с.
5. Логинов В. И. Обезвоживание и обессоливание нефтей / В. И. Логинов. – М.: Химия, 1979. – 214 с.
6. Абрамзон А. А. Поверхностно-активные вещества / А. А. Абрамзон. – Л.: Химия, 1981. – 304 с.
7. Дерягин Б. В. Теория устойчивости коллоидов и тонких пленок / Б. В. Дерягин. – М.: Наука, 1986. – 368 с.
8. Ребиндер П. А. Поверхностные явления в дисперсных системах. Коллоидная химия. Избранные труды / П. А. Ребиндер. – М.: Наука, 1978. – 177 с.
9. Тронов В. П. Разрушение эмульсии при добыче нефти / В. П. Тронов. – М.: Недра, 1974. – 271 с.
10. Абрамзон А. А. Поверхностно-активные вещества, свойства и применение / А. А. Абрамзон. – Л.: Химия, 1981. – 69 с.
11. Семихина Л. П., Москвина Е. Н., Кольчевская И. В. Явление синергизма в смесях поверхностно-активных веществ // Вестник Тюменского государственного университета. – № 5. – 2012. – 85-91 с.

12. Казакова Л. П. Твердые углеводороды нефти / Л. П. Казакова. – М.: Химия, 1986. – 176 с.
13. Фаизов А. А., Дряхлов В. О., Фазуллин Д. Д., Ягафарова Г. Г., Ягафарова Д. И. Разделение водонефтяных эмульсий с использованием мембранных фильтров // Вестник Технологического университета. – Т. 18, № 24. – 2015. – 136-138 с.
14. Гимазова Г. К., Вахитова А. К., Ермеев А. М., Елпидинский А. А. Изучение влияния магнитного поля на процесс обезвоживания нефтяных эмульсий // Вестник технологического университета. – Т. 18, № 8. – 2015. – 107-109 с.
15. Кашаев Р. С., Фасхийев Н. Р. Обезвоживание нефтей во вращающемся магнитном поле и контроль процесса методом ЯМР-релаксометрии // Нефтепромысловое дело. – № 5. – 2011. – 49-55 с.
16. Аксютина Л. Е., Пивоварова Н. А. Применение магнитных полей в нефтяной и нефтегазовой промышленности // Вестник АГТУ. – № 4. – 2004. – 77-81 с.
17. Ковалева Л. А., Зиннатуллин Р. Р., Благодичиннов В. Н., Мусин А. А., Фатхуллина Ю. И., Замула Ю. С. Разрушение водонефтяных эмульсий электромагнитным излучением в динамическом режиме // Труды Института механики УНЦ РАН. – № 9. – 2012. – 110-115 с.
18. Ковалева Л. А., Зиннатуллин Р. Р., Миннигалимов Р. З., Благодичиннов В. Н., Муллаянов А. И. Обезвоживание водонефтяных эмульсий и нефтешламов комплексным воздействием СВЧ электромагнитного поля в центробежном поле сил // Нефтепромысловое дело. – № 6. – 2013. – 45-48 с.
19. Ковалева Л. А., Миннигалимов Р. З., Зиннатуллин Р. Р. К исследованию диэлектрических и реологических характеристик водонефтяных эмульсий // Теплофизика высоких температур. – Т. 46, № 5. – 2008. – 792–795 с.

20. Верховых А. А., Елпидинский А. А. Исследование воздействия ультразвука на вязкость нефтяной эмульсии // Вестник Технологического университета. – Т. 18, № 19. – 2015. – 80-82 с.
21. Дворецкас Р. В. Разрушение стойких водонефтяных эмульсий ультразвуковым методом // Нефть и газ. – 2016. – 107-110 с.
22. Видяев И. Г., Серикова Г. Н., Гаврикова Н. А. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 36 с.
23. АО «Томскнефть» ВНК. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: www.tomskneft.ru
24. ПНД Ф 12.13.1-03 «Методические рекомендации. Техника безопасности при работе в аналитических лабораториях (общие положения)» от 04 сентября 2003 г.
25. СН 2.2.4/2.1.8.562–96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Санитарные нормы»: утверждены и введены в действие Постановлением Госкомсанэпиднадзора России от 31 октября 1996 г. N 36.
26. Постановление от 13 февраля 2018 года N 25 «Об утверждении гигиенических нормативов ГН 2.2.5.3532-18 "Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны"».
27. Положение АО «Томскнефть» ВНК. Требования к средствам индивидуальной защиты и порядок обеспечения ими работников. № ПЗ-05 Р-0908 ЮЛ-098 версия 1.02 с изм. – г. Стрежевой, 2017. – 128 с.
28. B.F. Silva, C. Rodríguez-Abreu, N. Vilanova. Recent advances in multiple emulsions and their application as templates // Curr. Opin. Colloid Interface Sci., Int. – 2016. Vol. 25, pp. 98–108.
29. Perles C. E., Volpe P. L. O., Bombard A. J. F. Study of the cation and salinity effect on electrocoalescence of water/crude oil emulsions // Energy Fuels, USA. – 2012. Vol. 26, pp. 6914 – 6924.

Приложение А

Таблица 1 – Список проб, взятых для анализа

Шифр пробы	Реагент-деэмульгатор	Скважина	Куст	ДНС	Месторождение
в294Б-1	Separol DR 50	294Б	9	1	Вахское
в297-1		297	2		
в574-1		574	5		
в595-1		595	47		
в598-1		598	47		
в607-1		607	47		
в108-1		108	27		
в123-1		123	24	2	
в125-1		125	24		
в126-1		126	24		
в172-1		172	21		
в262-1		262	8		
в290-1		290	10		
в437-1		437	24		
в711-1		711	17		
в1428-1		1428	38		
в1443Б-1		1443Б	38		
в72Б-1		72Б	72Р	4	
в102Р-1		102Р	66		
в811Б-1		811Б	34		
в830-1		830	35		
в838-1		838	35		
в846-1		846	35		
в914-1		914	64		
в916-1		916	64		
в940-1		940	66		
в1339-1		1339	35		
в2526-1		2526	34		
в2531-1		2531	34		
в2536-1		2536	64		
в2537Б-1		2537Б	64		
в8331-1		8331	34		
в8701-1		8701	104		
в8720-1	8720	104			
в1024-1	1024	53	5		
в1218-1	1218	54			
в1259-1	1259	52			
в1272-1	1272	54			
в2024Б-1	2024Б	52			
в2068-1	2068	54			

Продолжение таблицы 1

В1107-1	Separol DR 50	1107	71	6	Вахское
В1120-1		1120	72		
В2065-1		2065	73		
В2501-1		2501	74		
В8314-1		8314	52А		
С13-1		13	2	«Северное»	Северное
С20-1		20	3		
С38-1		38	5		
С52-1		52	2		
С163-1		163	2		
С228-1		228	2		
С266Б-1		266Б	9		
С275-1		275	9		
С276-1		276	9		
С279-1		279	9		
С281-1		281	9		
С310-1		310	1		
С320Б-1		320Б	2		
С332-1		332	5		
С340-1		340	5		
С345-1		345	7		
С413Р-1		413Р	-		
С419Р-1		419Р	5		
С1414-1		1414	12		
К6-1		6	4		
К17-1		17	5		
К22-1		22	4		
К30-1		30	8		
К64-1		64	8		
К65-1		65	5А		
К72-1		72	5А		
К82-1		82	7		
К83Б-1		83Б	7		
К90-1	90	7			
К323Р-1	323Р	-			
К1083-1	1083	56			
К4529-1	4529	95			
К8021-1	8021	100			
К8112-1	8112	6			
К8145-1	8145	100			

Продолжение таблицы 1

В294Б-2	СНПХ 4901-2	294Б	9	1	Вахское
В297-2		297	2		
В574-2		574	5		
В595-2		595	47		
В598-2		598	47		
В607-2		607	47		
В108-2		108	27	2	
В123-2		123	24		
В125-2		125	24		
В126-2		126	24		
В172-2		172	21		
В262-2		262	8		
В290-2		290	10		
В437-2		437	24		
В711-2		711	17		
В1428-2		1428	38		
В1443Б-2		1443Б	38		
В72Б-2		72Б	72Р		
В102Р-2		102Р	66		
В811Б-2		811Б	34		
В830-2		830	35		
В838-2		838	35		
В846-2		846	35		
В914-2		914	64		
В916-2		916	64		
В940-2		940	66		
В1339-2		1339	35		
В2526-2		2526	34		
В2531-2		2531	34		
В2536-2		2536	64		
В2537Б-2		2537Б	64		
В8331-2		8331	34		
В8701-2		8701	104		
В8720-2		8720	104		
В1024-2	1024	53	5		
В1218-2	1218	54			
В1259-2	1259	52			
В1272-2	1272	54			
В2024Б-2	2024Б	52			
В2068-2	2068	54			
В1107-2	1107	71	6		
В1120-2	1120	72			
В2065-2	2065	73			
В2501-2	2501	74			
В8314-2	8314	52А			

Продолжение таблицы 1

c13-2	СНПХ 4901-2	13	2	«Северное»	Северное		
c20-2		20	3				
c38-2		38	5				
c52-2		52	2				
c163-2		163	2				
c228-2		228	2				
c266Б-2		266Б	9				
c275-2		275	9				
c276-2		276	9				
c279-2		279	9				
c281-2		281	9				
c310-2		310	1				
c320Б-2		320Б	2				
c332-2		332	5				
c340-2		340	5				
c345-2		345	7				
c413Р-2		413Р	-				
c419Р-2		419Р	5				
c1414-2		1414	12				
к6-2		6	4			5	Кошильское
к17-2	17	5					
к22-2	22	4					
к30-2	30	8					
к64-2	64	8					
к65-2	65	5А					
к72-2	72	5А					
к82-2	82	7					
к83Б-2	83Б	7					
к90-2	90	7					
к323Р-2	323Р	-					
к1083-2	1083	56					
к4529-2	4529	95					
к8021-2	8021	100					
к8112-2	8112	6					
к8145-2	8145	100					
в294Б-3	Акватек 600 Д	294Б	9	1	Вахское		
в297-3		297	2				
в574-3		574	5				
в595-3		595	47				
в598-3		598	47				
в607-3		607	47				

Продолжение таблицы 1

В108-3	Акватория 600 Д	108	27	2	Вахское
В123-3		123	24		
В125-3		125	24		
В126-3		126	24		
В172-3		172	21		
В262-3		262	8		
В290-3		290	10		
В437-3		437	24		
В711-3		711	17		
В1428-3		1428	38		
В1443Б-3		1443Б	38		
В72Б-3		72Б	72Р	4	
В102Р-3		102Р	66		
В811Б-3		811Б	34		
В830-3		830	35		
В838-3		838	35		
В846-3		846	35		
В914-3		914	64		
В916-3		916	64		
В940-3		940	66		
В1339-3		1339	35		
В2526-3		2526	34		
В2531-3		2531	34		
В2536-3		2536	64		
В2537Б-3		2537Б	64		
В8331-3		8331	34		
В8701-3		8701	104		
В8720-3		8720	104		
В1024-3		1024	53	5	
В1218-3		1218	54		
В1259-3		1259	52		
В1272-3		1272	54		
В2024Б-3	2024Б	52			
В2068-3	2068	54	6		
В1107-3	1107	71			
В1120-3	1120	72			
В2065-3	2065	73			
В2501-3	2501	74			
В8314-3	8314	52А			

Продолжение таблицы 1

с13-3	Акваторек 600 Д	13	2	«Северное»	Северное
с20-3		20	3		
с38-3		38	5		
с52-3		52	2		
с163-3		163	2		
с228-3		228	2		
с266Б-3		266Б	9		
с275-3		275	9		
с276-3		276	9		
с279-3		279	9		
с281-3		281	9		
с310-3		310	1		
с320Б-3		320Б	2		
с332-3		332	5		
с340-3		340	5		
с345-3		345	7		
с413Р-3		413Р	-		
с419Р-3		419Р	5		
с1414-3		1414	12		
к6-3		6	4	5	Кошильское
к17-3		17	5		
к22-3		22	4		
к30-3		30	8		
к64-3		64	8		
к65-3		65	5А		
к72-3		72	5А		
к82-3		82	7		
к83Б-3		83Б	7		
к90-3		90	7		
к323Р-3	323Р	-			
к1083-3	1083	56			
к4529-3	4529	95			
к8021-3	8021	100			
к8112-3	8112	6			
к8145-3	8145	100			

Приложение Б

Таблица 2 – Свойства исследуемых нефтей

№ п/п	Показатель	Единица измерения	НД на метод испытаний	Результат УПСВ-4	Результат УПСВ-5	Результат УПСВ-6
1	Массовая доля воды	%	ГОСТ 2477	0,24	0,21	0,40
2	Плотность при 20 °С	кг/м ³	ГОСТ 3900	858,7	862,2	863,2
3	Массовая доля парафина	%	ГОСТ 11851	1,8	1,5	1,6
4	Массовая доля механических примесей	%	ГОСТ 6370	0,0049	0,0043	0,0047
5	Вязкость кинематическая, при 20 °С	мм ² /с	ГОСТ 33	5,709	6,520	6,320
6	Массовая доля серы	%	ГОСТ Р 51947	0,419	0,502	0,521
7	Массовая концентрация хлористых солей	мг/дм ³	ГОСТ 21534 (метод А)	37,4	14,4	51,5
8	Температура застывания	°С	ГОСТ 20287	-32,0	-41,0	-31,0
9	Температура начала кипения	°С	ГОСТ 2177	36,2	38,4	37,2
10	Выход фракций при 200 °С	%		32,1	30,9	30,0
11	Выход фракций при 300 °С	%		52,2	51,3	50,3

Продолжение таблицы 2

№ п/п	Показатель	Единица измерения	НД на метод испытаний	Результат УПН «Вах»	Результат УПСВ «Северное»
1	Массовая доля воды	%	ГОСТ 2477	0,09	0,21
2	Плотность при 20 °С	кг/м ³	ГОСТ 3900	862,2	884,2
3	Массовая доля парафина	%	ГОСТ 11851	1,8	2,2
4	Массовая доля механических примесей	%	ГОСТ 6370	0,0041	0,0060
5	Вязкость кинематическая, при 20 °С	мм ² /с	ГОСТ 33	5,530	12,50
6	Массовая доля серы	%	ГОСТ Р 51947	0,447	0,633
7	Массовая концентрация хлористых солей	мг/дм ³	ГОСТ 21534 (метод А)	10,4	17,4
8	Температура застывания	°С	ГОСТ 20287	-39,0	-60,0
9	Температура начала кипения	°С	ГОСТ 2177	38,8	43,5
10	Выход фракций при 200 °С	%		30,2	23,4
11	Выход фракций при 300 °С	%		50,4	41,5

Приложение В

Таблица 4 – Результаты расчета ОДВ

Шифр пробы	До расслоения			После расслоения			
	h_0 , см	H_0 , см	V_0 , %	h , см	H , см	V , %	Δ , %
В294Б-1	3,6	11,5	31,3	6,3	11,4	55,3	2,8
В297-1	0,3	14,8	2,0	1,9	14,6	13,0	-
В574-1	8,1	17,2	47,1	11,9	17,2	69,2	3,5
В595-1	4,9	9,9	49,5	8,0	9,8	81,6	4,1
В598-1	1,0	17,2	5,8	4,1	17,0	24,1	-
В607-1	3,4	8,8	38,6	4,8	8,7	55,2	2,8
В108-1	2,1	12,4	16,9	3,6	12,4	29,0	1,5
В123-1	4,6	11,0	41,8	7,6	11,0	69,1	3,5
В125-1	6,5	13,5	48,1	9,7	13,5	71,9	3,6
В126-1	5,9	13,1	45,0	7,9	13,1	60,3	3,0
В172-1	5,7	11,6	49,1	7,5	11,5	65,2	3,3
В262-1	4,8	9,0	53,3	7,3	8,8	83,0	4,2
В290-1	1,6	11,2	14,3	5,6	11,1	50,5	2,5
В437-1	6,3	11,6	54,3	8,2	11,6	70,7	3,5
В711-1	0,8	11,8	6,8	3,1	11,7	26,5	1,3
В1428-1	3,6	9,9	36,4	7,8	9,8	79,6	4,0
В1443Б-1	5,1	15,3	33,3	11,9	15,2	78,3	3,9
В72Б-1	2,5	10,3	24,3	5,8	10,2	56,9	2,8
В102Р-1	4,4	10,9	40,4	7,0	10,9	64,2	3,2
В811Б-1	-	-	-	6,3	13,0	48,5	2,4
В830-1	4,1	15,5	26,5	9,8	15,3	64,1	3,2
В838-1	-	-	-	2,4	11,1	21,6	-
В846-1	2,5	9,6	26,0	5,5	9,5	57,9	2,9
В914-1	5,6	9,8	57,1	7,3	9,8	74,5	3,7
В916-1	-	-	-	3,0	9,8	30,6	1,5
В940-1	-	-	-	2,2	13,8	15,9	-
В1339-1	-	-	-	1,4	9,4	14,9	-
В2526-1	-	-	-	3,9	12,1	32,2	1,6
В2531-1	6,3	9,3	67,7	7,6	9,2	82,6	4,1
В2536-1	1,2	16,5	7,3	3,7	16,5	22,4	-
В2537Б-1	1,9	14,9	12,8	4,8	14,7	32,7	1,6
В8331-1	1,2	15,4	7,8	3,5	15,3	22,9	-
В8701-1	7,3	15,9	45,9	12,4	15,8	78,5	3,9
В8720-1	4,5	15,2	29,6	9,0	15,2	59,2	3,0
В1024-1	1,2	12,4	9,7	3,7	12,2	30,3	1,5
В1218-1	6,2	13,5	45,9	9,4	13,4	70,1	3,5
В1259-1	8,2	15,5	52,9	12,4	15,5	80,0	4,0
В1272-1	-	-	-	1,7	11,5	14,8	-
В2024Б-1	2,0	13,8	14,5	4,2	13,8	30,4	1,5
В2068-1	2,1	10,9	19,3	3,7	10,9	33,9	1,7

Продолжение таблицы 4

В1107-1	7,3	16,6	44,0	11,6	16,6	69,9	3,5
В1120-1	-	-	-	1,4	11,2	12,5	-
В2065-1	2,6	8,8	29,5	6,4	8,7	73,6	3,7
В2501-1	1,9	15,1	12,6	5,3	15,1	35,1	1,8
В8314-1	4,6	14,3	32,2	5,7	14,2	40,1	2,0
С13-1	7,3	13,4	54,5	10,7	13,4	79,9	4,0
С20-1	2,8	11,3	24,8	5,5	11,3	48,7	2,4
С38-1	-	-	-	1,5	9,3	16,1	-
С52-1	7,6	15,2	50,0	11,7	15,0	78,0	3,9
С163-1	2,0	15,1	13,2	3,3	15,0	22,0	-
С228-1	9,8	13,4	73,1	10,7	13,2	81,1	4,1
С266Б-1	2,8	12,8	21,9	4,9	12,7	38,6	1,9
С275-1	8,9	13,0	68,5	10,9	12,9	84,5	4,2
С276-1	-	-	-	2,6	11,8	22,0	-
С279-1	10,9	17,3	63,0	12,5	17,2	72,7	3,6
С281-1	7,3	9,2	79,3	7,7	9,0	85,6	4,3
С310-1	4,3	9,0	47,8	5,2	8,9	58,4	2,9
С320Б-1	4,8	15,7	30,6	5,5	15,6	35,3	1,8
С332-1	7,9	15,2	52,0	10,0	15,0	66,7	3,3
С340-1	9,9	16,4	60,4	11,9	16,3	73,0	3,7
С345-1	2,8	16,0	17,5	4,5	15,9	28,3	1,4
С413Р-1	10,3	12,8	80,5	10,6	12,6	84,1	4,2
С419Р-1	5,2	15,9	32,7	6,3	15,7	40,1	2,0
С1414-1	4,3	12,9	33,3	5,3	12,7	41,7	2,1
К6-1	-	-	-	4,4	8,9	49,4	2,5
К17-1	7,6	10,2	74,5	8,1	10,0	81,0	4,1
К22-1	4,0	9,2	43,5	5,2	9,1	57,1	2,9
К30-1	0,5	17,2	2,9	2,3	17,2	13,4	-
К64-1	7,5	13,6	55,1	9,9	13,5	73,3	3,7
К65-1	5,6	11,3	49,6	7,1	11,3	62,8	3,1
К72-1	7,2	10,9	66,1	8,0	10,8	74,1	3,7
К82-1	-	-	-	4,5	9,0	50,0	2,5
К83Б-1	5,5	15,7	35,0	7,3	15,6	46,8	2,3
К90-1	10,3	17,2	59,9	11,8	17,0	69,4	3,5
К323Р-1	3,8	10,0	38,0	5,4	10,0	54,0	2,7
К1083-1	8,1	12,3	65,9	9,0	12,1	74,4	3,7
К4529-1	8,6	14,8	58,1	10,6	14,8	71,6	3,6
К8021-1	-	-	-	2,6	11,6	22,4	-
К8112-1	4,5	9,4	47,9	6,1	9,3	65,6	3,3
К8145-1	6,9	12,1	57,0	8,5	12,1	70,2	3,5
В294Б-2	3,6	11,7	30,8	6,3	11,6	54,3	2,7
В297-2	0,4	14,3	2,8	1,6	14,2	11,3	-
В574-2	8,0	17,2	46,5	11,6	17,0	68,2	3,4
В595-2	4,8	9,7	49,5	7,3	9,7	75,3	3,8
В598-2	1,1	16,9	6,5	4,1	16,8	24,4	-

Продолжение таблицы 4

В607-2	3,2	8,7	36,8	3,9	8,6	45,3	2,3
В108-2	1,6	12,6	12,7	3,3	12,4	26,6	1,3
В123-2	4,1	11,1	36,9	6,9	10,9	63,3	3,2
В125-2	6,2	13,6	45,6	9,6	13,5	71,1	3,6
В126-2	6,2	13,2	47,0	9,0	13,1	68,7	3,4
В172-2	4,9	11,6	42,2	7,4	11,5	64,3	3,2
В262-2	4,5	8,3	54,2	7,0	8,3	84,3	4,2
В290-2	1,6	11,3	14,2	5,6	11,1	50,5	2,5
В437-2	7,4	11,5	64,3	9,1	11,5	79,1	4,0
В711-2	1,0	12,0	8,3	3,0	11,8	25,4	1,3
В1428-2	3,8	10,1	37,6	8,2	9,9	82,8	4,1
В1443Б-2	5,1	15,6	32,7	12,2	15,4	79,2	4,0
В72Б-2	2,8	10,6	26,4	6,2	10,4	59,6	3,0
В102Р-2	4,7	10,5	44,8	6,7	10,3	65,0	3,3
В811Б-2	-	-	-	6,5	13,2	49,2	2,5
В830-2	3,9	15,5	25,2	9,7	15,3	63,4	3,2
В838-2	-	-	-	2,4	11,4	21,1	-
В846-2	2,8	9,7	28,9	5,5	9,5	57,9	2,9
В914-2	5,8	9,9	58,6	7,3	9,7	75,3	3,8
В916-2	-	-	-	3,0	9,1	33,0	1,7
В940-2	-	-	-	2,2	13,8	15,9	-
В1339-2	-	-	-	1,2	9,3	12,9	-
В2526-2	-	-	-	3,7	12,1	30,6	1,5
В2531-2	6,8	9,7	70,1	7,9	9,7	81,4	4,1
В2536-2	1,5	16,5	9,1	2,9	16,5	17,6	-
В2537Б-2	1,5	15,0	10,0	5,0	14,9	33,6	1,7
В8331-2	1,7	15,7	10,8	3,8	15,5	24,5	-
В8701-2	8,0	15,8	50,6	12,7	15,7	80,9	4,0
В8720-2	4,9	15,8	31,0	9,2	15,8	58,2	2,9
В1024-2	1,2	12,5	9,6	4,2	12,3	34,1	1,7
В1218-2	6,3	13,4	47,0	9,4	13,4	70,1	3,5
В1259-2	8,5	15,6	54,5	12,8	15,5	82,6	4,1
В1272-2	-	-	-	1,9	11,5	16,5	-
В2024Б-2	1,9	13,8	13,8	4,6	13,8	33,3	1,7
В2068-2	2,3	10,8	21,3	3,5	10,8	32,4	1,6
В1107-2	7,1	16,8	42,3	13,6	16,6	81,9	4,1
В1120-2	-	-	-	1,5	11,0	13,6	-
В2065-2	2,7	8,9	30,3	6,5	8,7	74,7	3,7
В2501-2	1,8	15,2	11,8	5,1	15,1	33,8	1,7
В8314-2	4,6	14,5	31,7	5,8	14,4	40,3	2,0
с13-2	7,6	13,4	56,7	11,1	13,3	83,5	4,2
с20-2	2,9	11,3	25,7	5,7	11,3	50,4	2,5
с38-2	-	-	-	1,8	9,3	19,4	-
с52-2	7,6	15,4	49,4	12,0	15,2	78,9	3,9
с163-2	1,9	15,2	12,5	3,3	15,0	22,0	-

Продолжение таблицы 4

c228-2	9,4	13,2	71,2	10,2	13,2	77,3	3,9
c266Б-2	2,8	12,8	21,9	4,8	12,6	38,1	1,9
c275-2	8,9	13,0	68,5	10,8	12,9	83,7	4,2
c276-2	-	-	-	2,9	11,8	24,6	-
c279-2	10,7	17,3	61,8	12,7	17,2	73,8	3,7
c281-2	7,3	9,3	78,5	7,7	9,1	84,6	4,2
c310-2	4,2	9,0	46,7	5,3	8,9	59,6	3,0
c320Б-2	4,6	15,6	29,5	5,5	15,6	35,3	1,8
c332-2	8,1	15,2	53,3	9,9	15,0	66,0	3,3
c340-2	9,7	16,5	58,8	11,7	16,3	71,8	3,6
c345-2	2,4	16,1	14,9	4,5	15,9	28,3	1,4
c413P-2	9,8	12,6	77,8	10,5	12,6	83,3	4,2
c419P-2	5,3	15,8	33,5	6,4	15,7	40,8	2,0
c1414-2	4,2	12,8	32,8	5,4	12,7	42,5	2,1
к6-2	-	-	-	4,3	8,9	48,3	2,4
к17-2	7,2	10,0	72,0	8,3	10,0	83,0	4,2
к22-2	4,1	9,3	44,1	5,6	9,1	61,5	3,1
к30-2	0,6	17,5	3,4	2,0	17,3	11,6	-
к64-2	7,5	13,5	55,6	9,8	13,5	72,6	3,6
к65-2	5,7	11,4	50,0	7,9	11,3	69,9	3,5
к72-2	6,9	10,9	63,3	8,1	10,8	75,0	3,8
к82-2	-	-	-	4,6	9,1	50,5	2,5
к83Б-2	5,3	15,6	34,0	7,4	15,6	47,4	2,4
к90-2	10,7	17,1	62,6	11,9	17,0	70,0	3,5
к323P-2	3,9	10,2	38,2	5,7	10,1	56,4	2,8
к1083-2	7,7	12,3	62,6	9,0	12,1	74,4	3,7
к4529-2	8,4	15,0	56,0	10,9	14,8	73,6	3,7
к8021-2	-	-	-	2,7	11,6	23,3	-
к8112-2	4,3	9,5	45,3	6,2	9,3	66,7	3,3
к8145-2	7,1	12,1	58,7	8,7	12,1	71,9	3,6
В294Б-3	3,8	11,4	33,3	6,2	11,4	54,4	2,7
В297-3	0,7	14,8	4,7	1,8	14,6	12,3	-
В574-3	8,6	17,4	49,4	11,9	17,2	69,2	3,5
В595-3	4,9	9,8	50,0	7,7	9,7	79,4	4,0
В598-3	1,3	17,0	7,6	4,0	16,9	23,7	-
В607-3	3,4	8,8	38,6	4,7	8,6	54,7	2,7
В108-3	1,8	12,5	14,4	3,2	12,4	25,8	1,3
В123-3	3,5	11,2	31,3	8,2	11,0	74,5	3,7
В125-3	6,6	13,7	48,2	9,7	13,5	71,9	3,6
В126-3	6,8	13,3	51,1	8,6	13,1	65,6	3,3
В172-3	5,1	11,6	44,0	7,5	11,5	65,2	3,3
В262-3	4,8	8,9	53,9	7,5	8,8	85,2	4,3
В290-3	2,0	11,4	17,5	5,7	11,3	50,4	2,5
В437-3	7,8	11,8	66,1	9,8	11,6	84,5	4,2
В711-3	1,2	11,6	10,3	3,4	11,6	29,3	1,5

Продолжение таблицы 4

В1428-3	3,8	9,7	39,2	7,2	9,6	75,0	3,8
В1443Б-3	5,4	15,3	35,3	11,9	15,1	78,8	3,9
В72Б-3	2,8	10,4	26,9	6,2	10,4	59,6	3,0
В102Р-3	4,5	10,4	43,3	6,6	10,3	64,1	3,2
В811Б-3	-	-	-	6,7	13,2	50,8	2,5
В830-3	3,5	15,4	22,7	9,7	15,3	63,4	3,2
В838-3	-	-	-	2,5	11,4	21,9	-
В846-3	3,0	9,5	31,6	5,4	9,5	56,8	2,8
В914-3	5,9	9,7	60,8	7,3	9,7	75,3	3,8
В916-3	-	-	-	3,0	9,8	30,6	1,5
В940-3	-	-	-	2,3	13,8	16,7	-
В1339-3	-	-	-	1,2	9,3	12,9	-
В2526-3	-	-	-	3,8	12,1	31,4	1,6
В2531-3	6,6	9,7	68,0	8,0	9,7	82,5	4,1
В2536-3	2,0	16,7	12,0	3,2	16,5	19,4	-
В2537Б-3	2,2	15,0	14,7	4,7	14,9	31,5	1,6
В8331-3	1,4	15,6	9,0	3,2	15,5	20,6	-
В8701-3	8,8	15,7	56,1	12,8	15,7	81,5	4,1
В8720-3	5,2	15,9	32,7	10,4	15,8	65,8	3,3
В1024-3	1,4	12,4	11,3	3,6	12,3	29,3	1,5
В1218-3	5,8	13,1	44,3	9,0	13,1	68,7	3,4
В1259-3	9,0	15,6	57,7	10,9	15,6	69,9	3,5
В1272-3	-	-	-	1,5	11,2	13,4	-
В2024Б-3	1,7	13,4	12,7	4,0	13,2	30,3	1,5
В2068-3	2,4	11,0	21,8	3,7	10,8	34,3	1,7
В1107-3	7,7	16,6	46,4	13,4	16,6	80,7	4,0
В1120-3	-	-	-	1,5	11,2	13,4	-
В2065-3	2,9	8,8	33,0	6,4	8,7	73,6	3,7
В2501-3	1,7	15,3	11,1	5,1	15,1	33,8	1,7
В8314-3	4,7	14,3	32,9	5,8	14,2	40,8	2,0
С13-3	8,0	13,5	59,3	11,1	13,4	82,8	4,1
С20-3	3,0	11,4	26,3	5,5	11,3	48,7	2,4
С38-3	-	-	-	1,6	9,3	17,2	-
С52-3	7,3	15,4	47,4	12,0	15,2	78,9	3,9
С163-3	1,6	14,8	10,8	3,2	14,6	21,9	-
С228-3	9,9	14,0	70,7	10,5	13,9	75,5	3,8
С266Б-3	2,9	12,7	22,8	4,9	12,6	38,9	1,9
С275-3	8,6	12,4	69,4	10,5	12,3	85,4	4,3
С276-3	-	-	-	2,4	11,1	21,6	-
С279-3	10,8	17,9	60,3	13,3	17,9	74,3	3,7
С281-3	7,3	9,3	78,5	7,8	9,3	83,9	4,2
С310-3	3,7	8,4	44,0	5,0	8,4	59,5	3,0
С320Б-3	4,7	15,4	30,5	5,2	15,3	34,0	1,7
С332-3	8,0	15,5	51,6	10,1	15,3	66,0	3,3
С340-3	10,0	16,5	60,6	12,1	16,5	73,3	3,7

Продолжение таблицы 4

с345-3	2,2	15,2	14,5	4,4	15,2	28,9	1,4
с413P-3	9,6	12,9	74,4	10,8	12,9	83,7	4,2
с419P-3	5,2	15,8	32,9	6,0	15,8	38,0	1,9
с1414-3	4,0	12,6	31,7	5,3	12,6	42,1	2,1
к6-3	-		-	4,3	8,5	50,6	2,5
к17-3	7,3	10,3	70,9	8,5	10,3	82,5	4,1
к22-3	3,9	9,4	41,5	5,3	9,2	57,6	2,9
к30-3	0,6	17,3	3,5	2,0	17,3	11,6	-
к64-3	7,9	14,1	56,0	10,2	13,9	73,4	3,7
к65-3	5,6	11,1	50,5	7,2	11,0	65,5	3,3
к72-3	7,2	11,0	65,5	8,0	10,9	73,4	3,7
к82-3	-		-	4,3	9,1	47,3	2,4
к83Б-3	5,3	15,1	35,1	7,1	15,1	47,0	2,4
к90-3	10,6	16,7	63,5	11,8	16,6	71,1	3,6
к323P-3	3,5	10,1	34,7	5,5	10,1	54,5	2,7
к1083-3	7,9	12,9	61,2	9,7	12,8	75,8	3,8
к4529-3	8,4	14,4	58,3	9,9	14,3	69,2	3,5
к8021-3	-		-	2,9	11,4	25,4	1,3
к8112-3	4,7	9,5	49,5	6,2	9,3	66,7	3,3
к8145-3	7,2	12,5	57,6	8,8	12,4	71,0	3,6

Приложение Г

Таблица 5 – Сравнение ОДВ до и после расслоения эмульсии

Шифр пробы	ОДВ до расслоения V_0 , %	ОДВ после расслоения V , %	Разность ОДВ Δ , %
в294Б-1	31,3	55,3	24,0
в297-1	2,0	13,0	11,0
в574-1	47,1	69,2	22,1
в595-1	49,5	81,6	32,1
в598-1	5,8	24,1	18,3
в607-1	38,6	55,2	16,6
в108-1	16,9	29,0	12,1
в123-1	41,8	69,1	27,3
в125-1	48,1	71,9	23,8
в126-1	45,0	60,3	15,3
в172-1	49,1	65,2	16,1
в262-1	53,3	83,0	29,7
в290-1	14,3	50,5	36,2
в437-1	54,3	70,7	16,4
в711-1	6,8	26,5	19,7
в1428-1	36,4	79,6	43,2
в1443Б-1	33,3	78,3	45,0
в72Б-1	24,3	56,9	32,6
в102Р-1	40,4	64,2	23,8
в811Б-1	-	48,5	48,5
в830-1	26,5	64,1	37,6
в838-1	-	21,6	21,6
в846-1	26,0	57,9	31,9
в914-1	57,1	74,5	17,4
в916-1	-	30,6	30,6
в940-1	-	15,9	15,6
в1339-1	-	14,9	14,9
в2526-1	-	32,2	32,2
в2531-1	67,7	82,6	14,9
в2536-1	7,3	22,4	15,1
в2537Б-1	12,8	32,7	19,9
в8331-1	7,8	22,9	15,1
в8701-1	45,9	78,5	32,6
в8720-1	29,6	59,2	29,6
в1024-1	9,7	30,3	20,6
в1218-1	45,9	70,1	24,2
в1259-1	52,9	80,0	27,1
в1272-1	-	14,8	14,8
в2024Б-1	14,5	30,4	15,9
в2068-1	19,3	33,9	14,6

Продолжение таблицы 5

В1107-1	44,0	69,9	25,9
В1120-1	-	12,5	12,5
В2065-1	29,5	73,6	44,1
В2501-1	12,6	35,1	22,5
В8314-1	32,2	40,1	7,9
С13-1	54,5	79,9	25,4
С20-1	24,8	48,7	23,9
С38-1	-	16,1	16,1
С52-1	50,0	78,0	28,0
С163-1	13,2	22,0	8,8
С228-1	73,1	81,1	8,0
С266Б-1	21,9	38,6	16,7
С275-1	68,5	84,5	16,0
С276-1	-	22,0	22,0
С279-1	63,0	72,7	9,7
С281-1	79,3	85,6	6,3
С310-1	47,8	58,4	10,6
С320Б-1	30,6	35,3	4,7
С332-1	52,0	66,7	14,7
С340-1	60,4	73,0	12,6
С345-1	17,5	28,3	10,8
С413Р-1	80,5	84,1	3,6
С419Р-1	32,7	40,1	7,4
С1414-1	33,3	41,7	8,4
К6-1	-	49,4	49,4
К17-1	74,5	81,0	6,5
К22-1	43,5	57,1	13,6
К30-1	2,9	13,4	10,5
К64-1	55,1	73,3	18,2
К65-1	49,6	62,8	13,2
К72-1	66,1	74,1	8,0
К82-1	-	50,0	50,0
К83Б-1	35,0	46,8	11,8
К90-1	59,9	69,4	9,5
К323Р-1	38,0	54,0	16,0
К1083-1	65,9	74,4	8,5
К4529-1	58,1	71,6	13,5
К8021-1	-	22,4	22,4
К8112-1	47,9	65,6	17,7
К8145-1	57,0	70,2	13,2
В294Б-2	30,8	54,3	23,5
В297-2	2,8	11,3	8,5
В574-2	46,5	68,2	21,7
В595-2	49,5	75,3	25,8
В598-2	6,5	24,4	17,9

Продолжение таблицы 5

В607-2	36,8	45,3	8,5
В108-2	12,7	26,6	13,9
В123-2	36,9	63,3	26,4
В125-2	45,6	71,1	25,5
В126-2	47,0	68,7	21,7
В172-2	42,2	64,3	22,1
В262-2	54,2	84,3	30,1
В290-2	14,2	50,5	36,3
В437-2	64,3	79,1	14,8
В711-2	8,3	25,4	17,1
В1428-2	37,6	82,8	45,2
В1443Б-2	32,7	79,2	46,5
В72Б-2	26,4	59,6	33,2
В102Р-2	44,8	65,0	20,2
В811Б-2	-	49,2	49,2
В830-2	25,2	63,4	38,2
В838-2	-	21,1	21,1
В846-2	28,9	57,9	29,0
В914-2	58,6	75,3	16,7
В916-2	-	33,0	33,0
В940-2	-	15,9	15,9
В1339-2	-	12,9	12,9
В2526-2	-	30,6	30,6
В2531-2	70,1	81,4	11,3
В2536-2	9,1	17,6	8,5
В2537Б-2	10,0	33,6	23,6
В8331-2	10,8	24,5	13,7
В8701-2	50,6	80,9	30,3
В8720-2	31,0	58,2	27,2
В1024-2	9,6	34,1	24,5
В1218-2	47,0	70,1	23,1
В1259-2	54,5	82,6	28,1
В1272-2	-	16,5	16,5
В2024Б-2	13,8	33,3	19,5
В2068-2	21,3	32,4	11,1
В1107-2	42,3	81,9	39,6
В1120-2	-	13,6	13,6
В2065-2	30,3	74,7	44,4
В2501-2	11,8	33,8	22,0
В8314-2	31,7	40,3	8,6
с13-2	56,7	83,5	26,8
с20-2	25,7	50,4	24,7
с38-2	-	19,4	19,4
с52-2	49,4	78,9	29,5
с163-2	12,5	22,0	9,5

Продолжение таблицы 5

c228-2	71,2	77,3	6,1
c266Б-2	21,9	38,1	16,2
c275-2	68,5	83,7	15,2
c276-2	-	24,6	24,6
c279-2	61,8	73,8	12,0
c281-2	78,5	84,6	6,1
c310-2	46,7	59,6	12,9
c320Б-2	29,5	35,3	5,8
c332-2	53,3	66,0	12,7
c340-2	58,8	71,8	13,0
c345-2	14,9	28,3	13,4
c413P-2	77,8	83,3	5,5
c419P-2	33,5	40,8	7,3
c1414-2	32,8	42,5	9,7
к6-2	-	48,3	48,3
к17-2	72,0	83,0	11,0
к22-2	44,1	61,5	17,4
к30-2	3,4	11,6	8,2
к64-2	55,6	72,6	17,0
к65-2	50,0	69,9	19,9
к72-2	63,3	75,0	11,7
к82-2	-	50,5	50,5
к83Б-2	34,0	47,4	13,4
к90-2	62,6	70,0	7,4
к323P-2	38,2	56,4	18,2
к1083-2	62,6	74,4	11,8
к4529-2	56,0	73,6	17,6
к8021-2	-	23,3	23,3
к8112-2	45,3	66,7	21,4
к8145-2	58,7	71,9	13,2
в294Б-3	33,3	54,4	21,1
в297-3	4,7	12,3	7,6
в574-3	49,4	69,2	19,8
в595-3	50,0	79,4	29,4
в598-3	7,6	23,7	16,1
в607-3	38,6	54,7	16,1
в108-3	14,4	25,8	11,4
в123-3	31,3	74,5	43,2
в125-3	48,2	71,9	23,7
в126-3	51,1	65,6	14,5
в172-3	44,0	65,2	21,2
в262-3	53,9	85,2	31,3
в290-3	17,5	50,4	32,9
в437-3	66,1	84,5	18,4
в711-3	10,3	29,3	19,0

Продолжение таблицы 5

В1428-3	39,2	75,0	35,8
В1443Б-3	35,3	78,8	43,5
В72Б-3	26,9	59,6	32,7
В102Р-3	43,3	64,1	20,8
В811Б-3	-	50,8	50,8
В830-3	22,7	63,4	40,7
В838-3	-	21,9	21,9
В846-3	31,6	56,8	25,2
В914-3	60,8	75,3	14,5
В916-3	-	30,6	30,6
В940-3	-	16,7	16,7
В1339-3	-	12,9	12,9
В2526-3	-	31,4	31,4
В2531-3	68,0	82,5	14,5
В2536-3	12,0	19,4	7,4
В2537Б-3	14,7	31,5	16,8
В8331-3	9,0	20,6	11,6
В8701-3	56,1	81,5	25,4
В8720-3	32,7	65,8	33,1
В1024-3	11,3	29,3	18,0
В1218-3	44,3	68,7	24,4
В1259-3	57,7	69,9	12,2
В1272-3	-	13,4	13,4
В2024Б-3	12,7	30,3	17,6
В2068-3	21,8	34,3	12,5
В1107-3	46,4	80,7	34,3
В1120-3	-	13,4	13,4
В2065-3	33,0	73,6	40,6
В2501-3	11,1	33,8	22,7
В8314-3	32,9	40,8	7,9
С13-3	59,3	82,8	23,5
С20-3	26,3	48,7	22,4
С38-3	-	17,2	17,2
С52-3	47,4	78,9	31,5
С163-3	10,8	21,9	11,1
С228-3	70,7	75,5	4,8
С266Б-3	22,8	38,9	16,1
С275-3	69,4	85,4	16,0
С276-3	-	21,6	21,6
С279-3	60,3	74,3	14,0
С281-3	78,5	83,9	5,4
С310-3	44,0	59,5	15,5
С320Б-3	30,5	34,0	3,5
С332-3	51,6	66,0	14,4
С340-3	60,6	73,3	12,7

Продолжение таблицы 5

с345-3	14,5	28,9	14,4
с413Р-3	74,4	83,7	9,3
с419Р-3	32,9	38,0	5,1
с1414-3	31,7	42,1	10,4
к6-3	-	50,6	50,6
к17-3	70,9	82,5	11,6
к22-3	41,5	57,6	16,1
к30-3	3,5	11,6	8,1
к64-3	56,0	73,4	17,4
к65-3	50,5	65,5	15,0
к72-3	65,5	73,4	7,9
к82-3	-	47,3	47,3
к83Б-3	35,1	47,0	11,9
к90-3	63,5	71,1	7,6
к323Р-3	34,7	54,5	19,8
к1083-3	61,2	75,8	14,6
к4529-3	58,3	69,2	10,9
к8021-3	-	25,4	25,4
к8112-3	49,5	66,7	17,2
к8145-3	57,6	71,0	13,4