


МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ ХИМИИ  
Кафедра органической и экологической химии

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ В ГЭК  
Заведующий кафедрой органической и  
экологической химии, к.т.н., доцент  
 Г.Н. Шигабаева  
20 июня 2023 г.

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**  
магистерская диссертация

**ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБАВОК ДЕЭМУЛЬГИРУЮЩЕГО  
ДЕЙСТВИЯ ПРИ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ**

04.04.01 Химия

Профиль «Химия нефти и экологическая безопасность»

Выполнил работу  
студент 2 курса  
очной формы обучения



Ильиных Валерий  
Евгеньевич

Научный руководитель  
к.х.н., доцент кафедры  
органической и экологической  
химии



Томчук Наталия  
Николаевна

Рецензент  
к.т.н. эксперт  
АНОО ВО «Сколковский институт  
науки и технологий»



Черемисин Александр  
Николаевич

Тюмень, 2023

## ОГЛАВЛЕНИЕ

СПИСОК УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ .....	4
ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР.....	7
1.1. ОСНОВНЫЕ ТИПЫ И СВОЙСТВА ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ.....	7
1.2. ПРИЧИНЫ И МЕХАНИЗМ ОБРАЗОВАНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ.....	8
1.3. ВЛИЯНИЕ СОСТАВА НЕФТИ НА СВОЙСТВА ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ.....	9
1.4. ВЛИЯНИЕ СОСТАВА ПЛАСТОВЫХ ВОД НА СВОЙСТВА ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ .....	11
1.5. СПОСОБЫ РАЗРУШЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ.....	13
1.6. ХАРАКТЕРИСТИКА И КЛАССИФИКАЦИЯ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ .....	14
1.7. МЕХАНИЗМЫ ДЕЙСТВИЯ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ .....	16
1.8. ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ ДЕЭМУЛЬСАЦИИ .....	19
ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПО ЛИТЕРАТУРНОМУ ОБЗОРУ .....	21
ГЛАВА 2. ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	22
2.1. ОТБОР ПРОБ НЕФТЕЙ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЙ .....	22
2.2. ОБОРУДОВАНИЕ И РЕАКТИВЫ .....	24
2.3. МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ SARA-АНАЛИЗА НЕФТИ .....	25
2.4. МЕТОД ПРИГОТОВЛЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ СИСТЕМ.....	27
2.5. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ АГРЕГАТИВНОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ВОДОНЕФТЯНЫХ СИСТЕМ .....	28
2.6. МЕТОДЫ ГРАВИТАЦИОННОГО РАЗДЕЛЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ СИСТЕМ .....	29
2.7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КЛАССА ОСНОВНОГО ВЕЩЕСТВА В СОСТАВЕ ДЕЭМУЛЬГАТОРА.....	30
2.8. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЕЭМУЛЬГАТОРА .....	30

2.9. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЭМУЛЬГАТОРА «БУТЫЛОЧНЫЙ ТЕСТ» .....	31
ГЛАВА 3. ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ.....	33
3.1. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕНИЯ SARA-АНАЛИЗА НЕФТЕЙ.....	33
3.2. РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ АГРЕГАТИВНОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ВОДОНЕФТЯНЫХ СИСТЕМ.....	34
3.3. РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГРАВИТАЦИОННЫХ МЕТОДОВ РАЗДЕЛЕНИЯ .....	35
3.4. АНАЛИЗ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ МЕТОДОМ ИК-СПЕКТРОСКОПИИ ....	43
3.5. РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЕЭМУЛЬГАТОРА .....	47
3.6. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ МЕТОДОМ «БУТЫЛОЧНОГО ТЕСТА» .....	48
3.7. КОМБИНИРОВАННЫЙ СПОСОБ РАЗРУШЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ.....	59
ВЫВОДЫ .....	62
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	63

## СПИСОК УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

В/Н – эмульсия типа «вода в нефти»;

В:Н – система «вода:нефть»

ВНЭ – водонефтяная эмульсия;

ГОСТ – государственный стандарт;

ДЭ – деэмульгатор;

МПВ – модель пластовой воды;

Н/В – эмульсия типа «нефть в воде»;

ПАВ – поверхностно-активное вещество;

УВ – углеводороды.

На сегодняшний день основная доля нефти добывается при помощи заводнения продуктивных пластов. По мере увеличения времени эксплуатации нефтяных скважин будет увеличиваться совместная добыча нефти и воды. Возникают проблемы в виде появления устойчивых эмульсии типов «вода в нефти» или «нефть в воде». Они могут существовать по времени от нескольких секунд до нескольких лет. Кроме того, эмульсии вызывают проблемы хранения и транспортировки нефти, а также вызывают серьезные проблемы с коррозией из-за присутствия растворенных в воде хлористых солей [Позднышев, с. 15].

Согласно [ГОСТ Р 51858-2020], товарная нефть должна содержать не более 0,5-1% воды. Водонефтяные эмульсии подвергаются обработке для удовлетворения требований производства и транспортировки, а также для максимизации общей рентабельности добычи сырой нефти. Для решения данной проблемы применяют различные методы разрушения водонефтяных эмульсий. Одним из эффективных способов является применение специальных химических реагентов – деэмульгаторов.

В зависимости от условий добычи нефти на месторождениях существует постоянная потребность в применении наиболее эффективных деэмульгаторов. Для применения того или иного реагента необходимо знать о его составе и свойствах, поскольку отсутствие данной информации может стать причиной возникновения осложнений при подготовке нефти и отсутствия ожидаемого эффекта при использовании.

Цель работы - оптимизация процедуры разрушения стабильных водонефтяных эмульсий при подготовке нефти с применением добавок деэмульгирующего действия.

Основные задачи работы:

1. Определение группового состава и поверхностного натяжения образцов нефти.

2. Приготовление водонефтяных систем, определение их агрегативной устойчивости и отбор систем для исследований.
3. Определение состава и свойств образцов деэмульгаторов.
4. Сравнительная оценка эффективности физических и химических методов разрушения водонефтяных эмульсий на основе нефтей месторождений Западной, Восточной Сибири и Урало-Поволжья.
5. Подбор оптимальной технологии разрушения водонефтяных систем с учетом состава нефти.

В ходе подготовки выпускной квалификационной работы использовались приемы критического анализа проблемных ситуаций на основе системного подхода, с возможностью выработки стратегии действий, а также методы саморазвития и самореализации (в том числе здоровьесбережение) с возможностью реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки.

Формулирование выводов и разработка рекомендаций по результатам проведенного исследования осуществлялись с учетом способности управлять проектом на всех этапах жизненного цикла, способности организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели.



## ГЛАВА 1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

## 1.1. ОСНОВНЫЕ ТИПЫ И СВОЙСТВА ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Водонефтяные эмульсии представляют собой смесь из двух несмешивающихся между собой жидкостей – нефти и воды [Тронов, с. 10]. Главной задачей многих исследований в нефтяной промышленности является разрушение этих эмульсий при добыче из нефтяной скважины, т.е. обезвоживание нефти.

Водонефтяные эмульсии обладают высокой вязкостью, дисперсностью, плотностью и агрегативной устойчивостью. Эмульсии подразделяются на два основных типа: «масло в воде» (прямые) и «вода в масле» (обратные). Нефтяные эмульсии подразделяются по типу «нефть в воде» и «вода в нефти».

Прямые эмульсии представляют собой дисперсии, в которых капли неполярной жидкости распределены в полярной. В случае нефтяных эмульсий – капли нефти распределены в воде (обозначаются Н/В). Содержание нефти порядка 1%.

Обратными являются эмульсии, в которых полярная жидкость распределена в виде мелких глобул в неполярной жидкости (обозначаются В/Н). Для нефтяных эмульсий содержание дисперсной фазы (воды) в дисперсной среде (нефти) находится как в следовых количествах, так и доходить до 85-90% от объема нефти. Наиболее часто встречаются эмульсии по типу «вода в нефти».

Многие исследователи также отмечают существование множественных эмульсий, в которых капли дисперсной фазы содержат в своем объеме более мелкие капли дисперсионной среды. Такие эмульсии влекут за собой также засорение технологических насосов, утилизацию большого количества некондиционной жидкости.

На рисунке 1.1 схематично представлены типы водонефтяных эмульсий.

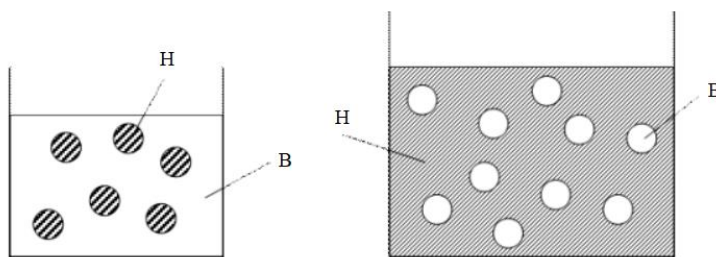


Рисунок 1.1. Типы эмульсий: а – прямая (по типу «нефть в воде»), б – обратная (по типу «вода в нефти»)

## 1.2. ПРИЧИНЫ И МЕХАНИЗМ ОБРАЗОВАНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Водонефтяные эмульсии являются одной из главных причин нарушения стабильности процессов добычи, сбора и подготовки нефти и поэтому требуют тщательного изучения.

В результате интенсивного перемешивания и диспергирования нефти с водой, образование водонефтяных эмульсий может происходить в стволе скважины, в призабойной зоне или наземном оборудовании [Савченков, с. 26]. Многие исследователи проводили ряд опытов с целью изучения механизма их образования. П. А. Ребиндер был одним из исследователей, изучивших процесс самопроизвольного образования эмульсии. Механизм образования можно представить тремя стадиями. На первой стадии происходит вытягивание капли жидкости в цилиндрическую форму, что сопровождается увеличением поверхности дисперсной фазы, затрачивается работа по преодолению молекулярных сил поверхностного натяжения. На второй стадии вытянутая капля становится неустойчивой и дробится на более мелкие капельки сферической формы, тем самым уменьшается поверхность и свободная поверхностная энергия. На третьей стадии происходят одновременно процессы коалесценции и диспергирования образовавшихся капель. При этом с уменьшением размера капель труднее происходит их слияние [Ребиндер, с. 40].

Свободная энергия капель дисперсной фазы способствует коалесценции, но в устойчивых эмульсиях этому препятствуют стабилизаторы эмульсии -



эмульгаторы. Для получения стойкой эмульсии необходимо наличие эмульгирующего вещества в одной из фаз.

Поверхностно-активные вещества, молекулы которых способны образовать на поверхности капель воды структурированные ориентированные слои и могут формировать структурно-механический барьер, являются наилучшими эмульгаторами в эмульсии [Formation, stabilization and... с. 465]. Полагается, что природные эмульгаторы, содержащиеся в нефти, обуславливают стабильность эмульсий во времени. Эмульгаторами в нефти являются:

1. Смолы;
2. Асфальтены;
3. Нафтеновые кислоты и их соли;
4. Кристаллы парафина и др.

Стоит отметить, что эти вещества растворяются в углеводородах и стабилизируют обратные эмульсии (В/Н). Помимо эмульгаторов эмульсию могут стабилизировать механические примеси (пески, глины, продукты коррозии). На устойчивость эмульсии влияет и минерализация воды [Логинов, с. 103].

### 1.3. ВЛИЯНИЕ СОСТАВА НЕФТИ НА СВОЙСТВА ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИИ

Как отмечалось выше, стабилизация эмульсии происходит эмульгирующими веществами при их адсорбции на границе раздела «нефть-вода», предотвращается рост капель и разделение фаз на исходные нефтяную и водную фазы [Crude Oil Emulsions..., с. 184].

Сырая нефть содержит асфальтены, которые действуют как природные эмульгаторы. Смолы, нафтеновые кислоты, кристаллы парафина также являются поверхностно-активными веществами, но в большинстве случаев сами по себе они не могут образовывать устойчивые эмульсии. Однако они могут ассоциироваться с асфальтенами и влиять на стабильность эмульсии. Смолы растворяют асфальтены в нефти и удаляют их с поверхности раздела, что снижает стабильность эмульсии. Парафины совместно адсорбируются на

границе раздела и повышают стабильность. Нафтеновые жирные кислоты также не способны стабилизировать эмульсии в одиночку, они частично ответственны за важную зависимость стабильности эмульсии от pH воды. Примеры молекулярных структур, находящихся в сырой нефти приведены на рисунке 1.2.

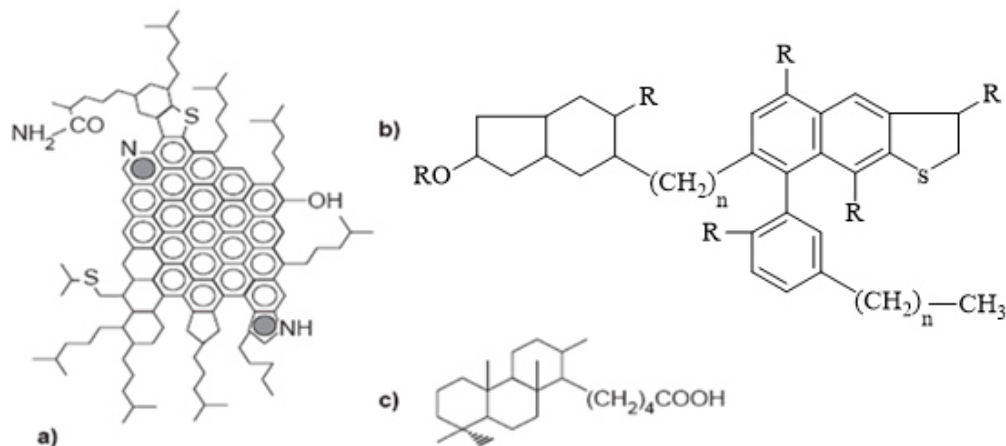


Рис. 1.2. Примеры молекулярных структур в сырой нефти

a) асфальтены, b) смолы, c) нафтеновые кислоты

С химической точки зрения асфальтены представляют собой полициклические молекулы, склонные к образованию сложных агрегатов. В своей структуре они содержат полярные группы (сложноэфирные, эфирные, карбонильные), кислотные и основные группы (карбоксильные и пиридиновые функциональные группы).

Агрегация асфальтенов является причиной сложных нелинейных эффектов в таких явлениях, как адсорбция на твердых поверхностях, осаждение, реология жидкости, стабильность эмульсии и др [Czarnecki, с. 2075]. Асфальтены считаются полярными частицами, образованными конденсированными полиароматическими структурами, содержащими алкильные цепи, гетероатомы (такие как O, S и N) и некоторые металлы (Ni, V).

Смолы также можно определить как наиболее полярные и ароматические компоненты, присутствующие в нефти и, как предполагается, способствуют растворению асфальтенов в сырой нефти за счет сольватации полярных и ароматических частей молекул и агрегатов асфальтенов. Растворимость

асфальтенов в сырой нефти в значительной степени определяется сольватацией смол, и, таким образом, смолы играют решающую роль в явлениях осаждения и стабилизации эмульсии. Смолы считаются молекулярными предшественниками асфальтенов. Полярные головки смол окружают асфальтены, а алифатические хвосты простираются в нефть.

Смолы могут стабилизировать дисперсию частиц асфальтенов и могут быть преобразованы в асфальтены путем окисления. Однако в отличие от асфальтенов предполагается, что смолы растворимы в нефтяном флюиде. Чистые смолы представляют собой тяжелые жидкости или аморфные твердые вещества. Нефтяные жидкости с высоким содержанием смол относительно стабильны. Смолы являются достаточно поверхностно-активными компонентами, однако сами по себе не стабилизируют эмульсии типа «вода в нефти» [Factors Affecting the Stability..., с. 56-57]. Все нефти образуют эмульсии, но способность их к эмульгированию далеко не одинакова, поэтому чем выше содержание в нефти полярных компонентов, тем выше стойкость образующейся эмульсии.

Для определения количественного содержания смол, асфальтенов и парафинов в нефти применяется SARA-анализ. Это классический метод анализа, который разделяет компоненты сырой нефти в соответствии с их растворимостью и полярностью. Метод основан на хроматографическом разделении нефти на 4 группы соединений: насыщенные УВ, ароматические соединения, смолы и асфальтены.

#### 1.4. ВЛИЯНИЕ СОСТАВА ПЛАСТОВЫХ ВОД НА СВОЙСТВА ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИИ

Многие физико-химические характеристики так или иначе влияют на устойчивость водонефтяных эмульсий. Но также одним из основных факторов стабильности является состав и минерализация пластовой воды, добываемой из скважины.

Пластовые воды, добываемые совместно с нефтью, очень разнообразны по своему составу и количественному содержанию растворенных в ней солей. Для

разных нефтеносных районов имеются существенные различия по различным характеристикам. Плотность, общая минерализация, рН и жесткость пластовой воды являются одними из важных показателей, учитываемых при сборе, подготовке и транспортировке нефтей.

Основные соли, содержащиеся в водах:

- Хлориды, натрия, калия, магния, кальция;
- Сульфаты натрия, магния, кальция;
- Карбонаты магния, кальция, натрия, калия;
- Гидрокарбонаты натрия и калия;

Также, согласно классификации А.М. Овчинникова выделяют 8 классов солености вод [Шорохова, с. 28]. Класс солености и минерализация вод приведена в таблице 1.1.

Таблица 1.1.

Класс солености и минерализация вод

Класс солености	Минерализация, г/л
Ультрапресные	менее 0,2
Пресные	0,2-0,5
Воды с относительно повышенной минерализацией	0,5-1
Солоноватые	1-3
Солёные	3-10
Воды повышенной солёности	10-35
Воды, переходные к рассолам	35-50
Рассолы	50-400

На устойчивость и тип образующейся эмульсии также влияет и ионный состав солей. Это связано с образованием химических соединений ионов металлов с полярными компонентами нефти. Металлы в большей степени связываются с такими элементами, как азот, сера, кислород, входящих в состав смолистых веществ [Сергиенко, с. 63-64].

Наибольшей устойчивостью обладают эмульсии, содержащие щелочные металлы в воде, поскольку соли щелочных металлов легко образуют с

находящимися в нефти нафтеновыми кислотами и кислыми смолами нафтеновые или смолистые мыла, являющиеся эмульгаторами.

### 1.5. СПОСОБЫ РАЗРУШЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Эффективное разрушение эмульсии очень важно в нефтяной промышленности, поскольку добываемая сырая нефть может вызывать различные технические и экологические проблемы.

Для удаления воды из нефти, а также разрушения эмульсий – деэмульсации применяют следующие основные способы:

К механическим способам относят фильтрацию, центрифугирование, обработка ультразвуком, отстаивание.

Но в большинстве случаев на месторождениях они не применяются ввиду больших расходов и затрат на материалы и электроэнергию. Данные методы нашли свое применение в лабораторных условиях для определения содержания остаточной воды в нефти.

К термическим способам разрушения относят подогрев эмульсии с последующим ее отстаиванием. При нагревании эмульсии уменьшается прочность слоев эмульгатора, капли воды сливаются друг с другом и оседают. Таким образом происходит разделение на две фазы: нефть и воду. Обычно отстаивают эмульсию в резервуарах-отстойниках при температуре 40-60°C. Однако бывают эмульсии, которые не разрушаются даже при нагревании. В таком случае прибегают к другим методам разрушения эмульсии.

Химические методы подразумевают добавку в эмульсии определенного количества специальных химических реагентов – деэмульгаторов. Они позволяют вытеснить или растворить стабилизирующий эмульгатор и тем самым разрушить межфазные пленки и эмульсию. Химические методы разрушения на сегодняшний день применяются в широких масштабах. Методы отличаются большой гибкостью ввиду огромного разнообразия реагентов и простотой применения. Лучшими деэмульгаторами считаются те, что расходуются в

небольших количествах, не изменяют свойств нефти и не вызывают коррозии аппаратуры при подготовке нефти [Methods of separation..., с. 2-3].

Электрические методы разрушения эмульсий подразумевают применение электрического поля высокой напряженности для разделения нефти и воды в эмульсиях сырой нефти. Электрическое поле способствует быстрому слиянию мелких капель воды в более крупные. Расстояние между каплями сокращается, происходит деформация и удлинение капель, приводящее к быстрой коалесценции. Отстоявшаяся вода с растворенными в ней солями выводится через нижнюю часть электродегидратора. К преимуществам данных методов относят низкое (минимальное) образование шлама. К недостаткам можно отнести сложность в обслуживании, замене и ремонте оборудования.

В нефтяной промышленности для повышения эффективности обессоливания и обезвоживания нефти применяют комбинированные способы разрушения эмульсий [Оптимизация режимов деэмульсации..., с. 58]. Они подразумевают применение термических методов с применением химических реагентов-деэмульгаторов. И далее, нагретая эмульсия попадает в электродегидратор.

#### 1.6. ХАРАКТЕРИСТИКА И КЛАССИФИКАЦИЯ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ

Деэмульгаторы – это синтезированные поверхностно-активные вещества, способные разрушать нефтяные эмульсии. Обычно деэмульгаторы представляют собой 50-70 % растворы ПАВ или композиции на их основе.

Для эффективного разрушения стабилизированной эмульсии синтетический деэмульгатор по эффективности всегда должен быть намного выше, чем природный эмульгатор. Наиболее эффективными деэмульгаторами принято считать те, которые эффективно разрушают водонефтяную эмульсию, выгодны с экономической точки зрения (т.е. расходуются в минимальных количествах), не подвергают коррозии аппаратуру, не влияют каким-либо образом на свойства нефти и нефтепродуктов, безвредны и достаточно легко извлекаются из сточных вод. Однако для каждой эмульсии необходимо



подбирать реагент определённого состава и проводить ряд исследований. При выборе деэмульгатора необходимо учитывать тип нефти (смолистая, парафинистая), содержание в ней воды, интенсивность перемешивания, температуру, стоимость реагента.

Классифицируют деэмульгаторы на следующие группы:

- Ионогенные (анионоактивные, катионоактивные);
- Неионогенные.

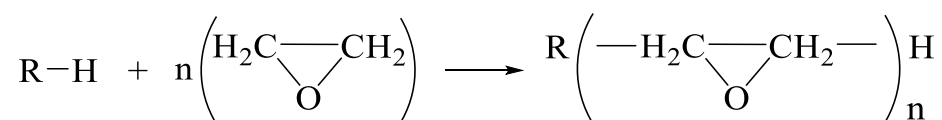
Анионоактивные вещества в водных растворах диссоциируют на анионы, в состав которых входит углеводородная часть молекулы, и на катионы металла или ионы водорода.

К анионоактивным веществам относятся карбоновые кислоты и их соли, сульфэфиры, алкилсульфонаты, алкиларилсульфонаты.

Катионоактивные вещества в водных растворах распадаются на положительно заряженный радикал и отрицательно заряженный ион кислоты. К таким веществам относят в основном азотистые оснований. Примерами соединений являются хлористая соль первичного амина. Однако необходимо отметить, что катионоактивные вещества в качестве деэмульгаторов стали реже применяться ввиду их низкой эффективности.

Неионогенные вещества не диссоциируют на ионы. Неионогенные ПАВы представляют собой соединения, содержащие с одной стороны гидрофобный углеводородный радикал и с другой стороны гидрофильную часть молекулы, которой обычно является полиэтоксидированная цепь. Неионогенные ПАВ получают на основе веществ, содержащих жирный и жирноароматический радикал, связанный с функциональной группой, и окиси этилена. Органические кислоты, спирты, фенолы, эфиры, меркаптаны, амины и амиды кислот могут быть исходным веществом для синтеза неионогенных ПАВ.

На рисунке 1.3 представлена общая схема реакции оксиэтилирования:



### Рис. 1.3. Общая схема реакции оксиэтилирования для получения неионогенных ПАВ

Деэмульгирующую способность неионогенных соединений регулируют путем изменения длины полиоксиэтиленовой цепи. Чем длиннее цепочка, состоящая из оксида этилена, тем выше растворимость ПАВ в воде.

Помимо оксида этилена в промышленности могут использовать оксид пропилена, при его добавлении к неионогенным ПАВ могут усиливаться гидрофобные свойства. В результате образуемое вещество с оксипропиленовой цепью молекулярной массы более 1000 становится не растворимым в воде. Используя при синтезе неионогенных ПАВ цепи окисей алкиленов в виде блоксополимеров, можно изменять соотношение между гидрофобной и гидрофильной частями деэмульгатора и физико-химические свойства в широком диапазоне.

#### 1.7. МЕХАНИЗМЫ ДЕЙСТВИЯ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ

На сегодняшний день полностью механизмы действия деэмульгаторов полностью не исследованы, и поэтому до сих пор решения проблемы установления принципов действия деэмульгаторов и способов повышения их эффективности не найдено.

Тем не менее, в работах П.А. Ребиндера, Д.В. Семихина выделяют три основных механизма действия деэмульгаторов.

##### 1) Механизм адсорбционного вытеснения природных эмульгаторов.

Данный механизм выявлен академиком П.А. Ребиндером и применим только для маслорастворимых реагентов. По данному механизму, ПАВ обладает деэмульгирующей способностью, если его молекулы имеют более высокую поверхностную активность, чем эмульгатор, при адсорбции из водной и нефтяной фаз. Реагент адсорбируется на поверхностном слое глобул воды и вытесняет эмульгатор, тем самым снижая поверхностное натяжение. При этом образуются адсорбционные слои из молекул деэмульгатора, однако они не создают структурно-механического барьера, препятствующего коалесценции.

Далее капли воды начинают коалесцировать и в последующем происходит ее седиментация.

Эффект деэмульгатора, действующего по такому механизму, может быть оценен по его поверхностной активности путем измерения изменения межфазного натяжения нефтяного раствора на границе раздела с водой. Если поверхностная активность реагента выше, чем поверхностная активность молекул природного эмульгатора из межфазного слоя, то наиболее эффективный деэмульгатор будет иметь минимально возможное  $\sigma_{\text{нв}}$ .

### 2) Механизм обращения фаз обратных эмульсий молекулами водорастворимого деэмульгатора.

На границе нефти с водой водорастворимые реагенты также снижают поверхностное натяжение, как и маслорастворимые. Однако водорастворимые деэмульгаторы, находясь в водной фазе обратной эмульсии (В/Н) способствуют обращению фаз. Происходит образование прямых эмульсий, которые не способны стабилизироваться природными маслорастворимыми эмульгаторами. И таким образом, данное обращение фаз обуславливает механизм деэмульгирования водорастворимых реагентов.

### 3) Механизм экстракции природных эмульгаторов из нефти в состав капель критической эмульсии, в виде которых находится деэмульгатор и которые являются третьей фазой в системе.

Этот механизм действия деэмульгирования был раскрыт в работе [Семихин, с. 24]. Для его подтверждения проведены исследования по определению межфазного натяжения на границе «нефть-вода» нефтяных растворов деэмульгаторов. При добавлении таких реагентов в нефть, согласно механизму Ребиндера, величина  $\sigma_{\text{нв}}$  не уменьшается, а наоборот – увеличивается. На графике ниже (рисунок 1.4) отображено данное явление в виде кривой 3.

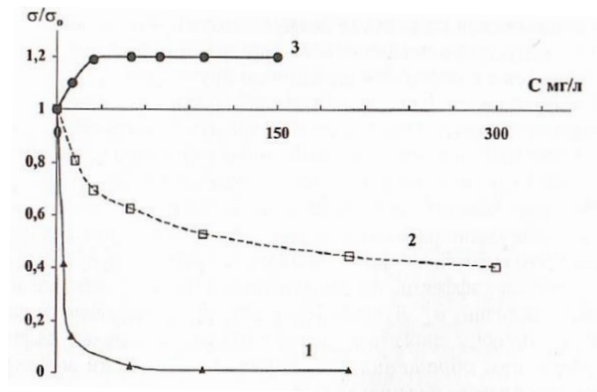


Рис. 1.4. Относительное межфазное натяжение «нефть-вода» при 20°C  
 1 – от концентрации маслорастворимого деэмульгатора в нефти; 2 – от концентрации водорастворимого деэмульгатора в воде; 3 – от концентрации деэмульгатора в нефти, находящегося в ней в состоянии критической эмульсии.

Для изучения причин изменения величины  $\sigma_{\text{нв}}$  необходимо принять во внимание высокую относительную молекулярную массу ПАВ компонентов деэмульгаторов. Особенность диаграмм растворимости таких реагентов в воде и углеводороде указана ниже на рисунке 1.5.

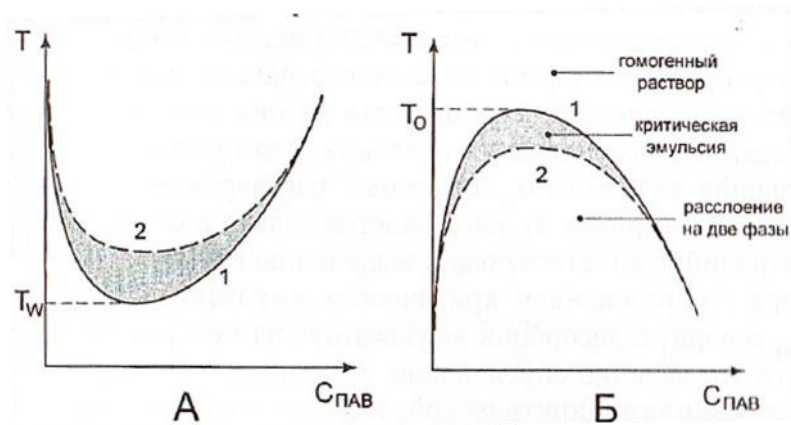


Рис. 1.5. Типичные фазовые диаграммы температура – состав раствора с водной (А) и углеводородной (Б) средой: 1- кривая точек помутнения; 2 – кривая точек расслоения фаз.

Согласно фазовым диаграммам растворимости, высокомолекулярные неионогенные ПАВ в воде имеют низкую критическую температуру растворения ( $T_w$ ), а в углеводородах высокую критическую температуры растворения ( $T_o$ ). Причем температура водного раствора немного выше  $T_w$ , а температура углеводородного раствора ниже  $T_o$ . Тем не менее, все растворы могут

образовывать так называемые «критические эмульсии». В зависимости от температуры, концентрации и химического состава молекул высокомолекулярного ПАВ, они могут существовать в растворителе в трех состояниях:

- 1) в виде гомогенного раствора;
- 2) в виде выделяющейся второй жидкой фазы с расслоением системы;
- 3) выделяться в виде второй фазы с образованием критической эмульсии.

В первых двух случаях, введение ПАВ мало влияет на светопропускание растворителя и, следовательно, на оптическую плотность его помутнения. В случае возникновения критической эмульсии свет рассеивается частицами размером порядка длины волны 200-800 нм и наблюдается резкое помутнение системы.

В определенном интервале температур и концентраций наблюдается увеличение межфазного натяжения на границе нефти с водой. В соответствии с этим выделяется фаза деэмульгатора с образованием критической эмульсии. Происходит удаление адсорбированного эмульгатора из межфазового слоя микрокаплями критической эмульсии, на что указывает повышение величины  $\sigma_{\text{нв}}$ .

## 1.8. ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ ДЕЭМУЛЬСАЦИИ

Для определенного объекта важными вопросами применения деэмульгатора являются наиболее высокая эффективность деэмульгатора и минимальный расход реагента. Выбор деэмульгатора должен производиться с учетом системы очистки от эмульсии на месторождении.

По мере изменения климатических условий, а также условий добычи флюидов из скважины меняются и требования к деэмульгаторам. Более низкие температуры в зимнее время могут вызвать проблемы, связанные с кристаллизацией парафина и образованием парафиновых отложений [A review of petroleum..., с. 678]. Обработка скважин может нарушить работу очистных сооружений. Например, кислотная обработка скважины может привести к

образованию асфальтеновых отложений. Также капитальный ремонт скважин и обработка химическими реагентами могут привести к проблемам образования эмульсий. Следует предвидеть последствия обработки скважины и других мероприятий, а оператору необходимо увеличить дозировку деэмульгатора при необходимости. Стоит отметить, что один и тот же деэмульгатор или одна та же дозировка не способны разрушать эмульсии полностью при изменении условий добычи нефти.

Для выбора наилучшего деэмульгатора может потребоваться несколько наборов тестов при различных концентрациях, температурах, обводненности и т. д. Дозировки деэмульгатора, полученные в лаборатории, как правило, превышают те, которые потребуются в полевых условиях [СТ-07.1-00-00-02]. Рекомендуется проводить бутылочный тест со свежими эмульсиями, поскольку старение проб оказывает значительное влияние на дозировку деэмульгатора. Во время бутылочных испытаний следует учитывать и другие факторы:

- Цвет и внешний вид эмульсии;
- Осадки в воде;
- Наличие промежуточного слоя;
- Механические примеси, находящиеся на границе раздела фаз.

После бутылочных испытаний отбираются один-два перспективных деэмульгатора для полевых испытаний. Во время полевых испытаний химические вещества должны быть протестированы при различных концентрациях, рабочих температурах и времени отстаивания, а также проверены на чистоту отделенной воды и, что наиболее важно, на количество воды, оставшейся в добываемой нефти. Также рекомендуется протестировать реагенты в течение определенного периода времени, чтобы оценить эффективность и сравнить ее с эффективностью используемого реагента. Лучшим деэмульгатором считается тот, который обеспечивает самое быстрое и чистое разделение при минимально возможных затратах на тонну сырой нефти.



Дозировка деэмульгатора в товарной форме обычно составляет до 10-50 грамм на тонну нефти, но стандартной дозировкой на месторождениях принято считать 30 грамм на тонну нефти. Однако, какими бы ни были дозировка и состав деэмульгатора, можно оптимизировать использование реагента путем оценки различных компонентов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПО ЛИТЕРАТУРНОМУ ОБЗОРУ

Высокая обводненность нефти способствует снижению эффективности процесса подготовки нефти к товарной форме. Приоритетным в вопросе данной тематики является выбор наиболее эффективного способа деэмульсации.

Основными факторами, влияющими на образование устойчивых водонефтяных эмульсий, являются состав и свойства нефтей, пластовых вод.

По мере увеличения времени эксплуатации нефтяных скважин увеличивается совместная добыча нефти и воды. Возникают проблемы в виде появления устойчивых эмульсии. Подготовка нефти к переработке осуществляется путем удаления из нее воды, минеральных солей и механических примесей. Для максимального отделения воды от нефти применяются различные методы разрушения водонефтяных эмульсий: механические, термические, электрические, химические.

Для того чтобы избежать образования устойчивых эмульсий на месторождениях, необходимо использовать специальные реагенты-деэмульгаторы. Однако, использование неэффективных реагентов или добавка реагентов в больших количествах может привести к увеличению себестоимости добычи продукции и усложнить процесс переработки нефти.

Для выбора эффективного способа разрушения водонефтяных эмульсий необходимо иметь информацию об их свойствах и факторах устойчивости. Таким образом, актуальность исследования заключается в поиске эффективных способов разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий и повышения эффективности процессов подготовки нефти на основании исследований влияния химических реагентов.

ГЛАВА 2. ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Глава удалена по решению автора

ГЛАВА 3. ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Глава удалена по решению автора

Глава удалена по решению автора

1. A review of petroleum emulsions and recent progress on water-in-crude oil emulsions stabilized by natural surfactants and solids / Abubakar Abubakar Umar, Ismail Bin MohdSaaid, Aliyu Adebayo Sulaimon, Rashidah Bint Mohd Pilus // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2018. 19 Mar. (№ 165). С. 673-690.
2. Asphaltene problems in production. PetroWiki [сайт]: Richardson, 2016. URL: [https://petrowiki.spe.org/Asphaltene\\_problems\\_in\\_production](https://petrowiki.spe.org/Asphaltene_problems_in_production) (дата обращения: 01.05.2023).
3. Asphaltenes and waxes. PetroWiki [сайт]: Richardson, 2018. URL: [https://petrowiki.spe.org/Asphaltenes\\_and\\_waxes](https://petrowiki.spe.org/Asphaltenes_and_waxes) (дата обращения: 27.04.2023).
4. ASTM D4124-09 (2018). Standard Test Method for Separation of Asphalt into Four Fractions [сайт]. URL: <https://www.astm.org/d4124-09r18.html> (дата обращения: 19.04.2023).
5. Chemical Demulsification of Petroleum Emulsions Using Oil-Soluble Demulsifiers / M. A. Krawczyk, D. T. Wasan, C. S. Shetty // *Ind. Eng. Chem. Res.* 1991. №. 30. С. 367.
6. Czarnecki J. On the Stabilization Mechanism of Water-in-Oil Emulsions in Petroleum Systems // *Energy & Fuels*. 2005. №. 19. С. 2074 - 2079.
7. Demulsification of Water in Oil Emulsions Using Water Soluble Demulsifiers / C.S. Shetty, A.D. Nikolov, D.T. Wasan [и др.] // *J. Dispersion Sci. Technol.* 1992. №. 13. С. 121.
8. Demulsification techniques of water-in-oil and oil-in-water emulsions in petroleum industry / Zolfaghari R., Fakhru'l-Razi A, Luqman C. Abdullah, [и др.] // *Separation and Purification Technology*. 2016. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.seppur.2016.06.026> (дата обращения: 20.04.2023)
9. Fink J. *Petroleum engineer's guide to oil field chemicals and fluids*: / J. Fink; University of Leoben. Leoben : Austria, 2021. 1047 с.



10. Formation, stabilization and chemical demulsification of crude oil-in-water emulsions: a review / E. Yonguep, K. F. Kapiamba, K. J. Kabamba, M. Chowdhury // Petroleum Research. 2022. №7. С. 459-472
11. Manar El-Sayed Abdel-Raouf. Factors Affecting the Stability of Crude Oil Emulsions. Cairo: InTech, 2012. 204 с.
12. Methods of separation of stable oil-water emulsions into phases and their application at production sites / M.A Kovaleva, V.G Shram, T. N Vinichenko, N.N Lysyannikova // Earth and Environmental Science. 2019. №315. P. 1-6.
13. Oil demulsification. PetroWiki [сайт]: Richardson, 2015. URL: [https://petrowiki.spe.org/Oil\\_demulsification](https://petrowiki.spe.org/Oil_demulsification). (дата обращения: 20.03.2023).
14. Rajamanickam K. Technologies Involved in the Demulsification of Crude Oil. Chennai, 2021. 246 p.
15. Recent demulsification methods of crude oil emulsions – Brief review / Faizullayev S., Adilbekova A., Kujawsk W., Mirzaeian M. // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2022. №. 215. С. 117-136. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110643> (дата обращения 25.10.2022).
16. Stability of oil emulsions. PetroWiki [сайт]: Richardson, 2016. URL: [https://petrowiki.spe.org/Stability\\_of\\_oil\\_emulsions#cite\\_note-r2-2](https://petrowiki.spe.org/Stability_of_oil_emulsions#cite_note-r2-2). (дата обращения: 20.03.2023).
17. Абдирахимов И.Э. Дезэмульгирование нефтеводяных эмульсий // Universum: технические науки : электрон. научн. журн. 2021. вып. №4(85). С. 72-75. URL: <https://7universum.com/ru/tech/archive/item/11581> (дата обращения: 08.12.2022).
18. Абрамзон А. А. Поверхностно-активные вещества / А. А. Абрамзон. – Л.: Химия. 1981. 304 с.
19. Ахметов, С. А. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа : учебное пособие. Санкт-Петербург : Недра, 2006. 868с.
20. Байков Н.М. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды / Н.М. Байков, Т.Н. Позднышев, Р.И. Мансуров. - М.: Недра, 1981. 261 с.

21. Борьба с осложнениями: водонефтяные эмульсии. Исследование состава и причин образования стойких водонефтяных эмульсий промежуточного слоя на установках подготовки нефти / Ф.А. Бурюкин [и др.]. Нефтегазопереработка // Neftegaz.RU: [сайт]. 2020. №9 (105). URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/promyslovaya-khimiya/631342-borba-s-oslozhneniyami-vodoneftyanye-emulsii/> (дата обращения: 10.12.2022).
22. Борьба с осложнениями: водонефтяные эмульсии. Исследование состава и причин образования стойких водонефтяных эмульсий промежуточного слоя на установках подготовки нефти / Ф.А. Бурюкин [и др.]. Нефтегазопереработка // Neftegaz.RU: [сайт]. 2020. №9 (105). URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/promyslovaya-khimiya/631342-borba-s-oslozhneniyami-vodoneftyanye-emulsii/> (дата обращения: 10.12.2022).
23. Влияние асфальтенов на формирование устойчивых водонефтяных эмульсий / Е. М. Халфина, Ю. Л. Карабут, Е. Е. Барская, Ю. М. Ганеева // Актуальные вопросы химической технологии и защиты окружающей среды : Сборник материалов IX Всероссийской конференции, посвященной 55-летию Чувашского государственного университета имени И.Н. Ульянова, Чебоксары, 01–02 декабря 2022 года. Чебоксары: Чувашский государственный университет имени И.Н. Ульянова, 2022. С. 74-75.
24. Воюцкий С. С. Курс коллоидной химии. 2-е изд., перераб. и доп. Москва: Химия, 1975. 512 с.
25. Гайдукова Т.А. Нефтегазоносные провинции и области России: учебное пособие. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2006. 113 с.
26. Галбураев, А.И. Оптимизация технологии подготовки нефтей с применением деэмульгаторов // Труды грозненского государственного нефтяного технического университета им. академика М. Д. Миллионщикова. 2004. №4, С. 179-183.
27. ГОСТ 18995.1-73. Методы определения плотности. Дата введения 1974-07-01.

28. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия [сайт]. URL: <http://files.stroyinf.ru/data1/10/10031/>
29. Жумаев К.К., Причины образования водонефтяных эмульсий // Молодой ученый. 2016. № 2 (106). С. 153-155. URL: <https://moluch.ru/archive/106/25414/> (дата обращения: 05.03.2023).
30. Ильин А.Н., Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Высокопарафинистые нефти: закономерности пространственных и временных изменений их свойств // Нефтегазовое дело. 2007. [http://www.ogbus.ru/authors/Niin/Niin\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Niin/Niin_1.pdf)
31. Исследование динамики процесса отстаивания водонефтяных эмульсий / А.В. Кравцов, Н.В. Ушева, О.Е. Мойзес [и др.] // Известия Томского политехнического университета. 2010. Т. 317. № 3. С. 54-57.
32. Исследование распределения деэмульгаторов при разрушении водонефтяных эмульсий /Т.Ф. Космачева, Ф.Р. Губайдулин, И.Х. Исмагилов, Е.В. Жилина // Нефтяное хозяйство. 2004. № 6. С.110 - 113.
33. Исследование эффективности реагентов для проведения деэмульсации водонефтяных эмульсий/ В.И. Рябова, А.К. Филатов, Б.А. Яхин [и др.]// Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. №2 (108). С. 52-58.
34. Каспарянц К.С. Промысловая подготовка нефти. М.: Недра, 1973. 376 с.
35. Классификация деэмульгаторов и предъявляемые к ним требования: Москва, 2017. URL: [https://vuzlit.ru/1033927/klassifikatsiya\\_deemulgatorov\\_predyavlyaemye\\_trebovaniya](https://vuzlit.ru/1033927/klassifikatsiya_deemulgatorov_predyavlyaemye_trebovaniya). (дата обращения: 20.12.2022).
36. Клейтон В. Эмульсии, их теория и технические применения, под ред. П.А. Ребиндера. М.: Изд-во иностранной литературы, 1950. 679 с.
37. Кольчевская, И. В. Оптимизация состава товарных форм деэмульгаторов как способ повышения их эффективности / И. В. Кольчевская // Нефть и газ Западной Сибири. Материалы Международной научно-технической конференции,

посвященной 55-летию Тюменского государственного нефтегазового университета, 2011. №1. С. 190-193.

38. Лабораторные исследования физико-химических методов разрушения стабилизированных ПАВ-полимерными коктейлями эмульсий / Н.Н. Томчук, Е.А. Филатова, Д.С. Буракова [и др.] // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2021. Том №6 (№4). С.154-159. URL: <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-154-159> (дата обращения 31.03.2023).

39. Лобков А.М Сбор и обработка нефти и газа на промысле. М.: Недра, 1968. 285 с.

40. Логинов В.И. Обезвоживание и обессоливание нефтей. М.: Химия, 1979. 214 с.

41. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды [Текст] : учебник для вузов / Г.С. Лутошкин. – Изд. 3-е, стереотипное. Перепечатка со второго издания 1979 г. М.: ООО ТИД «Альянс». 2005. 319 с.

42. Методики испытаний деэмульгаторов для промысловой подготовки нефти: Методические указания/ Казан.гос.технолог.ун-т; Сост.: д.т.н. Сахабутдинов Р.З., к.т.н. Губайдулин Ф.Р., д.т.н., проф. Хамидуллин Р.Ф., Казань, 2009. 35 с.

43. Муравьев В.М. Основы нефтяного и газового дела. М.: Недра, 1967. 280 с.

44. Оптимизация режима деэмульсации в промысловой подготовке нефти / И.Р. Байков, О.В. Смородова, С.В. Китаев, И.С. Ерилин // Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. 2018. №5(115). С. 57-68.

45. Особенности формирования и разрушения водонефтяных эмульсий на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / Р.З. Сахабутдинов, Ф.Р. Губайдулин, И.Х. Исмагилов, Т.Ф. Космачева. М.: ВНИИОЭНГ, 2005. 324 с.

46. Патент № 2 316 578 РФ, МПК C10G 33/04 (2006.01), C08G 18/48 (2006.01). Способ повышения эффективности деэмульгаторов водонефтяных эмульсий: № 2006101426/04: заявл. 27.07.2007: опубл. 10.02.2008 / Л.П.Семихина, Л.П. Паничева, Д.В. Семихин; заявитель ТюмГУ. 8 с.

47. Патент № 2162725 РФ, МПК В01D 17/04 (2000.04), С10G 33/04 (2001.02) Способ подготовки нефти к переработке и установка для ее осуществления: №2000109656/12: заявл. 17.04.2000: опубл. 10.02.2001 / Г.Л. Пахотин, Л.Г. Пахотин, К.Г. Пахотин, Л.Ф. Пахотина.
48. Позднышев Г.Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. М.: Недра, 1982. 221 с.
49. Расчеты основных процессов и аппаратов нефтепереработки: Справочник / под редакцией Е. Н. Судакова. – 3-е изд. Москва: Химия, 1979. 568 с.
50. Ребиндер П.А. Избранные труды. Поверхностные явления в дисперсных системах. М.: Наука, 1978. 368 с.
51. Савченков А.Л. Химическая технология промышленной подготовки нефти : учебное пособие. Тюмень : ТюмГНГУ, 2011. 180 с.
52. Сатторов М.О., Ямалетдинова А.А., Бакиева Ш.К. Анализ эффективности деэмульгаторов, применяемых при разрушении местных водонефтяных эмульсий // Universum: Технические науки : электрон. научн. журн. 2020. № 4(73). URL: <http://7universum.com/ru/tech/archive/item/9271> (дата обращения: 18.12.2021).
53. Сваровская Н.А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: учебное пособие. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. 166 с.
54. Семихин Д.В. Влияние физико-химических свойств растворов деэмульгаторов на эффективность обезвоживания нефти. Диссертация на соискание степени кандидата физ-мат. Наук. Тюмень. 2004. 141 с.
55. Семихина Л.П. Физико-химические методы исследования многофазных сред: Практикум. Часть 1. Эмульсии. Тюмень: Издательство Тюменского государственного университета, 2007. 88 с.
56. Семихина Л.П., Москвина Е.Н., Кольчевская И.В. Явление синергизма в смесях поверхностно-активных веществ // Вестник Тюменского государственного университета. № 5. 2012. С. 85-91.

57. Сергиенко С.Р., Таимова Б.А., Талалаев Е.И. Высокомолекулярные углеводородные соединения нефти. Смолы и асфальтены. М.: Наука, 1979. 269 с.
58. Смирнов Ю.С. Химическое деэмульгирование нефти как основа ее промышленной подготовки // Нефтяное хозяйство. 1989. № 8. С. 46.
59. Смит А. Прикладная ИК-спектроскопия : Основы, техника, аналит. применение. Москва: Мир, 1982. 327 с.
60. СТ-07.1-00-00-02 «Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа» / ОАО АНК «Башнефть»; утв. 13.02.2013 № 53р. 2013. 83 с.
61. Сумм Б. Д. Основы коллоидной химии : учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений / Б. Д. Сумм. — 2-е изд., стер. М. : Издательский центр «Академия», 2007. 240 с.
62. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. Казань: ФЭН, 2000. 416 с.
63. Тронов В.П. Разрушение эмульсий при добыче нефти [Текст] / В.П. Тронов. М.: Недра, 1974. 272 с.
64. Формирование структуры водонефтяных эмульсий / А.И. Леонтьева, Н.Н. Балабаева, К.В. Брянкин [и др.] // Вестник ТГТУ. 2017. №4. С. 635-640.
65. Харитонов А.А., Квеско Н.Г. Методы ликвидации осложнений при бурении скважин на Куюмбинском лицензионном участке // Международный научно-исследовательский журнал. 2016. С. 99-101.
66. Хрисониди В.А., Пиндюрина А.А., Рахамова С.Р. Технологии разрушения эмульсий в системе подготовки нефти // The scientific heritage. 2021. № 71. С. 14-17. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/tehnologii-razrusheniya-emulsiy-v-sisteme-podgotovki-nefti/viewer> (дата обращения 22.06.2022).
67. Шорохова О.В. Методика определения концентрации гелеобразующего гидрофобизатора в водонефтяной эмульсии. // Нефтепромышленное дело. 2000. № 3. С.27-28.

68. Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения/ Д.Н. Левченко, Н.В. Бергштейн, А.Д. Худякова, Н.М. Николаева. М.: Химия, 1967. 200 с.
69. Эмульсия. Neftegaz.RU [сайт]: Москва, 2018. URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/burenie/148006-emulsiya/> (дата обращения: 30.09.2021).