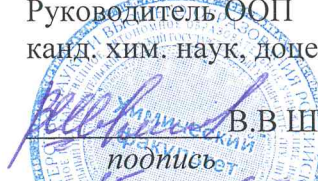


Министерство образования и науки Российской Федерации
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ (НИ ТГУ)
Химический факультет
Кафедра высокомолекулярных соединений и нефтехимии

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ В ГЭК

Руководитель ООП

канд. хим. наук, доцент


В.В. Шелковников

подпись

« 15 » 06 2021г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА СПЕЦИАЛИСТА
(ДИПЛОМНАЯ РАБОТА)

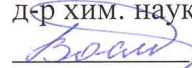
ВЛИЯНИЕ МАГНИТНОГО ПОЛЯ И ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ НА СТРУКТУРНО-
РЕОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕФТИ И СТАБИЛЬНОСТЬ
ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

по специальности 04.05.01 Фундаментальная и прикладная химия
специализация «Фундаментальная и прикладная химия»

Кухарева Екатерина Валерьевна

Зав. кафедрой ВМС и НХ

д-р хим. наук, профессор


А.В. Восмери́ков

подпись

« 15 » 06 2021 г.

Руководитель ВКР

канд. хим. наук, ст. науч. сотр. ИХН

СО РАН


Ю.В. Лоскутова

подпись

« 15 » 06 2021 г.

Консультант

канд. хим. наук, доцент НИ ТГУ


Е.М. Березина

подпись

« 15 » 06 2021 г.

Автор работы

студент группы № 08605


Е.В. Кухарева

подпись

« 15 » 06 2021 г.

В соответствии с п 3.2 «Регламента размещения текстов выпускных квалификационных работ в электронной библиотеке Научной библиотеке ТГУ» выпускная квалификационная работа студента Кухаревой Екатерины Валерьевны на тему «Влияние магнитного поля и химических реагентов на структурно-реологические характеристики нефти и стабильность водонефтяных эмульсий» размещается в репозитории с изъятием некоторых разделов в соответствии с решением правообладателя.

Руководитель ООП



В.В. Шелковников

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации.
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ (НИ ТГУ)
Наименование учебного структурного подразделения

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель, ООП

канд. хим. наук, доцент


В.В. Шелковников
подпись
« 02 » 2021 г.

ЗАДАНИЕ

по выполнению выпускной квалификационной работы бакалавра / специалиста / магистра обучающегося

Кухаревой Екатерине Валерьевне

Фамилия Имя Отчество обучающегося

по направлению подготовки 04.05.01 Фундаментальная и прикладная химия,
направленность (профиль) «Фундаментальная и прикладная химия»

1 Тема выпускной квалификационной работы

Влияние магнитного поля и химических реагентов на структурно-реологические
характеристики нефти и стабильность водонефтяных эмульсий

2 Срок сдачи обучающимся выполненной выпускной квалификационной работы:

а) в учебный офис / деканат – 17.06.2021 б) в ГЭК – 18.06.2021

3 Исходные данные к работе:

Объект исследования – Нефти Столбового и Восточно-Каменного месторождений и
водонефтяные эмульсии на их основе

Предмет исследования – Влияние магнитного поля и ввода ДЭ на свойства нефтей

Цель исследования – Изучение влияния магнитного поля и химических реагентов на
структурно-реологические характеристики 2 нефтей различного
состава и устойчивость водонефтяных эмульсий.

Задачи:

Изучение вязкостно-температурных характеристик нефтей до и после МО. 2.Изучение
влияния МО на компонентный состав ВМС. 3.Исследование влияния ввода ДЭ, МО на
устойчивость водонефтяных эмульсий.

Методы исследования: Магнитная обработка нефти, определение вязкости и температуры
застывания. «BottleTest», «Холодный» способ Гольде, ЖАХ, ИК-спектроскопия.

Организация или отрасль, по тематике которой выполняется работа–
ИХН СО РАН

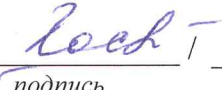
4 Краткое содержание работы

Изучено влияние магнитного поля, химических реагентов на структурно-реологические
характеристики нефтей различного состава и устойчивость водонефтяных эмульсий

Руководитель выпускной квалификационной работы

к.х.н., с.н.с. ИХН СО РАН

должность, место работы


подпись

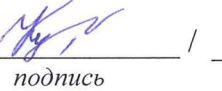
Ю.В. Лоскутова

И.О. Фамилия

Задание принял к исполнению

«8» февраля 2021

студент


подпись

Е.В. Кухарева

И.О. Фамилия

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа специалиста содержит 73 страницы, включает 26 рисунков, 28 таблиц, 30 литературных источников.

НЕФТЬ, ВОДОНЕФТЯНЫЕ ЭМУЛЬСИИ, МАГНИТНАЯ ОБРАБОТКА, МАГНИТНОЕ ПОЛЕ, СТРУКТУРНО–РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА, РАЗРУШЕНИЕ ЭМУЛЬСИЙ, СТАБИЛЬНОСТЬ ЭМУЛЬСИЙ, ДЕЭМУЛЬГАТОРЫ.

Объектами исследования являются нефти Столбового и Восточно-Каменного месторождений и водонефтяные эмульсии на их основе.

Цель работы: изучение влияния магнитного поля и химических реагентов на структурно-реологические характеристики 2 нефтей различного состава и устойчивость водонефтяных эмульсий.

В данной работе было изучено влияние магнитного поля и химических реагентов на структурно-реологические характеристики нефти и стабильность водонефтяных эмульсий.

По итогам данной работы было установлено следующее:

- воздействие магнитного поля на нефть и 10 %-эмульсию высокосмолистого месторождения сопровождается увеличением вязкостно-температурных свойств. Вязкость нефти и 10 %-эмульсии высокопарафинистого месторождения изменяется незначительно, однако после обработки наблюдается снижение температуры застывания;
- после магнитной обработки происходит изменение компонентного состава нефтесодержащих систем;
- комплексная обработка магнитным полем и химическим реагентами является эффективным методом разрушения 10 %-эмульсий высокосмолистой и 50 % мас. эмульсии высокопарафинистой нефти.

СПИСОК ОСНОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

ВМС	– высокомолекулярные соединения
НДС	– нефтяные дисперсные системы
ПАВ	– поверхностно-активные вещества
ДВ	– дистиллированная вода
ДЭ	– деэмульгатор
ДК	– деэмульгирующая композиция
МП	– магнитное поле
МО	– магнитная обработка
УВ	– углеводороды
А	– асфальтены
БС	– бензольные смолы
СБС	– спиртобензольные смолы
ПУ	– парафиновые углеводороды
ССЕ	– сложная структурная единица
САК	– смолисто-асфальтеновые компоненты
АСПО	– асфальтосмолопарафиновые отложения
ММВ	– межмолекулярное взаимодействие
T_3	– температура застывания
E_a^{BT}	– энергия активации вязкого течения
$T_{фп}$	– температура фазового перехода
ρ	– плотность
ППГ	– полипропиленгликоль

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ОСНОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ	2
ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР	8
1.1 Химический состав нефти	8
1.1.1 Углеводородные соединения	8
1.1.2 Смолисто-асфальтеновые компоненты	9
1.2 Нефть как структурированная дисперсная система	13
1.3 Водонефтяные эмульсии	15
1.3.1 Причины образования водонефтяных эмульсий	16
1.3.2 Типы водонефтяных эмульсий	18
1.3.3 Способы разрушения водонефтяных эмульсий	20
1.3.4 Механизм деэмульсации нефти	22
1.4 Поведение нефтяных систем в магнитных полях.....	24
2 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ.....	26
2.1 Объекты исследования	26
2.2 Методы исследования нефтяных систем.....	28
2.2.1 Формирование водонефтяных эмульсий	28
2.2.2 Магнитная обработка нефти	29
2.2.3 Метод экспресс-анализа для определения температуры застывания, а также динамической вязкости нефти и нефтепродуктов при низких температурах.....	30
2.2.4 Методы определения компонентного состава нефти.....	31
2.2.5 Метод лабораторных испытаний деэмульгаторов «Bottle Test».....	34
2.2.6 Метод ИК-спектроскопии	34

2.2.7 Определение энергии активации вязкого течения нефти и водонефтяных эмульсий	35
3 РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ	37
3.1 Изучение влияния магнитного поля на структурно-реологические характеристики нефтей и 10 % мас. эмульсий	38
3.2 Изучение влияния магнитного поля на компонентный состав исследуемых нефтей и эмульсий	42
3.3 Анализ состава высокомолекулярных компонентов нефти	46
3.4 Изучение устойчивости 10, 30 и 50 % мас. водонефтяных эмульсий нефтей Столбового и Восточно-Каменного месторождений под действием деэмульгаторов	54
3.5 Изучение комплексного воздействия магнитного поля и деэмульгаторов на стабильность 10, 30 и 50 % мас. водонефтяных эмульсий нефтей Столбового и Восточно-Каменного месторождений	65
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	70
ЛИТЕРАТУРА	71

ВВЕДЕНИЕ

В связи с выработкой запасов легких нефтей в эксплуатацию все чаще вводятся месторождения нефтей с повышенным содержанием парафиновых углеводородов и смолисто-асфальтеновых компонентов. Такие нефти характеризуются высокими значениями вязкости, температуры застывания и плотности. В процессе добычи, транспорта и хранения с понижением температуры нефти значительно ухудшают свои реологические характеристики, что приводит к отложению асфальтосмолопарафиновых образований (АСПО) на стенках технологического оборудования. Это приводит к повышенному износу оборудования, дополнительным материальным затратам и ухудшению экологической ситуации.

При добыче и переработке нефть дважды смешивается с водой, образуя эмульсии: при выходе с большой скоростью из скважины вместе с сопутствующей ей пластовой водой и в процессе обессоливания, т.е. промывки пресной водой для удаления хлористых солей. Необходимость удаления воды из нефти обусловлена рядом причин: пластовая вода (ПВ) вызывает коррозию оборудования, приводит к вспениванию нефти, нарушению технологических режимов. Кроме того, транспортировка на большие расстояния воды в составе нефти экономически не рациональна.

Для решения этих проблем используются различные физико-химические методы воздействия: ввод химических реагентов (депрессоров, ингибиторов, деэмульгаторов и др.), обработка добываемой продукции магнитным, электромагнитным, акустическим, ультразвуковым, пульсационными полями и их комбинациями.

В последние годы значительно возрос интерес к возможности применения физических методов обработки, в частности обработки магнитным полем, которые помогут минимизировать процент содержания воды в добываемой нефти. Преимуществом магнитной обработки (МО) перед многочисленными способами улучшения структурно-механических

свойств тяжелых нефтей и методами деэмульсации нефти является ее низкая энергозатратность, высокий коэффициент полезного действия, техническая и экологическая безопасность.

Известно, что каждое месторождение уникально по компонентному составу нефти, степени обводненности, физико-химическим свойствам нефти и пластовой воды. Поэтому для применения МО в процессах деэмульсации необходимо детальное исследование влияния параметров обработки (продолжительность, температурный фактор) на устойчивость водонефтяных эмульсий и их структурно-механические свойства.

Целью дипломной работы является [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Изучить вязкостно-температурные характеристики нефтей Столбового и Восточно-Каменного месторождений и 10 % мас. эмульсий до и после МО, рассчитать энергию активации вязкого течения исследуемых образцов;
2. Изучить влияние магнитной обработки (МО) на компонентный состав высокомолекулярных компонентов (ВМС): асфальтенов, бензольных и спиртобензольных смол, в нефтях и 10 % мас. эмульсиях на их основе;
3. С помощью метода ИК-спектроскопии охарактеризовать структурно-групповой состав ВМС исследуемых нефтей и эмульсий до и после МО;
4. Исследовать влияние МО, ввода ДЭ и температурного фактора на устойчивость 10, 30 и 50 % мас. водонефтяных эмульсий.

Научная новизна работы заключается в получении новых данных о влиянии магнитной обработки на структурно-реологические свойства нефтей и 10 % мас. нефтяных эмульсий различного состава. Показан высокий деэмульгирующий эффект комплексного воздействия магнитного поля и

химических реагентов на нефтяные эмульсии с различным содержанием водной фазы.

Практическая значимость работы состоит в том, что полученные результаты исследования можно использовать в промышленных испытаниях обезвоживания нефтей различного состава на месторождениях Западной и Восточной Сибири.

1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

1.1 Химический состав нефти

Нефть – сложная смесь органических соединений, в составе которой обнаружено множество углеводородов различного строения и большое число гетероорганических соединений [1].

Основными элементами, входящими в состав нефти, являются углерод, массовое содержание которого находится в пределах 82 – 87 %, и водород (12 – 13 % мас.). Также в заметных количествах в состав нефти могут входить сера, кислород и азот, на долю которых обычно приходится 1 – 5 % мас.

1.1.1 Углеводородные соединения

Углеводородными компонентами нефти являются в основном представители трех гомологических рядов – алканы, циклоалканы и арены, также широко представлено большое количество углеводородов смешанного гибридного строения. В очень редких случаях в нефтяных системах могут присутствовать алкены и алкадиены, однако, как правило, они там не содержатся [2, 3].

Алканы (парафины) составляют основную часть нефти, обычное содержание их в нефтяных системах колеблется от 20 до 50 % мас. Некоторые нефтяные системы могут содержать до 80 % мас. парафинов и относятся к парафинистым нефтям. Нефти содержащие не более 1 – 2 % мас. этих углеводородов являются слабopарафинистыми. Общая формула алканов – C_nH_{2n+2} . Молекулы этих углеводородов представляют собой углеродную цепь, соединенную одинарными связями. Алканы находятся в нефти во всех трех агрегатных состояниях – газообразном $C_1 - C_4$, жидком $C_5 - C_{15}$, твердом C_{16} и выше. Твердые нефтяные парафины представляют собой смесь углеводородов метанового ряда нормального строения с количеством атомов углерода в молекуле от 18 до 35. Это вещества кристаллического строения, с молекулярной массой 300 – 400 и температурой плавления 45 – 65 °C. В

нефтяных системах парафины присутствуют в растворенном и взвешенном состояниях [4].

Циклоалканы (нафтены) представляют собой замкнутые циклы с ненасыщенными связями между атомами углерода, их общая формула C_nH_{2n} . Моноциклические нафтены представлены в нефтях в основном производными циклопентана и циклогексана, из-за наибольшей устойчивости пяти-шестичленных циклов. Также нефтяные системы содержат бициклические, трициклические и полициклические углеводороды. Обычное содержание циклоалканов в нефти составляет 30 – 50 % мас., однако в слабopарафинистых нефтях может содержаться около 80 % мас. нафтенaв.

Ароматические углеводороды (арены) уступают по содержанию парафинам и нафтенам. Обычно в нефтяных системах содержится 15 – 20 % мас. аренов. Общая формула ароматических углеводородов C_nH_{2n-6} , это соединения содержащие в молекулах одно или несколько бензольных колец. В нефтяных системах могут содержаться ароматические углеводороды ряда бензола, производные полициклических аренов и углеводороды смешанного строения, молекулы которых содержат нафтенoвые и ароматические кольца, парафиновые цепи [5,6].

1.1.2 Смолисто-асфальтеновые компоненты

Неуглеводородные соединения нефти состоят из сернистых, кислородных и азотистых соединений и представлены главным образом смолами и асфальтенами [7, 8].

Смолисто-асфальтеновые вещества (САВ) – сложная смесь наиболее высокомолекулярных компонентов нефти, содержание которых достигает 10 – 50 % мас. В нефти они присутствуют в виде коллоидных систем или в растворенном состоянии. САВ представляют собой гетероорганические соединения гибридной структуры, состоящие из пяти основных химических элементов – углерода, водорода, серы, кислорода и азота. На долю

углеводородной составляющей смолоасфальтеновых компонентов приходится 80 – 95 % мас. всей молекулы. Также молекулы САВ могут содержать некоторые металлы – Fe, Ni, V, Mg и др.

Соотношение между смолами и асфальтенами в нефтях и тяжёлых остатках, где они в основном концентрируются, составляет от 7:1 до 9:1. В высококонцентрированном виде САВ находятся в виде природных битумов [4, 9].

Асфальтены – твердые хрупкие высокоплавкие вещества черного цвета, растворимые в ароматических углеводородах, хлороформе и других растворителях, но не растворимые в низкокипящих алканах. Молекулярная масса обычно колеблется в пределах 2000 – 3000, но иногда может быть выше 6000. Нагрев или освещение растворов асфальтенов приводит к их конденсации и превращению в нерастворимые продукты большей молекулярной массы – карбены и карбоиды [8]. Асфальтены являются более высокомолекулярными соединениями, чем смолы. Они отличаются от смол большим содержанием гетероатомов и несколько меньшим содержанием водорода. Асфальтены являются продуктами конденсации смол [9].

Большинство асфальтенов имеют слоистое строение и состоят из 5 – 6 почти плоских «пластин», образующих «пачки». Каждая «пластина» представляет собой систему из нафтеновых, гетероциклических и 3 – 6 конденсированных ароматических колец, окруженную короткими и длинными алкильными боковыми цепочками нормального или изостроения. Диаметр ароматической части пластины 9 – 15 Å, расстояние между пластинами 3,5 – 3,7 Å. Общая толщина «пачки» 16 – 20 Å. Пластины связаны в «пачке» гетероатомными или углеводородными цепочками и межмолекулярным взаимодействием [8].

Доказано наличие двух типов структур асфальтеновых молекул – «архипелаг» и «континент» (Рисунок 1.1), которые в результате межмолекулярных взаимодействий образуют слоистые пачечные структуры (Рисунок 1.2) [10, 11].

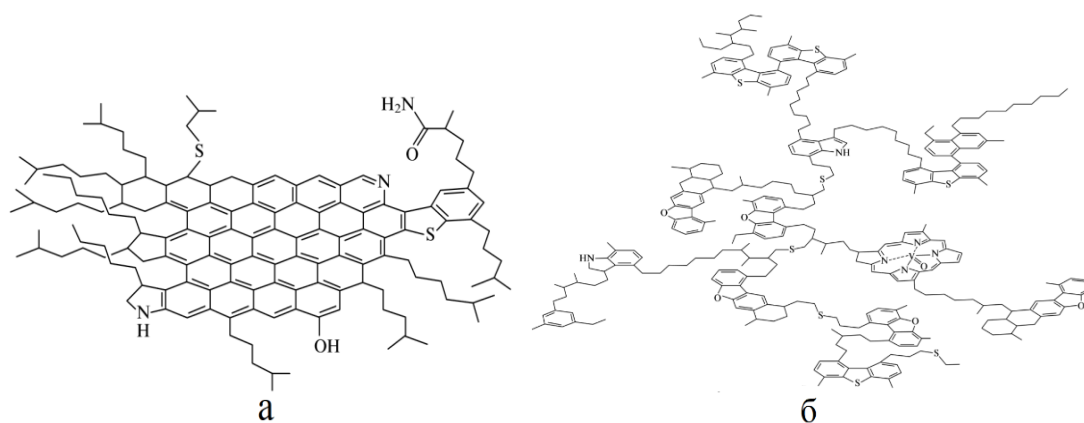


Рисунок 1.1 – Типы моделей структур асфальтеновых молекул:

а – «континентальная», б – «архипелаг»

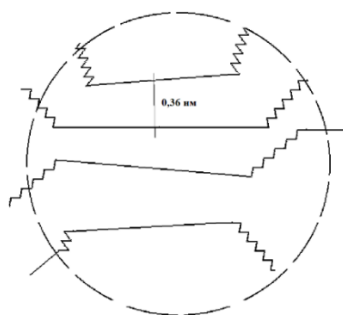


Рисунок 1.2 – Пачечная модель строения асфальтенов по Йену, где прямолинейными отрезками показаны плоские полиароматические фрагменты молекул, а ломаными - насыщенные

В количественном отношении асфальтены не преобладают в составе нефти. В высоковязких нефтях может содержаться до 16 – 20 % мас. асфальтенов, в легких они присутствуют в следовых количествах. Асфальтены являются основными структурирующими компонентами нефтяных дисперсных систем (НДС). Они могут образовывать отложения при переработке и транспортировке нефти, что приводит к закупориванию скважин, наземного оборудования и трубопроводов. При концентрировании асфальтеновых растворов появляются ассоциаты, которые структурируют нефтяные системы. Также асфальтены оказывают большое влияние на стабильность водонефтяных эмульсий [11].

Смолы – густые вязкие жидкости, а иногда и твердые аморфные вещества от темно-коричневого до бурого цвета с молекулярной массой в пределах 600 – 1000, составляющие 70 – 90 % мас. всех гетераорганических

соединений нефти. В зависимости от месторождения нефти смолы отличаются между собой молекулярной массой, консистенцией, содержанием гетероатомов и микроэлементов. Они растворяются в жидкостях, которые осаждают асфальтены, а также в большинстве органических растворителей, кроме ацетона и низших спиртов. Большую часть смол составляют нейтральные вещества, кислотные продукты в большинстве случаев представлены асфальтовыми кислотами [12, 13].

Основными структурными элементами смол являются конденсированные циклические системы, связанные между собой алифатическими цепочками, состоящие из гетероциклических, нафтеновых и преимущественно ароматических колец с алкильными боковыми цепями [8]. Структуры молекул смол представлены на рисунке 1.3 [13].

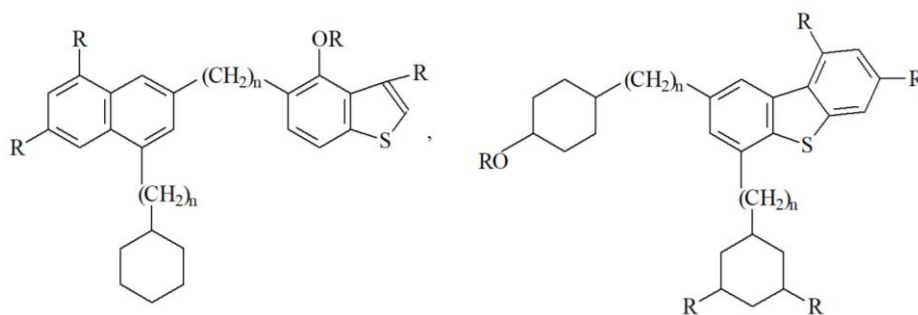


Рисунок 1.3 – Типы структур молекул смолистых веществ, где $n = 4$,



Из-за того, что смолистые вещества термически и химически нестабильны, они легко окисляются и конденсируются, превращаясь при этом в асфальтены [13]. Химические превращения под действием высоких температур протекают по схеме: смолы $\rightarrow$ асфальтены $\rightarrow$ карбены $\rightarrow$ карбоиды [14].

Асфальтены отличаются от смол более высокими молекулярными массами (в 2 – 5 раз), более высоким содержанием углерода и конденсированных ароматических структур и более низким содержанием водорода. В результате ассоциирования асфальтоновые молекулы формируются в структурные блоки. В асфальтенах содержание гетероатомов убывает в последовательности: $S > O > N$, для смол: $N > S > O$ [19].

Количество смол и асфальтенов в нефтяных системах определяет свойства дисперсной фазы и дисперсионной среды, а также агрегативную устойчивость сырья под действием температурного воздействия. Эти соединения склонны к конденсации и образованию кокса при переработке [14].

1.2 Нефть как структурированная дисперсная система

Нефть и продукты ее переработки относят к нефтяным дисперсным системам (НДС). Из-за сложности состава реальные нефтяные системы являются полигетерофазными дисперсными системами различных типов, с развитой межфазной поверхностью. Одна из фаз образует непрерывную сплошную дисперсионную среду, в которой в виде мелких частиц, находящихся во взвешенном состоянии, распределена дисперсная фаза [14, 15]. Углеводородные и неуглеводородные компоненты нефтяных дисперсных систем склонны к ассоциации за счет сил межмолекулярного взаимодействия (ММВ). Образование частиц дисперсной фазы происходит при протекании фазовых переходов плавление - кристаллизация, испарение - конденсация. По теории фазовых переходов [1], образование новой фазы происходит через стадии зарождения частиц критических размеров и их последующего роста. Важнейшими признаками дисперсного состояния для нефтяных систем являются их гетерогенность, дисперсность и лиофильность [2].

НДС являются типичными неньютоновскими жидкостями. Реологические свойства, а также форма, размер и структура частиц дисперсной фазы НДС существенно зависят от их состава и, в первую очередь, от наличия и строения основных структурообразующих компонентов, к которым относят парафины, смолы и асфальтены.

Нефтяная система содержит в своем составе низкомолекулярные и высокомолекулярные углеводороды, гетероатомные соединения и смолисто-асфальтеновые вещества различного строения, природы и молекулярной

массы. В силу полярности углеводороды и гетероатомные соединения взаимодействуют друг с другом, образуя сольватно-ассоциаты, надмолекулярные структуры (НМС) или по-другому сложные структурные единицы (ССЕ). Ассоциативно-сольватное поведение является следствием проявления множественных ММВ между нефтяными соединениями [15, 16].

По З.И. Сюняеву [1] все элементы дисперсной структуры в нефти относятся к сложным структурным единицам. ССЕ – это элементы дисперсной фазы нефтяных систем, способные при определенных стационарных условиях к самостоятельному существованию. ССЕ имеют преимущественно сферическую форму и построены из компонентов нефтяной системы.

Сложные структурные единицы включают в себя более упорядоченную внутреннюю область (ядро) и сольватную оболочку, которая ее окружает. Между сольватной оболочкой и дисперсионной средой существует переходная зона, которая помогает им плавно перетекать друг в друга. Сольватная оболочка образована из соединений менее склонных к межмолекулярным взаимодействиям [16].

Основная роль в образовании ССЕ отводится асфальтовыми молекулам из-за высокой склонности к ассоциации. Благодаря сольватным оболочкам, асфальтовые частицы не слипаются между собой с образованием грубодисперсной твердой фазы. Межмолекулярные взаимодействия между молекулами САВ формируются в результате диполь-дипольного взаимодействия, слабых донорно-акцепторных, водородных связей и сил Ван-дер-Ваальса. Структура смолисто-асфальтовой частицы приведена на рисунке 1.4 [8, 17].

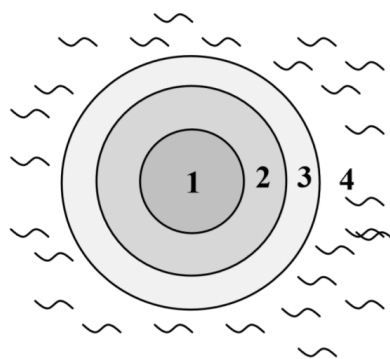


Рисунок 1.4 – Структура смолисто-асфальтеновой частицы, где 1-ядро (асфальтены), 2-сольватная оболочка (смолистые вещества), 3-переходная зона между коллоидной частицей и дисперсионной средой, 4-жидкие углеводороды нефти (дисперсионная среда).

Отсюда следует, что характерной особенностью нефтяных систем является присутствие ССЕ – внутренних адсорбционных комплексов, состоящих из молекул асфальтенов, образующих ядро, и молекул смол, обладающих высокой поверхностной активностью и формирующих сольватную оболочку [18].

1.3 Водонефтяные эмульсии

Эмульсии представляют собой дисперсные системы двух жидкостей, не растворимых или малорастворимых друг в друге, находящихся во взвешенном состоянии в виде мелких капель (глобул). Жидкость, в которой распределены глобулы, называются дисперсионной средой, а вторая жидкость, распределенная в дисперсионной среде, – дисперсной фазой.

Нефтяная эмульсия – это механическая мелкодисперсная смесь нерастворимых друг в друге нефти и пластовой воды. Образование водонефтяных эмульсий и их стойкость обусловлены процессами адсорбции на поверхности раздела фаз нефть-вода смолистых веществ, нафтенowych мыл и других коллоидных веществ, а также продуктов взаимодействия нафтенowych кислот и солей в пластовой воде [17].

На рисунке 1.5 схематично показана структура водонефтяной эмульсии.

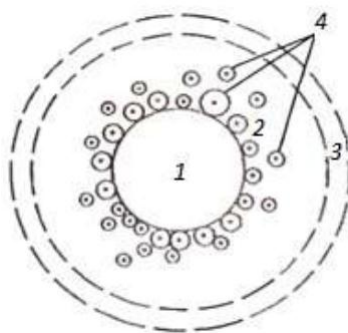


Рисунок 1.5 – Сложная структура водонефтяной эмульсии: 1 – глобула воды, 2 – бронирующий слой, 3 – дисперсионная среда – нефть, 4 – сложные структурные единицы – ассоциаты асфальтенов, твердых парафинов, механические примеси, окруженные сольватными оболочками

Глобулы воды имеют сферическую форму, так как сфера обладает наименьшей поверхностью при данном объеме. Бронирующий слой представляет собой совокупность природных эмульгаторов, которые находятся в ассоциативном состоянии в силу межмолекулярных взаимодействий между высокомолекулярными соединениями и окружены адсорбционными слоями из смол, полициклических гетероароматических соединений.

В образовании адсорбционных оболочек участвуют вещества с высокой поверхностной активностью такие, как асфальтены, смолы, парафин, тонкодисперсные неорганические вещества, состоящие из глины, песка и горных пород, комплексы металлов: ванадий, никель, цинк, литий, железо, титан [18].

1.3.1 Причины образования водонефтяных эмульсий

В пластовых условиях нефть и вода залегают в виде отдельных, несмешанных друг с другом фаз. На нефтяных месторождениях, эксплуатация которых происходит на поздней стадии, происходит прорыв пластовой воды в призабойную зону нефтяных скважин [2, 3].

На глубине 2000 м и при давлении 20 МПа одна объемная часть нефти в состоянии растворить до 1000 объемных частей газа. При подъеме нефти и

понижении давления газ выделяется с такой энергией, что ее вполне достаточно для диспергирования пластовой воды [3].

Нефтяные эмульсии в основном образуются в местах, где происходит интенсивный контакт, перемешивание нефти и пластовой воды:

- при подъеме от забоя до устья скважины [2, 4], где нефть и пластовая вода из-за непрерывно изменяющихся термобарических условий претерпевают фазовые превращения с выделением из нефти растворенных газов и парафинов [3];

- в стволе скважины, где в результате выделения газа, понижается давление и увеличивается интенсивность перемешивания нефтяной и водной фаз, а также увеличивается скорость движения продукции пласта [4];

- на подвижных частях погружных насосов, штуцерах и запорной арматуре;

- образование нефтяных эмульсий интенсивно происходит при прохождении обводненной нефти через штуцера [4];

- в промышленном оборудовании при перепадах давления, пульсации газа, резкого изменения направления и диаметров технологических трубопроводов происходит турбулизация газожидкостного потока продукции эксплуатационных скважин, усиливающая диспергирование пластовой воды в нефти [8]. Кроме того, отложения парафина на внутренней поверхности технологического оборудования приводит к уменьшению поперечного сечения трубопроводов и, как следствие, к увеличению скорости движения потока продукции добывающих скважин [9].

При компрессорном способе добычи получают эмульсии крайне высокой стойкости из-за того, что происходит окисление нафтеновых кислот с образованием соединений, которые являются эффективными эмульгаторами. В дальнейшем при движении газированных обводненных нефтей в системе сбора также возможно образование эмульсий. Высокие перепады давления, пульсация газа, наличие в штуцерирующих устройствах различного рода задвижек, поворотов и фитингов способствуют повышению

турбулентности потока и интенсивному диспергированию воды в нефти. Применяемая технология разгазирования, в частности сепараторы, имеющие насадки-диспергаторы, также влияет на образование нефтяных эмульсий [4].

Специалистами [5] было выявлено, что образование устойчивых водонефтяных эмульсий в призабойной зоне пласта (ПЗП) происходит в результате фильтрации жидкости при наличии в породе мелкозернистого песка и глинистых фракций.

Таким образом, нефтяные эмульсии могут образовываться только при затратах энергии:

1. энергия расширения газа;
2. механическая энергия;
3. энергия силы тяжести.

1.3.2 Типы водонефтяных эмульсий

Водонефтяные эмульсии подразделяют на три группы:

I группа – это эмульсия обратного типа («вода в масле»), в которой содержание воды (дисперсная фаза) в нефти (дисперсионная среда) изменяется от «следов» до 90-95 %. Свойства данных водонефтяных эмульсий определяют основные технологические параметры процессов добычи нефти, внутринефтяного сбора, сепарации и влияют на выбор оборудования и технологические режимы обезвоживания нефти на УПН.

II группа – это эмульсия прямого типа («масло в воде»), которая образуется в результате разрушения эмульсии обратного типа при обезвоживании нефти. При добыче и сборе продукции добывающих скважин на высокообводненных месторождениях в случае низкой минерализации пластовых вод и нефтей с высоким содержанием нафтеновых кислот происходит образование устойчивых эмульсий прямого типа [19]. Такие эмульсии могут образовываться в процессе теплового воздействия на нефтяной пласт [20].

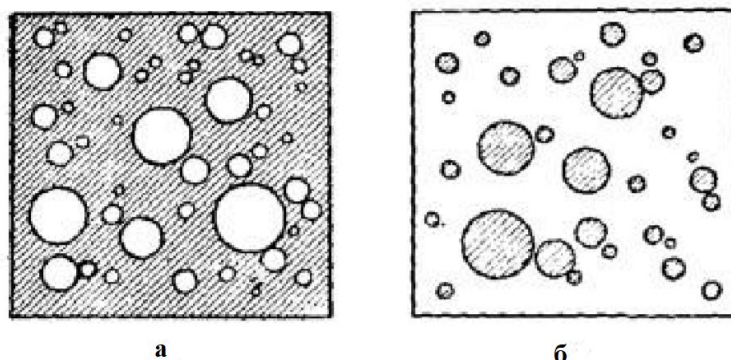


Рисунок 1.6 – Типы нефтяных эмульсий: а – обратная эмульсия («вода в нефти»); б – прямая эмульсия («нефть в воде»)

III группа – это «множественная эмульсия», такая система, когда в сравнительно крупных каплях воды могут находиться мелкие глобулы нефти, или в крупных каплях нефти находятся мелкие глобулы воды. Дисперсная фаза сама является эмульсией, и может быть как прямого, так и обратного типа. Такие эмульсии обычно имеют повышенное содержание механических примесей. Они образуются в процессе деэмульсации нефти и очистки сточных вод на границе раздела фаз нефть-вода и составляют основу так называемых ловушечных (или амбарных) нефтей, чрезвычайно плохо разрушаемых известными методами. Поэтому в настоящее время актуальна разработка эффективных методов разрушения множественных нефтяных эмульсий.

Для удаления множественной эмульсии производят зачистку технологических аппаратов и далее данные эмульсии сбрасывают в амбары или нефтеловушки для их дальнейшей обработки или утилизации [21].

Тип эмульсии устанавливается по свойствам ее дисперсионной среды. Эмульсии типа Н/В (вода — внешняя фаза) смешиваются с водой в любых соотношениях и обладают высокой электропроводностью.

Эмульсии В/Н смешиваются только с углеводородной жидкостью и не обладают заметной электропроводностью.

Тип эмульсий в разбавленных эмульсиях определяется чаще всего объемным соотношением фаз — дисперсную фазу образует вещество, находящееся в системе в меньшем количестве [22].

На практике наиболее часто известны эмульсии обратного типа.

Водонефтяные эмульсии относятся к полидисперсным системам, содержащим частицы разных размеров.

Таким образом, по дисперсности нефтяные эмульсии подразделяют на мелкодисперсные с размером глобул воды от 0,02 до 20 мкм, средней дисперсности с размером глобул воды от 20 до 50 мкм и грубодисперсные с размерами глобул воды от 50 до 300 мкм [22].

1.3.3 Способы разрушения водонефтяных эмульсий

Свойства нефтяных эмульсий, их стойкость в значительной мере зависят от способа добычи нефти и условий эксплуатации нефтяного месторождения. Для того чтобы правильно выбрать способ деэмульсации, необходимо знать особенности эмульсии, образующейся при добычи.

Условно, процесс разрушения эмульсии можно разделить на три этапа [23]:

- взаимодействие диспергированных частиц, их соударение;
- процесс коалесценции – слияния в более крупные глобулы;
- формирование отдельных сплошных слоев нефти и воды.

На первом этапе соударение частиц происходит под действием турбулентного движения потока, в меньшей степени вследствие броуновского движения.

На следующем этапе слияние частиц возможно при выполнении двух условий – низкой структурно-механической прочности слоев и при ярко выраженных гидрофильных свойствах. Именно на этот этап разрушения эмульсий оказывает существенное влияние реагент – деэмульгатор.

Третий этап, по большей части, характеризуется физическими свойствами исходных компонентов – нефти и воды (плотностью, вязкостью, дисперсностью). Скорость разделения на отдельные фазы растет с ростом размеров частиц воды и разности плотностей и падает с ростом вязкости нефти [24].

Необходимым условием для коалесценции сблизившихся капель является отсутствие на них оболочек из эмульгирующих веществ, препятствующих этому процессу.

Слияние капель воды в нефтях обусловлено силами взаимодействия капель при столкновении, достаточными для разрушения защитных слоев.

Предложена следующая классификация всех известных методов борьбы с образованием эмульсий:

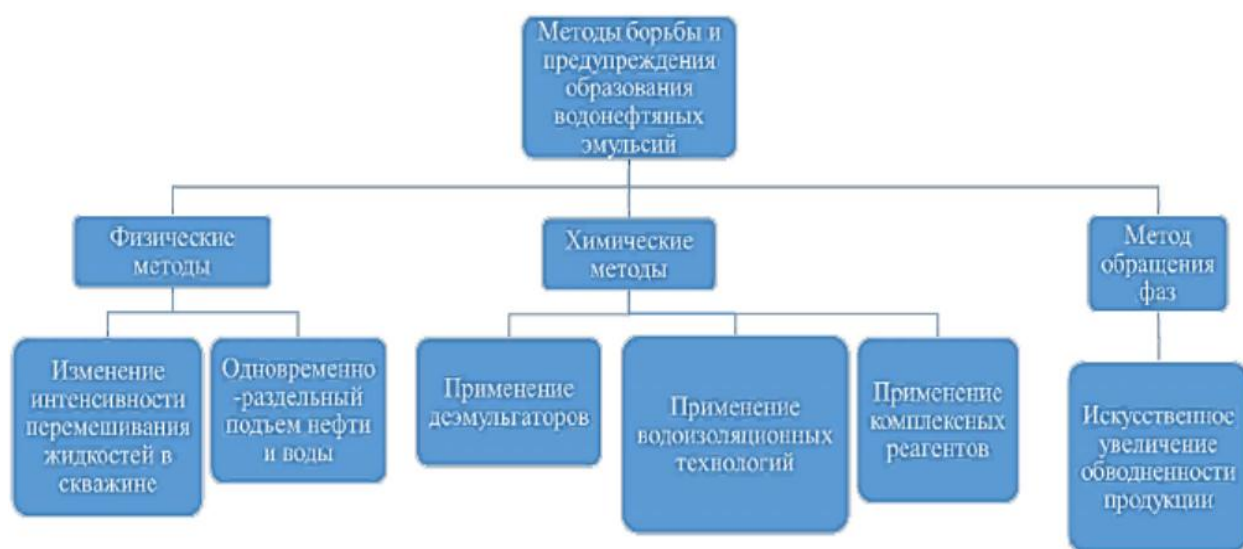


Рисунок 1.7 – Классификация методов предупреждения и борьбы с образованием водонефтяных эмульсий.

К первой группе относятся физические методы, направленные на предотвращение смешения водной и нефтяной фаз продукции пласта в скважине и предусматривающие либо поочередную откачку отслоившейся продукции, когда в насосных трубах разделенные фазы поднимаются пробками, либо раздельный подъем воды и нефти по двум самостоятельным гидравлическим системам.

Ко второй группе относятся методы, позволяющие разделить образовавшуюся эмульсию еще до поступления продукции в пункты подготовки нефти. К этой группе также относятся разного рода физико-химические и химические воздействия на нефть, образующую эмульсию, с помощью которых либо разрушают ее, либо не позволяют развиваться

процессу интенсивного эмульгирования, благодаря заблаговременному вводу поверхностно-активных веществ.

К третьей группе относятся методы, позволяющие осуществлять обращение эмульсий из обратного типа в прямой путем введения избыточного количества воды. Однако данные методы достаточно металлоемки и трудоемки, поскольку требуют внесения изменений в конструкцию скважин.

На практике для разделения водонефтяных эмульсий прибегают к способам, позволяющим ускорить движение капель в определённом направлении. С этой целью нефтяные эмульсии обрабатывают в электрическом, магнитном, ультразвуковом полях или в центрифугах. Эти процессы сопровождаются мероприятиями, снижающими прочность защитных слоев (повышением температур и обработкой эмульсии химическими реагентами – деэмульгаторами) [25].

1.3.4 Механизм деэмульсации нефти

Процесс действия деэмульгаторов на эмульсию весьма сложен. Существует несколько представлений о механизме действия деэмульгаторов.

Основы механизма деэмульсации при помощи реагентов наиболее полно разработаны в трудах П.А. Ребиндера. Адсорбируясь на коллоидных или грубодисперсных частицах природных эмульгаторов, молекулы деэмульгаторов изменяют их смачиваемость и занимают их место на границе раздела фаз, что переводит эти частицы с границы раздела в объем водной или нефтяной фазы. Поверхностное натяжение при этом понижается. Образующиеся адсорбционные слои из молекул деэмульгатора практически не обладают заметными структурно-механическими свойствами, что способствует быстрой коалесценции капель воды с такими оболочками при их столкновениях друг с другом.

Для разрушения эмульсий, стабилизированных твердыми частицами (бронирующими эмульгаторами), деэмульгатор должен иметь хорошие

смачивающие свойства для перевода этих частиц вглубь объема. Некоторые убеждены, что под влиянием введенных в систему ПАВ снимаются электрические поля, которые до этого препятствовали слиянию капель эмульсии.

Согласно воззрению Де Грота, введение в нефть деэмульгаторов способствует образованию комплексных соединений гидрофобных стабилизаторов нефтяных эмульсий с гидрофильными молекулами деэмульгатора, в результате чего природные стабилизаторы нефти теряют способность эмульгировать воду.

Другие исследователи считают, что при разрушении эмульсии деэмульгатором происходит обращение фаз, а потому деэмульгаторами являются поверхностно-активные вещества, способные образовывать эмульсию обратного типа по отношению к той, которую образуют эмульгаторы.

Механизм разложения нефтяных эмульсий типа В/Н методом обращения фаз следующий. Введенный гидрофильный эмульгатор проникает через асфальтово-смолистую оболочку глобул в воду. В воде он быстро распространяется и растворяется. Раствор эмульгатора в воде понижает поверхностное натяжение со стороны воды. В связи с этим оболочка водяной частицы разрывается, и вода, охватывая частицу нефти и, заворачивая оболочку вокруг нее, становится внешней средой, сливается с другими частицами воды, укрупняется и отделяется от нефти, либо оболочка глобул вдавливается в нее, то есть внутрь частицы воды в виде асфальтово-смолистой частицы, вокруг которой образуется непрочная оболочка из гидрофильного эмульгатора.

Рассмотрев характер действия деэмульгаторов нефтяных эмульсий, видим, что они обеспечивают создания основного условия – уничтожение препятствий для слияния частиц воды, то есть замену бронирующих, механически прочных оболочек слабыми, а также нейтрализацию заряда глобул.

1.4 Поведение нефтяных систем в магнитных полях

В последние годы все более широкое применение находит метод магнитной обработки, осуществляемый с помощью специальных устройств – магнитоактиваторов. Магнитоактиваторы закрепляются в скважине или в трубопроводе перед зоной интенсивного отложения АСПО.

Известно несколько качественных теорий, положенных в основу механизма действия магнитного поля (МП) на НДС. Это – «коллоидные» гипотезы, по которым МП действует на коллоидные пара-, диа- и ферромагнитные частицы; «ионные» гипотезы, в которых основная роль отводится находящимся в воде ионам, и «водные» гипотезы, обосновывающие действие МП на собственно воду. Механизм действия МП на водные системы сводится к изменению связей микропримесей с молекулами жидкой среды.

«Водные» теории получили достаточно большую известность применительно к действию МП на физико-химические свойства нефтяных и водонефтяных жидких сред. Они основаны на разрушении в МП агрегатов железосодержащих частиц. Однако нельзя отводить микропримесям железа, являющегося одной из разновидностей минерального состава механических примесей в нефтях, единственную и определяющую роль в процессах, протекающих в нефтях при магнитном воздействии.

По «коллоидной теории» механизм действия МП на вещества основывается на различном поведении диамагнитных и парамагнитных молекул во внешнем МП. По этой теории присутствующие в нефти смолы и асфальтены являются веществами параэлектрического, парамагнитного и диамагнитного типа. Наличие в нефти ферромагнетиков (Fe, V, Ni и др.) также дополняет сложные пространственные взаимодействия диамагнитных и парамагнитных компонентов нефти в МП.

В последние годы в ряде статей зарубежных авторов был предложен “новый физический механизм” снижения вязкости, ключевая идея которого

состоит в том, что после обработки магнитным (или электрическим) полем асфальтеновые (или парафиновые) частицы в нефти агрегируются в более крупные. Агрегирование частиц, в свою очередь, является причиной наблюдаемого уменьшения вязкости [26].

2 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

2.1 Объекты исследования

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]			[REDACTED]
			[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED] [REDACTED]
[REDACTED] [REDACTED]	[REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]	[REDACTED] [REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]	[REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]
[REDACTED] [REDACTED]	HO[-CH ₂ -CH(CH ₃)O-] _n H (ММ 2025 [REDACTED])	[REDACTED] [REDACTED]
[REDACTED]	Лауретсульфат натрия (молярная масса 420 г/моль), анионный ПАВ с высокой моющей способностью [REDACTED]	[REDACTED] [REDACTED]
[REDACTED]	Полиоксиэтиленсорбитанмоностеарат (ММ~1300 г/моль), неионогенный ПАВ [REDACTED]	[REDACTED] [REDACTED]

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

2.2 Методы исследования нефтяных систем

2.2.1 Формирование водонефтяных эмульсий

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

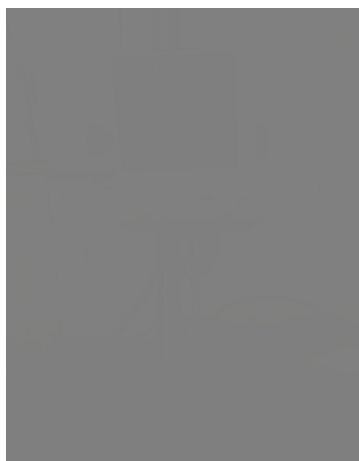
[REDACTED]

[REDACTED]

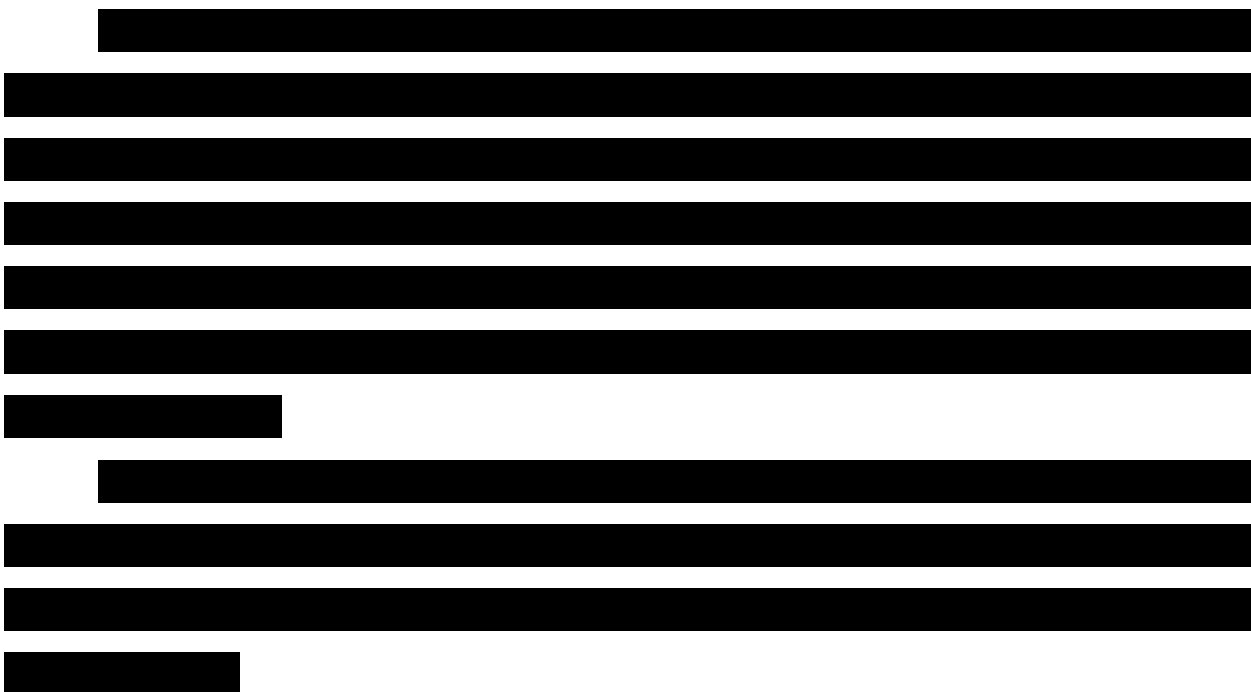
[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]



2.2.2 Магнитная обработка нефти



2.2.3 Метод экспресс-анализа для определения температуры застывания, а также динамической вязкости нефти и нефтепродуктов при низких температурах

[REDACTED]



[REDACTED]

1. Определение температуры застывания нефтей и нефтепродуктов

[REDACTED]



██████████

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[illegible]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

2.2.7 Определение энергии активации вязкого течения нефти и водонефтяных эмульсий

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[illegible][illegible]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

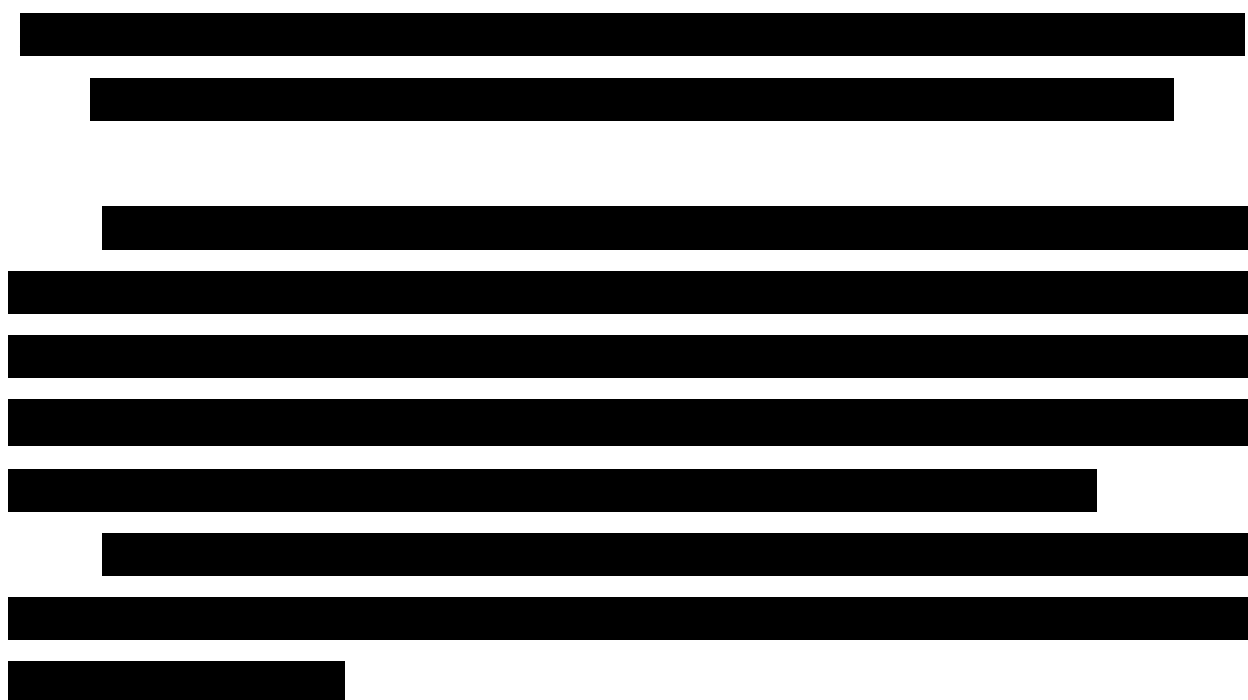
[REDACTED]
 [REDACTED]
 [REDACTED]

3.1 Изучение влияния магнитного поля на структурно-реологические характеристики нефтей и 10 % мас. эмульсий



а

б





a

б

[Redacted text block containing multiple lines of blacked-out content]

[REDACTED]

[REDACTED]



a

б

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]



a

б

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

a

б

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]	[REDACTED]				[REDACTED]	
	[REDACTED]		[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]		
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

3.2 Изучение влияния магнитного поля на компонентный состав исследуемых нефтей и эмульсий

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]	[REDACTED]			
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]



[Redacted line of text]

[Redacted line of text]

[Redacted line of text]

[Redacted line of text]

[Redacted line of text]

[Redacted line of text]

[Redacted line of text]

[Redacted line of text]

[Redacted line of text]

[Redacted line of text]

[Redacted line of text]

[Redacted line of text]

[Redacted line of text]

[Redacted line of text]

[Redacted line of text]

[Redacted line of text]

[Redacted line of text]

[Redacted line of text]

[REDACTED]	[REDACTED]			
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]



[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

3.3 Анализ состава высокомолекулярных компонентов нефти

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[illegible]

[illegible]



[Redacted line of text]

[Redacted line of text]

[Redacted line of text]



[Redacted line of text]

[Redacted line of text]

[Redacted line of text]



[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]



[REDACTED]



[REDACTED]



[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]
[REDACTED]				
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]				
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

3.5 Изучение комплексного воздействия магнитного поля и деэмульгаторов на стабильность 10, 30 и 50 % мас. водонефтяных эмульсий нефтей Столбового и Восточно-Каменного месторождений

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]



a

б

в

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

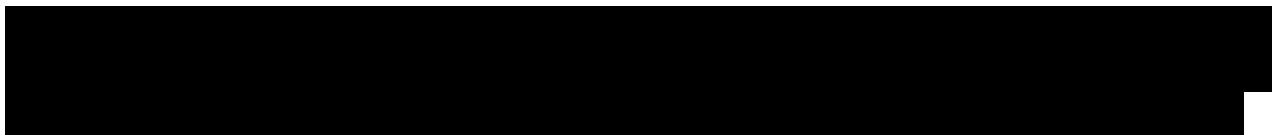
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]				[REDACTED]	
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]		
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]		
[REDACTED]							
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]



a

б

в



[REDACTED]							
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе было изучено влияние магнитного поля и химических реагентов на структурно-реологические характеристики нефти и стабильность водонефтяных эмульсий.

Показано, что воздействие магнитного поля на нефть и 10 %-эмульсию высокосмолистого месторождения сопровождается увеличением вязкостно-температурных свойств. Вязкость обработанной нефти и 10 %-эмульсии высокопарафинистого месторождения изменяется незначительно, однако после обработки наблюдается снижение температуры застывания.

Установлено, что после магнитной обработки происходит изменение компонентного состава нефтесодержащих систем: для высокопарафинистой нефти и 10 %-эмульсии отмечено увеличение доли смолисто-асфальтеновых компонентов, а обработка высокосмолистой нефти и 10 %-эмульсии приводит к росту количества асфальтенов и снижению доли смолистых компонентов.

Комплексная обработка магнитным полем и химическим реагентами является эффективным методом разрушения 10 %-эмульсий высокосмолистой и 50 % мас. эмульсии высокопарафинистой нефти. Использование высокоэффективного деэмульгатора Кемеликс и деэмульгирующей композиции на основе полипропиленгликоля и Тексапона позволяет исключить стадию нагревания до 50 °С при подготовки нефти на промысле.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сюняев, З.И. Нефтяные дисперсные системы / З.И. Сюняев, Р.З. Сафиева, Р.З. Сюняев. – М.: Химия, 1990. – 226 с.
2. Непримеров, Н.Н. Экспериментальное исследование некоторых особенностей добычи парафинистых нефтей / Н.Н. Непримеров. – Казань: Изд-во КГУ, 1958. – 48 с.
3. Маркин, А.Н. Нефтепромысловая химия / А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов, С.В. Суховерхов // Практическое руководство. – Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.
4. Рябов, В.Д. Химия нефти и газа: учебное пособие / В.Д. Рябов. – М.: ИД «ФОРУМ», 2009. – 336 с.
5. Зимон, А. Д. Коллоидная химия / А. Д. Зимон, Н.Ф. Лещенко. – М.:Агар, 2003. – 317 с.
6. Сахабутдинов, Р.З. Особенности формирования и разрушения водонефтяных эмульсий на поздней стадии разработки нефтяных месторождений/ Р.З. Сахабутдинов, Ф.Р. Губайдуллин, И.Х. Исмагилов, Т.Ф. Космачева. – М.: ВНИИОЭНГ, 2005. – 324 с.
7. Сахабутдинов, Р.З. Формирование и разрушение водонефтяных устойчивых эмульсий в промежуточных слоях: метод. указания / Р.З. Сахабутдинов, Р.Ф. Хамидуллин. – Казань: Изд-во Казанского гос. техн. ун-та, 2009. – 60 с.
8. Казымов, Ш.П. Технология разрушения эмульсий в призабойной зоне скважин / Ш.П. Казымов // Нефтепромысловое дело,– 2011. – №4. – С. 44–46.
9. Дунюшкин, И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений / И.И. Дунюшкин. – М.: изд-во Нефть и газ РГУ им. И.М. Губкина, 2006. – 320 с.
10. Байков, Н.М. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды / Н.М. Байков, Г.Н. Позднышев, Р.И. Мансуров. – М.: Недра, 1981. – 24с.

11. Маркин, А.Н. Нефтепромысловая химия: практическое руководство / А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов, С.В. Суховерхов. – Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.
12. Лутошкин, Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды / Г.С. Лутошкин. – М.: ТИД Альянс, 2005. – 319 с.
13. Мирзаджанзде, А.Х. Особенности эксплуатации месторождений аномальных нефтей / А.Х. Мирзаджанзде, А.Г. Ковалев, Ю.В. Зайцев. – М.: Недра, 1972. – 200 с.
14. Огибалов, П.М. Нестационарные движения вязкопластичных сред / П.М. Огибалов, А.Х. Мирзаджанзде. – М.: Изд-во Московского университета, 1970. – 415 с.
15. Репин, Н.Н. Предупреждение образования эмульсий при добыче и сборе нефти / Н.Н. Репин, О.М. Юсупов, М.Д. Валеев (и др.) // Тематич. научн. техн. обзор: Сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1979. – 59 с.
16. Бурдынь, Т.А. Химия нефти, газа и пластовых вод / Т.А. Бурдынь, Ю.Б. Закс. – М.: Недра, 1978. – 277 с.
17. Позднышев, Г.Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий / Г.Н. Позднышев. – М.: Недра, 1982. – 218 с.
18. Позднышев, Г.Н. Разрушение стойких нефтяных эмульсий / Г.Н. Позднышев, М.В. Шмелев // Нефтяное хозяйство. – 1977. - №2. – С. 51–54.
19. Каспарьянц, К.С. Процессы и аппараты для объектов промысловой подготовки нефти и газа / К.С. Каспарьянц, В.И. Кузин, Л.Г. Григорян. – М.: Недра, 1977. – 340 с.
20. Волкова, Г.И. Подготовка и транспорт проблемных нефтей (научно-практические аспекты) / Г.И. Волкова, Ю.В. Лоскутова, И.В. Прозорова, Е.М. Березина // Томск: Издательский дом ТГУ, –2015.–136 с.
21. Volkova, G.I. The depressor ability of polyalkyl acrylate additives after ultrasonic treatment / Volkova, G.I. Anufriev, R.V. Yudina, N.V. O.N Chaykovskaya. // Russian Physics Journal, –2016. – Vol. 59(8). – P. 132–136.

22. Лоскутова, Ю.В. Улучшение структурно-реологических свойств высокопарафинистой нефти с помощью химических реагентов и вибрационной обработки / Ю.В. Лоскутова, И.В. Прозорова, Н.В. Юдина // Химия и технология топлив и масел, – 2011. Т. 47(5). – С. 21–23.
23. Djuve, J. Chemical destabilization of crude oil based emulsions and asphaltene stabilized emulsions / J. Djuve, X. Yang, I.J. Fjellanger, J. Sjöblom, J. Pelizzetti // Colloid. Polym. Sci, – 2001. – Vol. 279. – P. 232–239.
24. Mohammed, R.A. Dewatering of crude oil Emulsions. 1. Rheological behavior of the crude oil-water interface / R.A. Mohammed, A.I. Bailey, P.F. Luckham, S.E. Taylor // Colloid. Surf, – 1993. – Vol. A 80. – P. 223–235.
25. Sjöblom, J. Our current understanding of water-in-crude oil emulsions. Recent characterization techniques and high pressure performance / J. Sjöblom, N. Aske, I.H. Auflen, O.Brandal, T.E. Havre, O. Saether, A. Westvik, E.E. Johnsen, H. Kallevik // Adv. Colloid Interface, – 2003. – Vol. 100. – P. 399–473.
26. Al-Otaibi, M. Experimental investigation of crude oil desalting and dehydration / M. Al-Otaibi, A. Elkamel, T. Al-Sahhaf // Chem. Eng. Commun, – 2003. – P. 65–82.
27. Kilpatrick, P.K. Water-in-crude oil emulsion stabilization: review and unanswered questions // Energy & Fuels, – 2012. – V. 26. – № 7. – P. 4017–4026.
28. Morozova, A.V. Effect of the petroleum resin structure on the properties of a petroleum-like system / A.V. Morozova, G.I. Volkova // Petroleum Chemistry, – 2019. – V. 59. – № 10. –P. 1153–1160.
29. Францева, Н.Н. Коллоидная химия / Н.Н. Францева, Е.С. Романенко, Ю.А. Безгина, Е.В. Волосова. – Ставрополь: Изд-во Параграф, – 2013. – 56 с.
30. Ибрагимов, Н.Г. Осложнения в нефтедобыче / Н.Г. Ибрагимов, А.Р. Хафазов, В.В. Шайдаков, Ф.Р. Хайдаров, А.В. Емельянов, М.В. Голубев, Л.Е. Каштанова, К.В. Чернова, Д.Е. Бугай, А.Б. Лаптев – Уфа: Изд-во «Монография», 2003. – 302 с.



Введите текст:

...или загрузите файл:

Файл не выбран...

Выбрать файл...

Укажите год публикации:

2021

Выберите коллекции

Все

Рефераты

Авторефераты

Иностранные конференции

PubMed

Википедия

Российские конференции

Иностранные журналы

Российские журналы

Энциклопедии

Англоязычная википедия

Анализировать

Проверить по расширенному списку коллекций системы Руконтекст (<http://text.rucont.ru/like>)

Обработан файл:

!!!ДИПЛОМ КАТЯ!!!.pdf.

Год публикации: 2021.

Оценка оригинальности документа - 95.5%

Процент условно корректных заимствований - 0.0%

Процент некорректных заимствований - 4.5%

Просмотр заимствований в документе

Время выполнения: 20 с.

Документы из базы

Источники заимствования

1. Индукционный способ разрушения водонефтяных эмульсий
(<http://cyberleninka.ru/article/n/induktsionnyy-sposob-razrusheniya-vodoneftyanyh-emulsiy>)

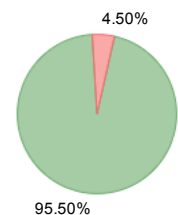
Авторы: Корхова И. С., Бузаев В. В., Наумов Ю. Н.

Год публикации: 2010. Тип публикации: статья научного журнала.

<http://cyberleninka.ru/article/n/induktsionnyy-sposob-razrusheniya-vodoneftyanyh-emulsiy>

(<http://cyberleninka.ru/article/n/induktsionnyy-sposob-razrusheniya-vodoneftyanyh-emulsiy>)

Показать заимствования (8)



В списке литературы

Источники
Заимствования

1.96%

2. Дипломная работа: Анализ работы установки предварительного сброса ЦДНГ-9 НГДУ "Мамонтовнефть"**(<http://www.bestreferat.ru/files/41/bestreferat-103641.docx>)**

Год публикации: 2016. Тип публикации: реферат.
<http://www.bestreferat.ru/files/41/bestreferat-103641.docx>
(<http://www.bestreferat.ru/files/41/bestreferat-103641.docx>).
[Показать заимствования \(6\)](#)

 1.53%**3. Реферат: Состав нефти и газа****(<http://www.bestreferat.ru/files/79/bestreferat-380879.docx>)**

Год публикации: 2016. Тип публикации: реферат.
<http://www.bestreferat.ru/files/79/bestreferat-380879.docx>
(<http://www.bestreferat.ru/files/79/bestreferat-380879.docx>).
[Показать заимствования \(5\)](#)

 1.03%**4. Дипломная работа: Подготовки добываемой газо-водонефтяной эмульсии (<http://www.bestreferat.ru/files/36/bestreferat-218436.docx>)**

Год публикации: 2016. Тип публикации: реферат.
<http://www.bestreferat.ru/files/36/bestreferat-218436.docx>
(<http://www.bestreferat.ru/files/36/bestreferat-218436.docx>).
[Показать заимствования \(3\)](#)

 0.45%[Дополнительно](#)[Значимые оригинальные фрагменты](#)[Библиографические ссылки](#)[Искать в Интернете](#)