

УДК 665.044.7

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ НЕФТИ ТАЙЛАКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И УСЛОВИЙ ИХ РАЗРУШЕНИЯ

© 2025 г. Л. В. Иванова^{1,*}, В. Н. Кошелев¹, А. В. Деньгаев¹, М. С. Сидибе¹

¹ Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина», г. Москва, Российская Федерация, 119991
E-mail: ivanova.l@gubkin.ru

Поступила в редакцию 01.11.2024

После доработки 01.03.2025

Принята к публикации 26.03.2025

В работе исследованы физико-химические свойства и групповой состав нефти Тайлаковского месторождения. Получены и изучены структурно-механические свойства 20, 40, 60 и 70%-ных водонефтяных эмульсий данной нефти при понижении температуры от 50 до 10°C. Определены средняя молекулярная масса и спектральные характеристики смол и асфальтенов, выделенных из исследуемой нефти и асфальтенов, полученных из стабилизационного слоя водонефтяных эмульсий. Установлено, что средняя молекула асфальтенов стабилизационного слоя имеет более высокие значения молекулярной массы по сравнению с этим параметром у средней молекулы асфальтенов, выделенных из исходной нефти. Показано, что с повышением обводненности нефти вязкость водонефтяных эмульсий резко возрастает, что наиболее выражено при низких температурах: при 10°C вязкость 70%-ной водонефтяной эмульсии превышает вязкость исходной нефти более чем в 50 раз. Это связано с упрочнением бронирующего слоя вокруг глобул воды. Установлен тип стабилизаторов эмульсии — асфальтеновый. Изучением структурных параметров на основе данных ИК-спектров смол и асфальтенов, выделенных из исходной нефти и асфальтенов из стабилизационного слоя, показано, что последние обладают большей долей конденсированных и алифатических структур. Проведено исследование влияния ультразвукового воздействия на дисперсность водонефтяных эмульсий с разным содержанием водной фазы. Показано, что наибольшее влияние ультразвукового воздействия наблюдается для водонефтяных эмульсий с высокой степенью обводненности.

Ключевые слова: высоковязкие нефти, асфальто-смолистые вещества, вязкость, водонефтяные эмульсии, энергия разрушения структуры НДС, ультразвуковое воздействие, размер глобул воды

DOI: 10.53392/27823857-2025-5-1-72; EDN: HBMTNS

Основой почти 70% всех энергетических ресурсов мира, получаемых из ископаемого сырья, являются нетрадиционная нефть, включая тяжелую и сверхтяжелую, и битум, добыча которых в сумме превышает 6 триллионов баррелей в год [1]. Такие нефти, как правило, имеют более высокую плотность, вязкость, относительно большое содержание гетероатомов, в том числе азота, кислорода, серы и тяжелых металлов, а также характеризуются низким содержанием легких фракций [1, 2]. Наличие в составе данных нефтей высокомолекулярных компонентов, таких как смолы, асфальтены, твердые парафины, влияет на особенности их течения, которое заметно отклоняется от линейного закона и приобретает неньютоновский характер [3–6]. Это явление связано со способностью названных компо-

нентов к структурообразованию в объеме нефтяной системы при изменении внешних условий, что создает заметное сопротивление течению [7, 8]. Смолисто-асфальтеновые вещества (САВ) тяжелых нефтей характеризуются высокими показателями значений средних молекулярных масс и, соответственно, большими размерами молекул, за счет повышенного содержания ароматических структур в нафтено-ароматической системе [9, 10]. Смолы и асфальтены способны окклюлировать линейные и разветвленные алканы, алкилциклопентаны, алкилциклогексаны, стераны, моно- и дизамещенные алкилбензолы и дибензотиофены, что позволяет предположить наличие большинства из этих соединений в качестве структурных фрагментов в молекулах САВ. Асфальтены являются полидисперсными соединениями с

широким молекулярно-массовым распределением и могут быть разделены на различные фракции в зависимости от растворимости в селективных растворителях, что свидетельствует о различиях в их структурно-групповом составе [11, 12]. Асфальтены наиболее склонны к агрегированию с образованием дисперсной фазы, при этом размер наноагрегатов во многом определяется взаимным соотношением смол и асфальтенов (С/А) [13, 14], в то же время, дискуссии о механизме данного явления по-прежнему продолжаются [15]. Однако, не вызывает сомнения тот факт, что степень агрегации асфальтенов напрямую влияет на реологические свойства тяжелых и битумозных нефтей [16, 17].

Другой особенностью тяжелых нефтей является склонность к образованию трудноразрушаемых водонефтяных эмульсий (ВНЭ) [18]. Основной причиной устойчивости эмульсий тяжелых высоковязких нефтей является структурно-механический барьер, образующийся вокруг глобул воды в результате адсорбции на межфазной поверхности природных эмульгаторов (асфальтены, смолы, микрокристаллы парафина и другие коллоидно-растворимые вещества), содержащихся в нефти [19–22]. Образование ВНЭ в ходе добычи нефти приводит к осложнениям, связанным с повышением вязкости нефтяного флюида при движении в скважине и в системе внутрипромыслового сбора нефтяного сырья [19, 23, 24], а также к формированию промежуточного слоя (промслоя) на установках подготовки нефти и, как следствие, накоплению нефтешламов [25], что приводит к необходимости поиска путей их переработки [26].

Процессы разрушения водонефтяных эмульсий в ходе добычи и подготовки нефти в полной мере можно отнести к нанотехнологиям, т.к. они основаны на зарядовых взаимодействиях моно- и поливалентных ионов, присутствующих в контактирующих средах нефти и пластовой воды, протекающих на наноразмерном уровне [27]. Моделирование явлений коалесценции капель в процессах разрушения ВНЭ позволяет создавать диффузионные модели образования стабилизационного слоя и провести оценку его толщины [28]. Эти данные важны для подбора эффективных методов разделения водонефтяных эмульсий.

Традиционным методом разрушения ВНЭ является метод, основанный на использовании химических реагентов, в качестве которых в последнее время предлагаются композиционные дезэмульгаторы [29–31]. Однако, традиционные методы не всегда дают ожидаемый результат, особенно, если речь идет о водонефтяных эмульсиях, образованных тяжелыми нефтями. Поэтому все большее внимание

в последнее время уделяется разработке и внедрению новых технологий разрушения устойчивых ВНЭ, которые предлагается использовать отдельно или в сочетании с традиционными методами. Одной из таких технологий является применение ультразвуковой обработки [32–34]. Полученные в ходе испытаний результаты показывают, что использование силы акустического излучения улучшает разделение эмульсии при всех опробованных режимах по сравнению с методом гравитационного разделения.

Целью данной работы является изучение структурно-механических свойств водонефтяных эмульсий, образованных нефтью Тайлаковского месторождения, и исследование влияния ультразвукового воздействия на их разрушение.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Материалы. Содержание асфальтенов определяли с использованием *n*-гексана (ч., производства АО «ЭКРОС-1») в качестве осадителя. Смолы выделяли на силикагеле АСКГ (фр. 02–05 мм, ООО «ХромЛаб»), десорбцию проводили хлороформом (ч., производства АО «ЭКРОС-1») [35].

Объектом исследования являлась нефть Тайлаковского месторождения и образованные ею водонефтяные эмульсии. В табл. 1 приведены физико-химические характеристики нефти, полученные стандартными методами анализа: ГОСТ 3900-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности», ГОСТ 11011-85 «Нефть и нефтепродукты. Определение фракционного состава в аппарате АРН-2», ГОСТ 20287-91 «Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания»,

Таблица 1. Физико-химические характеристики нефти Тайлаковского месторождения

| Показатели | Значения | |
|---------------------------------------|--------------|------|
| Плотность при 20°C, кг/м ³ | 888 | |
| Вязкость динамическая, <i>m</i> ·Па·с | 47.5 | |
| Фракционный состав, % | н. к., °С | 70 |
| | н.к. — 180°C | 8.3 |
| | 180–300°C | 10.6 |
| | >300°C | 81.1 |
| Температура застывания, °С | –22 | |
| Содержание, мас% | Парафины | 0.02 |
| | Смолы | 6.85 |
| | Асфальтены | 5.40 |
| Содержание серы, мас% | 1.61 | |

ГОСТ Р 53203-2022 «Нефтепродукты. Определение серы методом рентгенофлуоресцентной спектроскопии с дисперсией по длине волны». Определение асфальтенов проводили по ГОСТ 11858-66 «Метод определения содержания асфальтово-смолистых веществ». Парафины получали вымораживанием при -20°C по ГОСТ 11851-2018 «Нефть. Методы определения парафинов».

ИК-спектры получали на ИК-Фурье-спектрометре ФСМ 1201, в диапазоне от 4000 до 500 см^{-1} , использовали таблетки КВг. Молекулярную массу смол и асфальтенов определяли криоскопическим микрометодом Раста по депрессии температуры плавления камфоры: навеску исследуемого вещества массой 0.01 г предварительно сплавляли с камфорой, взятой в соотношении $1 : 10$, после охлаждения и затвердевания полученную смесь помещали в капилляр, запаянный с одного конца, и устанавливали в прибор для определения температуры плавления. Молекулярную массу рассчитывали по формуле

$$M = K(a1000/A\Delta t),$$

где K — криоскопическая постоянная камфоры (40), a — навеска вещества, $г$; A — масса камфоры, $г$; Δt — депрессия температуры застывания, $^{\circ}\text{C}$.

Искусственные эмульсии получали с применением пропеллерной механической мешалки (1500 об./мин) при комнатной температуре. Для приготовления ВНЭ применялась пластовая вода Тайлаковского месторождения с минерализацией 24 г/л и плотностью 1.014 г/см^3 . Стабилизационный слой выделяли по методике [36]. Реологические кривые снимали с помощью ротационного вискозиметра «Rheotest RN 4.1» при постоянной скорости сдвига 30 с^{-1} в течение 60 с . Измерения приводили при температурах $50, 40, 30, 20, 10^{\circ}\text{C}$. При каждой температуре нефть термостатировали 20 мин . Обработку ультразвуком проводили в специально изготовленной ячейке, интенсивность воздействия 0.1 Вт/см^2 , продолжительность ультразвукового воздействия: $1, 3, 5, 10\text{ мин}$. Микрофотографии получали с помощью цифрового микроскопа Levenhuk MED D45T при $10, 40, 60$ и 100 -кратных увеличениях.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Как следует из табл. 1, нефть Тайлаковского месторождения относится к тяжелым, со значительным содержанием высококипящих фракций, характеризуется практически полным отсутствием твердых парафинов и высокой долей смолисто-асфальтовых веществ, в сумме $12.25\text{ мас}\%$, при этом соотношение смолы/асфальтены (C/A) составляет 1.27 . САВ оказывают существенное влияние на физико-химические характеристики исследуемой нефти. Однако, наблюдаемые эффекты зависят не только от количественного содержания смол и асфальтенов в нефти, но и от особенностей их структурно-группового состава. В табл. 2 приведены молекулярная масса (M) и спектральные коэффициенты для асфальтенов и смол, выделенных из исследуемой нефти, которые характеризуют структурные особенности их средних молекул: коэффициенты ароматичности $C_{ар} = D_{1600}/D_{720}$; конденсированности $C_{конд} = D_{815}/(D_{815} + D_{750})$; алифатичности $C_{ал} = (D_{720} + D_{1380})/D_{1600}$; разветвленности $C_{разв} = D_{1380}/D_{1465}$; окисленности $C_{ок} = D_{1700}/D_{1465}$; осерненности $C_{ос} = D_{1030}/D_{1465}$.

Как следует из приведенных в табл. 2 результатов, средняя молекулярная масса асфальтенов в 2.7 раза выше, чем у смол, коэффициенты ароматичности и конденсированности для средней молекулы асфальтенов также выше соответствующих показателей смол, что согласуется с общими представлениями об особенностях строения данных компонентов нефти. Коэффициент алифатичности выражает долю парафиновых цепей в средней молекуле, и этот показатель немного выше у асфальтенов, при этом алифатические цепи заметно более разветвленные по сравнению с такими же структурными фрагментами у средних молекул смол. Обращает на себя внимание более высокое относительное содержание в смолах гетероатомов серы и кислорода, о чем можно судить по коэффициентам окисленности и осерненности. Анализируя структурные параметры асфальтенов и опираясь на общие представления об образовании асфальтовых наноагрегатов и кластеров в нефтяной системе, можно предположить, что молекулы асфальтенов, содержащиеся в своем составе

Таблица 2. Молекулярная масса и спектральные коэффициенты асфальтенов и смол, выделенных из нефти Тайлаковского месторождения

| | M , аеи | Спектральные коэффициенты | | | | | |
|------------|-----------|---------------------------|------------|----------|------------|----------|----------|
| | | $C_{ар}$ | $C_{конд}$ | $C_{ал}$ | $C_{разв}$ | $C_{ок}$ | $C_{ос}$ |
| Асфальтены | 1293 | 2.667 | 0.488 | 1.788 | 1.454 | 0.129 | 0.564 |
| Смолы | 479 | 2.000 | 0.370 | 1.718 | 1.011 | 0.415 | 0.804 |

конденсированные ароматические структуры, будут активно участвовать в образовании дисперсной фазы. Учитывая то, что соотношение C/A довольно низкое, вероятно, образуется грубодисперсная система с крупными размерами частиц. При этом можно предположить, что возникающие в объеме сырья асфальтеновые наноагрегаты имеют менее плотную упаковку из-за высокой доли разветвленных алифатических фрагментов.

Высокая степень ароматичности и значительное содержание гетероатомов в составе смол, на что указывают коэффициенты окисленности и осерненности, говорят о том, что смолы данной нефти характеризуются повышенной полярностью, что, вероятно, обеспечивает их более эффективное взаимодействие с агрегатами асфальтенов и участие в образовании сольватного слоя. Однако относительно малое содержание по отношению к асфальтенам, по-видимому, не дает смолам эффективно их диспергировать, так как известно, что чем выше относительная доля асфальтенов в нефти по сравнению со смолами, тем больше размер образованных ими агрегатов [35, 36] и, как результат, формирование крупных частиц, заметно повышающих вязкость нефти.

Благодаря полярным свойствам смолисто-асфальтеновые вещества способны адсорбироваться на границе раздела фаз нефть/вода с образованием бронирующих оболочек, обеспечивающих стабильность водонефтяных эмульсий. В работе были приготовлены искусственные ВНЭ с разным содержанием водной фазы: 20, 40, 60 и 70 мас%. Все эмульсии были устойчивы в течение суток (при комнатной температуре), что объясняется высоким содержанием в исследуемой нефти смолисто-асфальтеновых веществ и их соотношением C/A . Известно, что чем

меньше данное соотношение, тем выше устойчивость водонефтяной эмульсии, из чего следует, что основную роль в стабилизации ВНЭ играют именно асфальтены [37, 38], способствующие образованию жестких пленок, которые покрывают капли воды и предотвращают их коалесценцию из-за возникновения стерических препятствий [39]. После выдерживания полученных ВНЭ в течение суток были определены их вязкостно-температурные зависимости, результаты представлены на рис. 1.

С увеличением содержания водной фазы в составе ВНЭ заметно возрастает их вязкость, достигая максимальных значений для 70%-ной водонефтяной эмульсии. Аномалия вязкости при высокой обводненности может быть объяснена флокуляцией капель воды, которая заметно возрастает с понижением температуры от 50 до 10°C [40].

Эмульсии, стабилизированные твердыми частицами (асфальтенами, механическими примесями, кристаллами твердых парафинов и т.п.), представляют собой вязкопластичные среды, характеризующиеся пределом текучести и проявляющими тиксотропные свойства. Для характеристики данных свойств водонефтяных эмульсий и оценки прочности структуры, формирующейся при разных температурах в объеме ВНЭ, были сняты изотермические кривые течения прямого и обратного хода при температурах 10 и 20°C. В результате были получены петли гистерезиса, на основании которых рассчитаны значения внутренней энергии разрушения структуры нефтяной дисперсной системы (НДС) [41] (табл. 3).

Энергия разрушения структуры НДС возрастает с повышением обводненности нефти и с понижением температуры. Можно предположить, что упрочнение структуры и возрастание вязкости по мере увеличения содержания водной фазы происходит

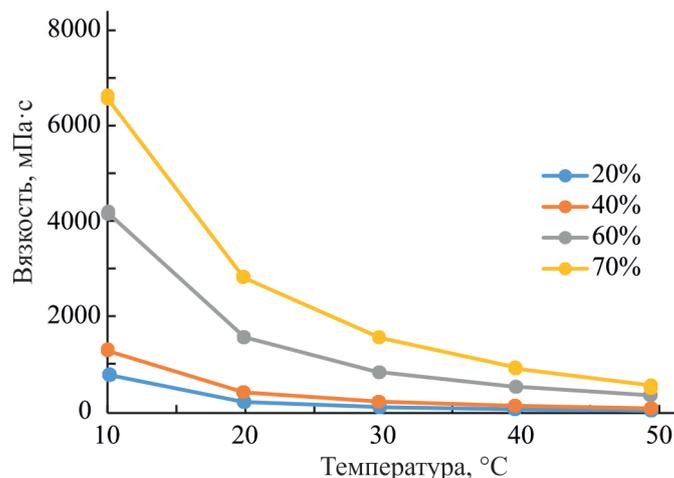


Рис. 1. Вязкостно-температурные зависимости для ВНЭ с разным содержанием водной фазы: 20, 40, 60 и 70 мас%.

Таблица 3. Внутренняя энергия разрушения структуры НДС для ВНЭ с разным содержанием водной фазы

| Содержание водной фазы, % | Энергия разрушения структуры НДС (кДж/м ³) при температуре | |
|---------------------------|--|-------|
| | 10°C | 20°C |
| 20 | 4.79 | 1.22 |
| 40 | 7.37 | 2.55 |
| 60 | 24.42 | 8.34 |
| 70 | 43.06 | 19.02 |

за счет увеличения количества и размеров глобул воды, которые непосредственно соприкасаются друг с другом и оказывают заметное влияние на реологические характеристики нефтяной системы. Более прочная пространственная структура образуется за счет выраженного физического взаимодействия между бронирующими оболочками глобул воды.

Для подтверждения, высказанного выше предположения, были получены микрофотографии ВНЭ с разным содержанием водной фазы и определены средний диаметр и распределение глобул воды по размерам в каждой из исследованных эмульсий. Полученные результаты представлены в виде гистограммы на рис. 2.

По мере увеличения содержания водной фазы в составе ВНЭ, возрастает относительная доля глобул, характеризующихся большим диаметром, что отражается на показателе «средний диаметр глобул», (d_{cp}), который увеличивается с 2.58 мкм для 20%-ной ВНЭ до 3.07 мкм для ВНЭ, содержащей 40% водной фазы, а для 60%-ной ВНЭ достигает значения 3.55 мкм.

Считается, что основными компонентами, способствующими образованию устойчивых ВНЭ, являются асфальтены, содержание которых в исследуемой нефти достаточно велико. В данной работе был выделен стабилизационный слой из 40%-ной ВНЭ и исследован его компонентный состав. Полученные результаты подтвердили преобладающее содержание асфальтенов в составе стабилизаторов ВНЭ — 94 мас.%, при этом, их средняя молекулярная масса составила 2275 аем, что в 1.76 раза больше, чем данный показатель у асфальтенов, полученных из исходной нефти. В табл. 4 приведены спектральные коэффициенты для асфальтенов, выделенных из стабилизационного слоя.

Сравнение структурных параметров асфальтенов, выделенных из стабилизационного слоя (табл. 4) и из исходной нефти (табл. 2) показало, что асфальтены стабилизационного слоя наряду с более высокой молекулярной массой, обладают большей долей конденсированных ($C_{конд}$) и алифатических ($C_{ал}$) структур, при этом алифатические цепи характеризуются меньшей разветвленностью ($C_{разв}$). Доля смол в

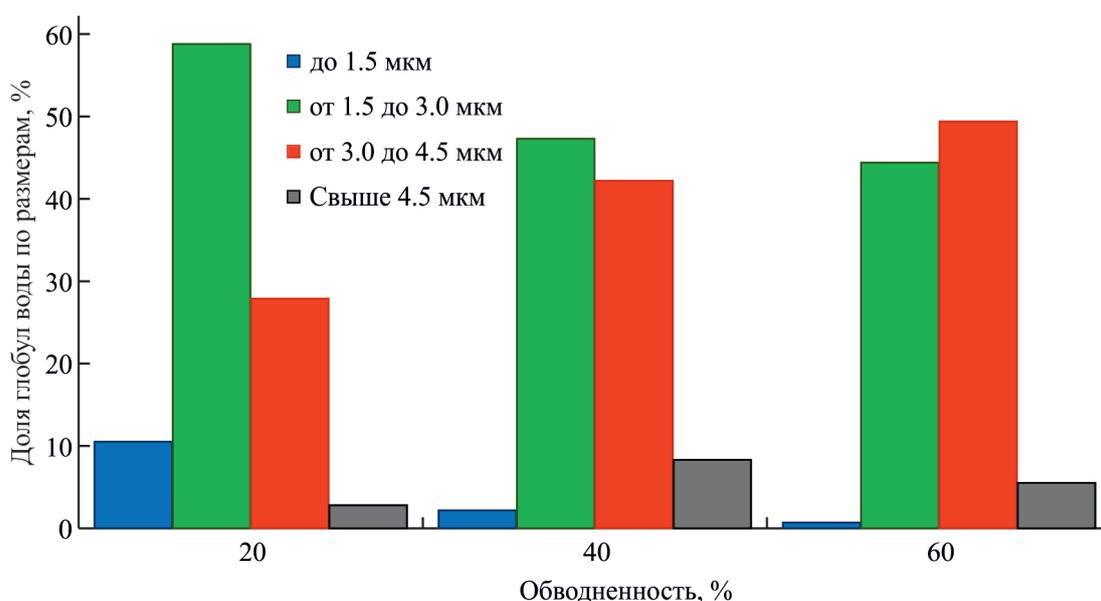
**Рис. 2.** Гистограмма распределения глобул по диаметру капель в ВНЭ с разным содержанием водной фазы: 20, 40 и 60 мас%.

Таблица 4. Спектральные коэффициенты асфальтенов, выделенных из стабилизационного слоя 40%-ной водонефтяной эмульсии

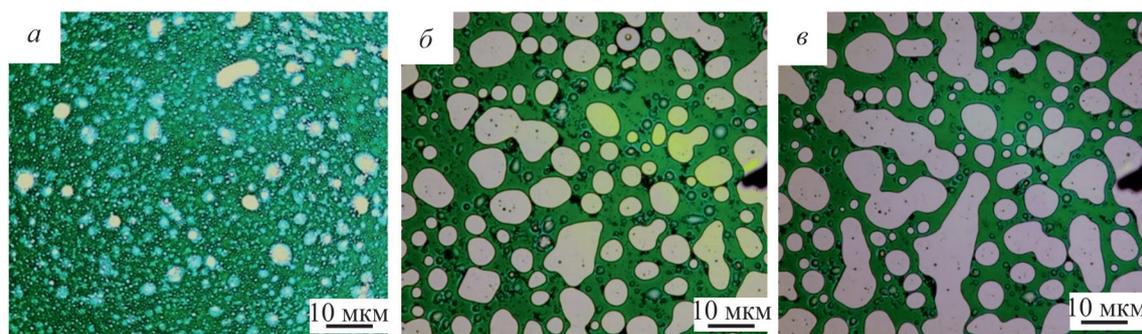
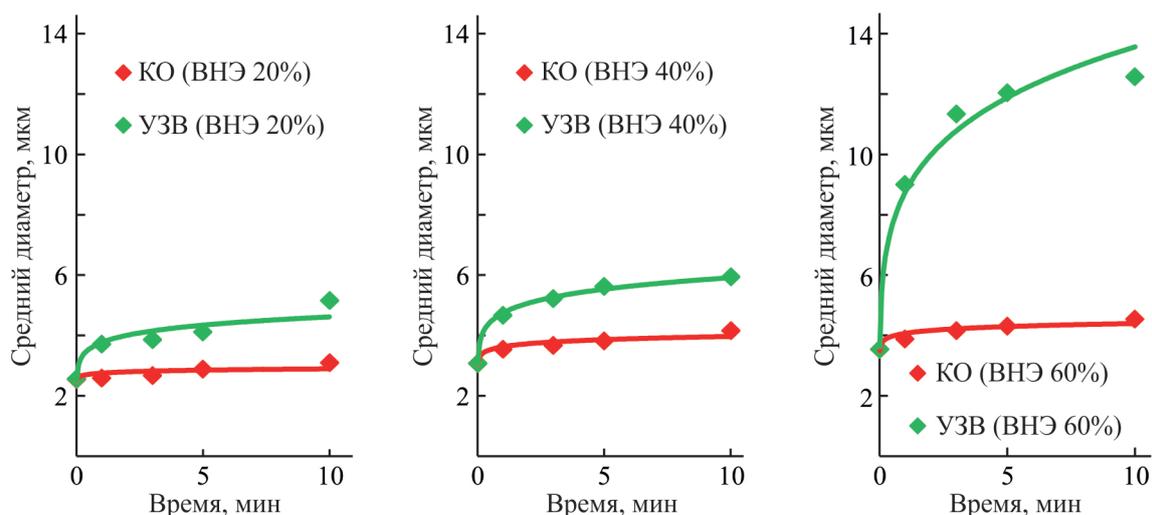
| | Спектральные коэффициенты | | | | | |
|------------|---------------------------|------------|----------|------------|----------|----------|
| | $C_{ар}$ | $C_{конд}$ | $C_{ал}$ | $C_{разв}$ | $C_{ок}$ | $C_{ос}$ |
| Асфальтены | 2.727 | 0.523 | 1.989 | 0.687 | 0.064 | 0.235 |

составе стабилизационного слоя незначительна, они остались в углеводородной фазе вместе с низкомолекулярными асфальтенами. Можно предположить, что выявленные структурные особенности и, прежде всего, молекулярная масса асфальтенов-стабилизаторов межфазного слоя ВНЭ, способствуют образованию более прочного межфазного слоя, устойчивого к разрушению.

При понижении температуры с 20 до 10°C силы межмолекулярного взаимодействия между отдельными молекулами асфальтенов возрастают, что, способствует увеличению толщины и прочности стабилизационного слоя вокруг глобул воды и приводит к

росту энергии разрушения структуры НДС. Таким образом, можно сделать заключение, что структурно-механические свойства водонефтяной эмульсии определяются размерами глобул воды и составом стабилизационного слоя.

Для исследования влияния ультразвукового воздействия (УЗВ) на стабильность приготовленных водонефтяных эмульсий применялась специально изготовленная ячейка, позволяющая наблюдать поведение эмульсии под микроскопом. Были получены микрофотографии при разной кратности увеличения для исходной ВНЭ и через 1, 3, 5 и 10 мин после начала УЗВ. В качестве примера приведены микро-

**Рис. 3.** Микрофотографии 40 %-ной ВНЭ исходной (А) и после воздействия УЗВ продолжительностью 5 (Б) и 10 (В) мин.**Рис. 4.** Динамика изменения среднего диаметра глобул воды в ВНЭ с содержанием водной фазы: 20, 40 и 60%, после УЗВ разной продолжительности, в сравнении с контрольным образцом без УЗ-воздействия (КО).

фотографии для исходной 40%-ной ВНЭ и после УЗВ продолжительностью 5 и 10 мин (рис. 3).

На основе полученных фотографий для каждого случая был рассчитан средний диаметр глобул воды и на рис. 4 приведена динамика изменения их размера в водонефтяных эмульсиях с содержанием водной фазы 20, 40 и 60%, после УЗВ разной продолжительности.

Данные, приведенные на рис. 4, показывают, что 20 и 40%-ные водонефтяные эмульсии являются достаточно устойчивыми и при выбранной для исследования продолжительности (10 мин) и интенсивности (0.1 Вт/см^3) УЗ-воздействия, диаметр глобул воды в них изменяется незначительно: от 2.57 мкм до 5.17 мкм в 20%-ной ВНЭ и от 3.10 до 5.94 мкм в 40%-ной ВНЭ. Совсем иные результаты получены для 60%-ной ВНЭ: здесь наблюдается значительное увеличение диаметра глобул под действием УЗВ, при этом заметный эффект наблюдается уже в первую минуту обработки. Для 70%-ной ВНЭ после 3 мин УЗВ наблюдалось полное слияние капель воды. Полученные данные показывают, что водонефтяная эмульсия с высоким содержанием водной фазы более восприимчива ультразвуковому воздействию, чем малообводненная. Можно предположить, что наблюдаемый эффект связан со средним диаметром глобул: при увеличении размера капель воды толщина стабилизационного слоя уменьшается, что делает его менее прочным и под воздействием микроперемещений, вызванных УЗВ, происходит более быстрая коалесценция глобул воды, которая, в конечном итоге, приводит к полному расслоению водонефтяной эмульсии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Структурно-механические свойства водонефтяной эмульсии во многом определяются структурой высокомолекулярных компонентов нефти смол и асфальтенов и их соотношением: смолы/асфальтены. Вязкость водонефтяной эмульсии возрастает при повышении содержания водной фазы и при снижении температуры окружающей среды.

Основными природными стабилизаторами межфазного слоя являются асфальтены (94%), при этом в образовании стабилизационного слоя участвуют наиболее высокомолекулярные соединения данного класса ($M_{cp} = 2275$ аем).

По мере понижения температуры возрастает прочность образующейся в объеме структуры, что выражается в увеличении внутренней энергии разрушения структуры нефтяной дисперсной системы: в 2.93 раза для 40%-ной и в 2.26 раза для 70%-ной водонефтяных эмульсий.

Ультразвуковое воздействие повышает скорость разрушения водонефтяной эмульсии. Применительно к эмульсиям, образованным нефтью Тайлаковского месторождения, наибольший эффект от ультразвукового воздействия наблюдается для 70%-ной водонефтяной эмульсии: полное расслоение достигается через 3 мин воздействия ультразвуком с интенсивностью 0.1 Вт/см^3 .

КОНФЛИКТ ИНТЕРЕСОВ

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов, требующего раскрытия в данной статье

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Иванова Людмила Вячеславовна
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3288-095X>
Кошелев Владимир Николаевич
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5755-5291>
Деньгаев Алексей Викторович
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3378-6754>
Сидибе Мамаду Сидиалиу
ORCID: <https://orcid.org/0009-0000-1661-2771>

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Santos R.G., Loh W., Bannwart A.C., Trevisan O.V. An overview of heavy oil properties and its recovery and transportation methods. // Review Braz. J. Chem. Eng. 2014. V. 31. N 3. P. 572–584. <https://doi.org/10.1590/0104-6632.20140313s00001853>
2. Cheshkova T.V., Sergun V.P., Kovalenko E.Yu., Gerasimova N.N., Sagachenko T.A., Min R.S. Resins and asphaltenes of light and heavy oils: Their composition and structure // Energy Fuels. 2019. V. 33. N 9. P. 7971–7982. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b00285>
3. Ramírez-González P.V., Quiñones-Cisneros S.E. Rheological behavior of heavy and extra-heavy crude oils at high pressure // Energy Fuels. 2020. V. 34. N 2. P. 1268–1275. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b02867>
4. Moud A.A. Asphaltene induced changes in rheological properties: A review. // Fuel. 2022. V. 316. N 15. P. 123372. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.123372>
5. Надьров А.И., Владимиров И.В. Влияние структурно-механических свойств нефти на технологические показатели разработки горизонтальной скважины // Нефтегазовое дело. 2017. N 4. С. 105–109. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2017-4-105-109>
6. Мансур Г., Миллер В.К., Иванова Л.В., Кошелев В.Н. Влияние компонентного состава нефтей на их структурно-механические свойства // Химия и технология топлив и масел. 2023. № 2 (636). С. 16–22. <https://doi.org/10.32935/0023-1169-2023-636-2-16-21>

- [Mansur G., Miller V.K., Ivanova L.V., Koshelev V.N. Effect of the component composition of oils on their structural and mechanical properties // Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2023. V. 59. N 2. P. 16–21. <https://doi.org/10.1007/s10553-023-01522-8>].
7. Нелюбов Д.В., Семихина Л.П., Важенин Д.А., Меркульев И.А. Влияние смол и асфальтенов на структурно-реологические свойства нефтяных дисперсных систем // Нефтехимия. 2017. Т. 57. N 2. С. 143–148. <https://doi.org/10.7868/S0028242117010099> [Nelyubov D.V., Semikhina L.P., Vazhenin D.A., Merkul'ev I.A. Influence of resins and asphaltenes on the structural and rheological properties of petroleum disperse systems // Petroleum Chemistry. 2017. V. 57. P. 203–208. <https://doi.org/10.1134/S0965544117010091>].
 8. Аббакумова Н.А., Петрова Л.М., Фосс Т.Р., Романов Г.В., Еллидинский А.А. Влияние структурирующих компонентов на вязкость нефтей // Технологии нефти и газа. 2011. № 1. С. 3–6.
 9. Полетаева О.Ю., Колчина Г.Ю., Леонтьев А.Ю., Бабаяев Э.Р., Мовсумзаде Э.М., Хасанов И.И. Геометрическое и электронное строение компонентов тяжелых высоковязких нефтей // Известия высших учебных заведений. Серия: Химия и химическая технология. 2019. Т. 62. № 9. С. 40–45. [Poletaeva O.Yu., Kolchina G.Yu., Leontev A.Yu., Babayev E.R., Movsumzade E.M., Khasanov I.I. Geometric and electronic structure of heavy highly viscous oil components // ChemChemTech. 2019. T. 62. N 9. C. 40–45. <https://doi.org/10.6060/ivkkt.20196209.6022>].
 10. Миллер В.К., Иванова Л.В., Мансур Г., Уэртас Будилова С.К., Кошелев В.Н., Примерова О.В. Структурные особенности смол и асфальтенов нефтей месторождений Удмуртии // Известия высших учебных заведений. Сер. «Химия и химическая технология». 2021. Т. 64. Вып. 10. С. 114–118. [Miller V.K., Ivanova L.V., Mansur G., Uertas Budilova S.K., Koshelev V.N., Primerova O.V. The structural features of resins and asphaltenes of crude oils from Udmurtia oilfields // ChemChemTech. 2021. V. 64. N 10. P. 113–118. <https://doi.org/10.6060/ivkkt.20216410.6370>].
 11. Салих И.Ш.С., Мухаматдинов И.И., Гарифуллина Э.И., Вахин А.В. Изучение фракционного состава асфальтенов тяжелого углеводородного сырья // Химия и технология топлив и масел. 2018. № 1 (605). С. 29–32. [Salih Sh.S., Mukhamatdinov I.I., Garifullina E.I., Vakhin A.V. Study of fractional composition of asphaltenes in hydrocarbon material // Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2018. V. 54. P. 44–50. <https://doi.org/10.1007/s10553-018-0896-9>].
 12. Петрова Л.М., Аббакумова Н.А., Фосс Т.Р., Романов Г.В. Структурные особенности фракций асфальтенов и нефтяных смол // Нефтехимия. 2011. Т. 51. № 4. С. 262–266.
 13. Petrova L.M., Abbakumova N.A., Foss T.R., Romanov G.V. Structural features of asphaltene and petroleum resin fractions // Petroleum Chemistry. 2011. V. 51. P. 252–256. <https://doi.org/10.1134/S0965544111040062>].
 14. Anisimov M.A., Ganeeva Yu.M., Gorodetskii E.E., Deshabo V.A., Kosov V.I., Kuryakov V.N., Yudin D.I., Yudin I.K. Effects of resins on aggregation and stability of asphaltenes // Energy Fuels. 2014. V. 28. N 10. P. 6200–6209. <https://doi.org/10.1021/ef501145a>
 15. Morantes L.R., Percebom A.M., Mejía-Ospino E. On the molecular basis of aggregation and stability of Colombian asphaltenes and their subfractions // Fuel. 2019. V. 241. P. 542–549. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.12.028>
 16. Zhang Y., Siskin M., Gray M.R., Walters C.C., Rodgers R.P. Mechanisms of asphaltene aggregation: Puzzles and a new hypothesis // Energy Fuels. 2020. V. 34. N 8. P. 9094–9107. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c01564>.
 17. Мальцева Е.В., Горшков А.М., Чеканцева Л.В., Шишмина Л.В., Юдина Н.В. Влияние агрегации асфальтенов на реологические свойства нефти // Журнал прикладной химии. 2013. Т. 86. № 9. С. 1401–1406. [Mal'tseva E.V., Gorshkov A.M., Chekantseva L.V., Shishmina L.V., Yudina N.V. Influence of aggregation of asphaltenes on the rheological properties of oil // Russian Journal of Applied Chemistry. 2013. V. 86. P. 1370–1375. <https://doi.org/10.1134/S1070427213090096>].
 18. Mozaffari S., Tchoukov P., Atias J., Czarnecki J., Nazemifard N. Effect of asphaltene aggregation on rheological properties of diluted athabasca bitumen // Energy Fuels. 2015. V. 29. N 9. P. 5595–5599. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.5b00918>
 19. Трофимова Е.П., Сорокина Е.С., Пантел К.Х. Проблемы образования и разделения аномально устойчивых нефтяных эмульсий на объектах подготовки нефти // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. 2019. № 7. С. 6–9.
 20. Соруш А., Хуторянский Ф.М., Солтани Б. Прогнозирование основных свойств и характеристик тяжелых нефтей, влияющих на устойчивость их эмульсий // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. 2017. № 5. С. 34–40.
 21. Liu D., Li C., Yang F., Sun G., You J., Cuia K. Synergetic effect of resins and asphaltenes on water/oil interfacial properties and emulsion stability // Fuel. 2019. V. 252, 15. P. 581–588. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.04.159>
 22. Zhang J., Tian D., Lin M., Yang Z., Dong Z. Effect of resins, waxes and asphaltenes on water-oil interfacial properties and emulsion stability // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. 2016. V. 507. 20. P. 1–6. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2016.07.081>

22. Petroni M.H.O., Corona R.R.B., Sad C.M.S., Ramos R., Castro J.M., Franco L.G., da Silva M., Elias M.Z., Castro E.V.R. Role of asphaltenes and resins at the interface of petroleum emulsions (W/O): A literature review // *Geoenergy Science and Engineering*. 2024. V. 239. 212932. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.212932>
23. Шайдуллин Л.К., Шушков П.Д. Анализ влияния различных факторов на реологические свойства водонефтяных эмульсий Ромашкинского месторождения // *Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых*. 2014. № 1. С. 335–33.
24. Задымова Н.М., Скворцова З.Н., Траскин В.Ю., Ямпольская Г.П., Миронова М.В., Френкин Э.И., Куличихин В.Г., Малкин А.Я. Тяжелая нефть в виде эмульсии: состав, структура и реологические свойства // *Коллоидный журнал*. 2016. Т. 78. № 6. С. 735–746. <https://doi.org/10.7868/S0023291216060227> [Zadytova N.M., Skvortsova Z.N., Traskin V.Y., Yampol'skaya G.P., Kulichikhin V.G., Mironova M.V., Frenkin E.I., Malkin A.Y. Heavy oil as an emulsion: composition, structure, and rheological properties // *Colloid Journal*. 2016. T. 78. N 6. C. 735–746. <https://doi.org/10.1134/S1061933X16060211>].
25. Hui K., Tang J., Lu H., Xi B., Qu C., Li J. Status and prospect of oil recovery from oily sludge: A review // *Arabian Journal of Chemistry*. 2020. V. 13. N 8. P. 6523–6543. <https://doi.org/10.1016/j.arabjc.2020.06.009>
26. Егазарьянц С.В., Винокуров В.А., Вутолкина А.В., Таланова М.Ю., Фролов В.И., Караханов Э.А. Технологические процессы переработки нефтяных шламов // *Химия и технология топлив и масел*. 2015. № 5(591). С. 52–58. [Egazar'yants S.V., Vutolkina A.V., Talanova M.Y., Karakhanov E.A., Vinokurov V.A., Frolov V.I. Oil sludge treatment processes // *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*. 2015. T. 51. N 5. C. 506–515. <https://doi.org/10.1007/s10553-015-0632-7>].
27. Рзаев А.Г., Келбалиев Г.И., Мустафаева Г.Р., Расулов С.Р. Моделирование процессов образования и разрушения эмульсии при термохимической подготовке нефти // *Химия и технология топлив и масел*. 2018. N 3 (607). С. 7–14. [Rzaev A.G., Kelbaliev G.I., Mustafaeva G.R., Rasulov S.R. Modeling of emulsion formation and breaking in thermochemical oil treatment process // *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*. 2018. T. 54. N 3. C. 249–264. <https://doi.org/10.1007/s10553-018-0921-z>].
28. Келбалиев Г.И., Расулов С.Р., Мустафаева Г.Р. Моделирование явлений коалесценции капель в процессах разделения нефтяных эмульсий // *Химия и технология топлив и масел*. 2018. № 2 (606.) С. 24–28. [Kelbaliev G.I., Rasulov S.R., Mustafaeva G.R. Modeling of phenomena of drop coalescence in oil emulsion breaking processes // *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*. 2018. T. 54. N 2. C. 158–165. <https://doi.org/10.1007/s10553-018-0910-2>].
29. Вахитова Р.И., Сарачева Д.А., Киямов И.К., Сабитов Л.С., Думлер Е.Б. Разрушение устойчивых эмульсий с применением нанодиспергированных фуллеренов // *Известия высших учебных заведений. Серия: Химия и химическая технология*. 2020. Т. 63. № 4. С. 74–80. <https://doi.org/10.6060/ivkkt.20206304.6128>
30. Акберова А.Ф. Интенсификация процесса разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий с использованием новых эффективных композиционных деэмульгаторов // *Нефтегазовое дело*. 2019. № 2. С. 68–73. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2019-2-68-73>
31. Ахмади С., Хуторянский Ф.М., Ергина Е.В. Разработка высокоэффективного композиционного деэмульгатора для подготовки тяжелых высоковязких нефтей к переработке // *Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний*. 2018. № 2. С. 8–13.
32. Romanova Y.N., Maryutina T.A., Musina N.S., Spivakov B.Ya. Application of ultrasonic treatment for demulsification of stable water-in-oil emulsions // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022. V. 209. February. 109977. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109977>
33. Волкова Г.И., Юдина Н.В. Влияние ультразвуковой обработки на разрушение устойчивых водонефтяных эмульсий // *Нефтяное хозяйство*. 2021. № 2. С. 92–98. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-2-96-98>
34. Atehortúa C.M.G., Pérez N., Andrade M.A.B., Pereira L.O.V., Adamowski J.C. Water-in-oil emulsions separation using an ultrasonic standing wave coalescence chamber // *Ultrasonics Sonochemistry*. 2019. V. 57. October. P. 57–61. <https://doi.org/10.1016/j.ultsonch.2019.04.043>
35. Исагулянц В.И., Егорова Г.М. *Химия нефти. Руководство к лабораторным занятиям*. М.: Химия. 1965. С. 335–337.
36. Петров А.А., Позднышев Г.Н., Борисов С.И. Методика выделения природных стабилизаторов нефтяных эмульсий // *Нефтяное хозяйство*. 1971. № 10. С. 52–56.
37. Velayati A., Nouri A. Role of asphaltene in stability of water-in-oil model emulsions: the effects of oil composition and size of the aggregates and droplets // *Energy Fuels*. 2021. V. 35. N 7. P. 5941–5954. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c00183>
38. Юдина Н.В., Небогина Н.А., Прозорова И.В. Состав смолисто-асфальтеновых компонентов межфазных слоев водонефтяных эмульсий // *Петролеомика*. 2021. Т. 1. № 1. С. 49–56. <https://doi.org/10.1134/S2782385721010053> [Yudina N.V., Nebogina N.A., Prozorova I.V. Composition of the resin-asphaltene components in the interfacial

- layers of water-in-oil emulsions // *Petrol. Chem.* 2021. V. 61. P. 568–575.
<https://doi.org/10.1134/S0965544121060050>].
39. *Nour A.H., Suliman A., Hadow M.M.* Stabilization mechanisms of water-in-crude oil emulsions // *J. Appl. Sci.* 2008. V. 8. N 8. P. 1571–1575.
<https://doi.org/10.3923/jas.2008.1571.1575>
40. *Alves C.A., Yanes J.F.R., Feitosa F.X., Sant'Ana H.B.* Influence of asphaltenes and resins on water/model oil interfacial tension and emulsion behavior: comparison of extracted fractions from crude oils with different asphaltene stability // *J. Pet. Sci. Eng.* 2022. V. 208, Part E. January. 109268.
<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109268>
41. *Выгодский В.П., Данекер В.А., Рикконен С.В., Теплов А.И.* Энергетика гидромеханического разрушения структуры высокопарафинистых нефтей // Автоматизация и информационное обеспечение технологических процессов в нефтяной промышленности под ред. А.К. Хорькова. Томск: Изд-во Том. ун-та. 2002. Т. 2. 408 с.
-