

## РАЗРУШЕНИЕ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ ПРИ СОВМЕСТНОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НИЗКОЧАСТОТНОГО АКУСТИЧЕСКОГО ПОЛЯ И ДЕЭМУЛЬГАТОРА

© 2022 г. Ю. В. Лоскутова<sup>1,\*</sup>, Н. В. Юдина<sup>1</sup>

<sup>1</sup> *Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, 634055 Россия*

*\*E-mail: reoloil@ipc.tsc.ru*

Поступила в редакцию 11 декабря 2020 г.

После доработки 29 июня 2021 г.

Принята к публикации 23 марта 2022 г.

Изучено влияние совместного воздействия низкочастотной акустической обработки, деэмульгатора (ДЭ) и температурного фактора на устойчивость водонефтяных эмульсий нефтей с различным содержанием смол, асфальтенов и парафиновых углеводородов. Показано, что эффективность действия ДЭ на эмульсии возрастает после акустической обработки, ускоряющей процесс коалесценции и выделения свободной водной фазы. Предварительная обработка эмульсии физическим полем облегчает миграцию ДЭ к поверхности межфазных слоев и разрыхляет бронирующие оболочки вокруг капель воды, формируя новые дисперсные структуры за счет перераспределения нефтяных компонентов. По результатам ИК-спектроскопии определено, что молекулы смол в эмульсии в большей степени подвержены акустическому воздействию, чем молекулы асфальтенов, что вызывает изменение их структурно-группового состава.

**Ключевые слова:** эмульсии, низкочастотная акустическая обработка, деэмульгатор, устойчивость, смолы, асфальтены

**DOI:** 10.31857/S0028242122030054, **EDN:** IEAMKJ

Одной из серьезных проблем, с которой часто сталкиваются при добыче, транспорте и переработке нефти, является присутствие в ней эмульгированной воды, вызывающей ряд таких затруднений, как снижение давления и ограничение производительности трубопровода, неисправность насосов, отравление катализаторов на нефтеперерабатывающих заводах и т.д. Внедрение технологий кислотного гидроразрыва пласта и физико-химических методов повышения нефтеотдачи привело к возникновению проблем, связанных с повышенной стабильностью и более высокой электропроводностью сформировавшихся водонефтяных эмульсий [1–3].

Формирование, стабилизация эмульсий, их устойчивость и структурно-механические свойства определяются закономерностями конкурирующей адсорбции на каплях воды различных эмульгиру-

ющих веществ в нефти. К веществам с ярко выраженными поверхностно-активными свойствами относятся нафтеновые и жирные кислоты, а также смолы, находящиеся вместе с асфальтенами в ассоциативном состоянии. Асфальтены сами по себе обладают слабыми поверхностно-активными свойствами, но, адсорбируясь на границе раздела фаз, образуют на каплях воды оболочки с высокой структурной вязкостью, понижают межфазное натяжение, а, следовательно, уменьшают свободную энергию системы, повышают ее устойчивость и препятствуют коалесценции.

Процесс формирования эмульсий определяется составом и содержанием основных эмульгирующих компонентов в нефтях. Многие авторы считают, что стабилизация водонефтяных эмульсий зависит от процентного содержания асфальтенов, поэтому при деасфальтизации нефти не происходит

образования стойких эмульсий [4–9]. Известно, что асфальтены обладают наибольшей эмульгирующей способностью в коллоидно-дисперсном состоянии [10, 11]. Асфальтеновые агрегаты стерически стабилизируются сольватирующими оболочками из молекул смол, а соотношение асфальтенов и смол в нефтяной фазе определяет тип сформировавшейся межфазной поверхности в эмульсии.

Увеличение обводненности добываемой нефти также существенным образом сказывается на себестоимости подготовки традиционными способами, что заставляет внедрять новые энергосберегающие технологии, т.к. трудно полностью разделить стабильные эмульсии на промысле, используя только технологию гравитационного осаждения, тепловые методы или обработку деэмульгаторами [12–14]. К новым энергосберегающим технологиям относится воздействие на нефть полями различной физической природы: обработка постоянным или переменным электромагнитным и магнитным полем, микроволновое излучение, радиационное воздействие, акустическими низкочастотным и высокочастотным полем [15–19].

Применение в нефтяной промышленности различных типов физических полей облегчает протекание процессов, приводящих как к увеличению, так и снижению степени упорядоченности нефтяной дисперсной структуры. Так, при воздействии электрическим полем на эмульсию типа «вода в нефти» коалесценция между водными глобулами будет значительно ускоряться за счет роста числа столкновений между ними, тем самым способствуя отделению дисперсной водной фазы от непрерывной нефтяной фазы [20–22].

Акустические поля с меньшим потреблением электроэнергии и стабильностью рабочих характеристик могут применяться при обработке обратных эмульсий типа «вода в нефти», т.к. позволяют разрушать межмолекулярные связи в агрегатах, образованных смолисто-асфальтеновыми компонентами [23]. При низкочастотном акустическом воздействии на эмульсию «вода в нефти», в первую очередь, происходит разрушение бронирующей оболочки капли из-за ее циклического растяжения и ориентационной поляризации полярных компонентов нефти (асфальтенов, смол и др.) [17–18]. Однако механизм действия акустических полей изучен недостаточно. Время воздействия и диапазон

частот зависят от физико-химических свойств нефтей и эмульсий [24–26]. Развиваемая турбулентность в акустических полях может привести как к дестабилизации эмульсии, так и к эмульгированию, что требует более глубокого изучения влияния воздействия низкочастотной акустической обработки (НАО) на поведение эмульсий разного состава.

Цель работы – исследование агрегативной устойчивости эмульсии «вода в нефти» при комплексной обработке, сочетающей низкочастотное воздействие с последующим вводом в нее высокоэффективного деэмульгатора (ДЭ).

### ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Объектами исследования в работе были выбраны две нефти месторождений Иркутской области: Игнялинского (ИН) и Верхнечонского (ВЧН) месторождений. Физико-химические характеристики и элементный состав нефтей приведены в табл. 1. Нефти являются легкими, малосмолистыми и парафинистыми с содержанием парафиновых углеводородов (ПУ) 2 и 3.6 мас. %. Нефть ВЧН характеризуется большим количеством смол и асфальтенов (Асф), а в составе нефти ИН выше содержание гетероатомов.

Устойчивые 50 мас. %-ные эмульсии готовили при перемешивании в течение 10 мин с дистиллированной водой на механической мешалке марки ПЭ-0118 мощностью 150 Вт и скоростью 1500 об/мин.

Акустическую обработку нефтей и эмульсий проводили на аналоге промышленно выпускаемого устройства ВЭМА-0.4 лабораторной установке ВЛ-1 в течение 5 и 10 мин при комнатной температуре на частоте основного воздействия 50 Гц и при ускорении рабочего органа-активатора до 100 g [27]. После НАО в эмульсии вводили в концентрации 120 г/т нефти промышленный ДЭ марки ТНД-А, представляющий собой смесь модифицированного алкоксилата и блок-сополимеров оксидов этилена и пропилена в органическом растворителе и метаноле. Подбор высокоэффективного ДЭ, условий его ввода в водонефтяную эмульсию (концентрация и температура), при которой наблюдалось максимально быстрое расслоение, проводили на основании предварительных лабораторных исследований.

**Таблица 1.** Физико-химические характеристики и элементный состав исследуемых нефтей

Объекты	$\rho^{20}$ , кг/м <sup>3</sup>	$T_z$ , °С	Содержание, мас. %.			Содержание, мас. %				
			ПУ	смолы	асфальтены	С	Н	N	S	O
ИН	844	-56.0	2.0	7.9	0.1	85.1	12.2	0.2	1.2	1.4
ВЧН	874	-49.3	3.6	19.8	1.3	86.8	12.4	0.2	0.4	0.2

Динамику выделения водной фазы фиксировали методом «bottle test» через 15 мин в течение 1 ч при температуре 20 и 50°С. Объемную долю ( $\phi$ , %) отделившейся воды рассчитывали, исходя из объема выделившейся водной фазы ( $V_s$ ), по формуле:  $\phi = V_s/V_p$ , где  $V_t$  – общий объем воды в эмульсии. Удельную поверхность ( $S_{уд}$ ) водных глобул определяли по формуле:  $S_{уд} = S_{мф}/V$ , где  $S_{мф}$  – межфазная поверхность, приходящаяся на единицу объема  $V$  дисперсной фазы (м<sup>2</sup>/м<sup>3</sup>). Ошибка эксперимента в данной методике не превышает 10%.

Дисперсность водонефтяных эмульсий оценивали методом оптической микроскопии с помощью микроскопа AxioLab A1 (Carl Zeiss), оснащенного цифровой камерой AxioCam ERc 5s. Для анализа дисперсности применяли 400-кратное увеличение при среднем значении выборки из 30–50 капель каждого размера.

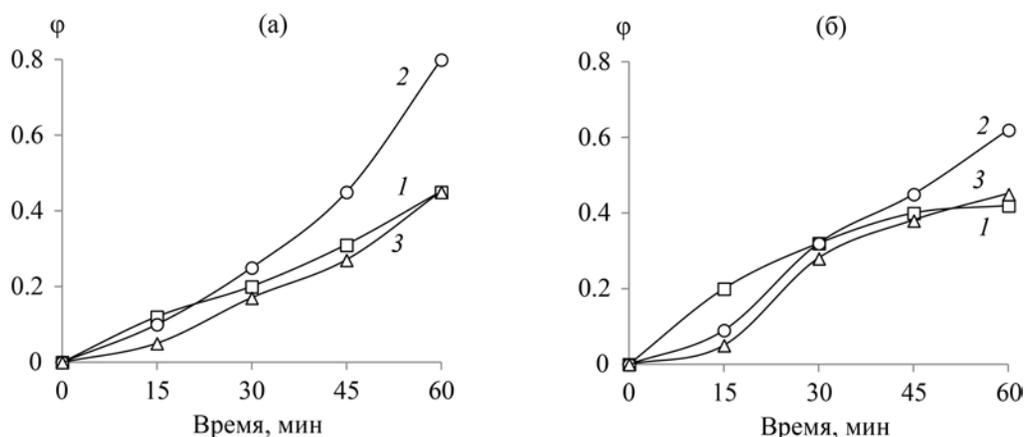
Выделение асфальтенов осуществляли «холодным» способом Гольде по ГОСТ 11858; смолы и парафины определяли методом колоночной жид-

костной адсорбционной хроматографии по ГОСТ 11851-2018.

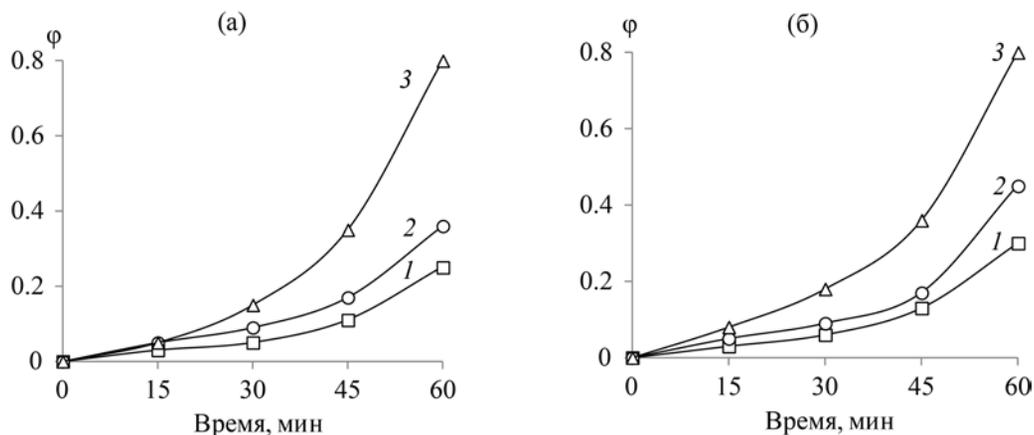
Относительное содержание структурных фрагментов в выделенных смолисто-асфальтеновых компонентах определяли по данным ИК-спектроскопии. Спектры регистрировали на FTIR-спектрометре NICOLET 5700 с использованием пластин из КВг в соотношении 1:300 в области 400–4000 см<sup>-1</sup>. Обработку спектров и определение оптической плотности проводили с помощью программного обеспечения OMNIC 7.2 Thermo Nicolet Corporation.

## РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Исследуемые нефти ИН и ВЧН формируют с водой устойчивые к расслоению эмульсии. Динамика выделения водной фазы (изменение доли выделенной воды  $\phi$  во времени) из эмульсий при введении ДЭ и после совместного воздействия НАО и ДЭ в течение 60 мин отстаивания приведена на рис. 1 и 2. После 15 мин отстаивания эмульсии



**Рис. 1.** Изменение доли выделенной воды  $\phi$  после отстаивания эмульсии нефти ИН при 20°С (а) и 50°С (б) после: 1 – ввода ДЭ; 2 – 5 мин действия НАО с ДЭ; 3 – 10 мин действия НАО с ДЭ.



**Рис. 2.** Изменение доли выделившейся воды  $\phi$  после отстаивания эмульсии нефти ВЧН при 20°C (а) и 50°C (б) после: 1 – ввода ДЭ, 2 – 5 мин действия НАО с ДЭ, 3 – 10 мин действия НАО с ДЭ.

нефти ИН внешние воздействия не оказывают существенного влияния на долю выделившейся воды ( $\phi \sim 0.05\text{--}0.2$ ). Далее более интенсивно процесс расслоения нефтяной и водной фазы протекает после совместного применения 5-минутной НАО и добавки ДЭ. Через 60 мин отстаивания при 20°C выделяется порядка 80 мас. % воды (рис. 1а). Повышение температуры до 50°C снижает эффективность процесса расслоения до 60 мас. % (рис. 1б).

Нефть ВЧН формирует стойкую водонефтяную эмульсию, начальный этап расслоения которой сдвигается в более поздний временной интервал (рис. 2). Поэтому в не зависимости от воздействия и температуры через 30 мин отстаивания из эмульсии выделяется порядка 10 мас. % водной фазы, а в последующие 30 мин наблюдается значительный прирост объема свободной воды ( $\phi \sim 0.8$ ). Нагревание обработанной эмульсии практически не влияет на эффективность процесса деэмульсации.

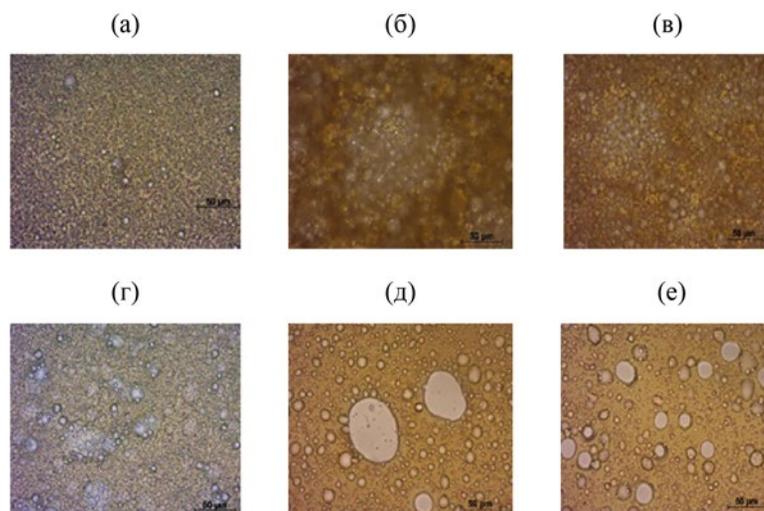
Устойчивость водонефтяной эмульсии зависит как диаметра капель водной фазы, так и прочности адсорбционного слоя, формирующегося на поверхности капель из нефтяных ПАВ. Микроскопическим методом был проведен анализ размеров капель водной фазы исходных 50 мас. %-ных эмульсий ИН (рис. 3) и ВЧН (рис. 4), а также нефтяной фазы эмульсий после различных видов обработки и отстаивания при 20°C.

С увеличением времени акустической обработки от 5 до 10 мин наблюдается формирование бо-

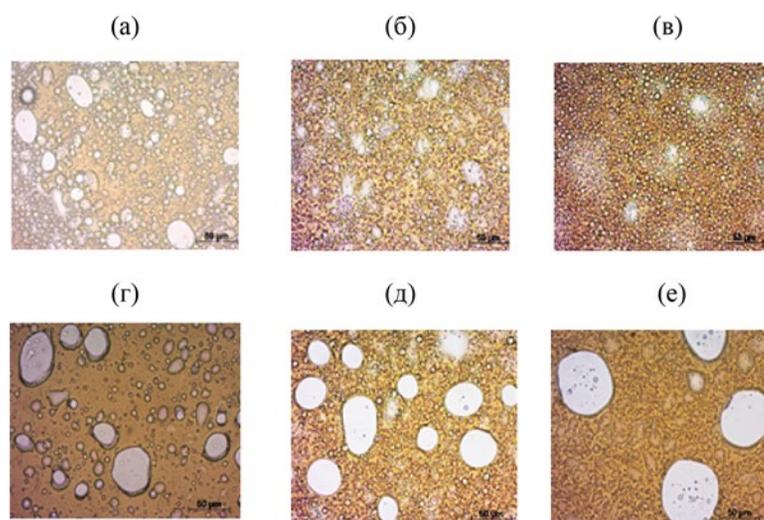
лее сложных неоднородных эмульсий, в составе дисперсной фазы которых присутствует значительное количество капель минимального размера: до 1.0 мкм для эмульсии ИН и 2.2 мкм для ВЧН (рис. 3б, в и 4б, в). При введении ДЭ в необработанные поля эмульсии в нефтяной фазе происходит формирование отдельных крупных капель воды, максимальный диаметр  $d_{\max}$  которых не превышает 20 мкм для эмульсии ИН и 60 мкм для ВЧН (рис. 3г, 4г).

Известно, что ДЭ обладают высокой поверхностной активностью, это позволяет им вытеснять нефтяные ПАВ из межфазных слоев [28, 29]. После акустической обработки эмульсий с последующим вводом ДЭ количество капель большого диаметра в нефтяной фазе возрастает. Для эмульсии нефти ИП оптимальным временем обработки является 5 минут, что соответствует максимальному количеству выделившейся воды и появлению большого количества крупных капель в нефтяной фазе (рис. 1а, 3д). Число капель большого диаметра в эмульсии ВЧН увеличивается после 10-минутной обработки и добавки ДЭ. Обработка способствует интенсивной коалесценции капель и выделению наибольшего количества свободной воды (рис. 2а, б и 4е).

Для эмульсии ВЧН характерны большие размеры капель, чем эмульсии ИН. Однако эта эмульсия является более устойчивой за счет высокого содержания смол и асфальтенов в прочных бронирующих оболочках, затрудняющих коалесценцию капель.



**Рис. 3.** Микрофотографии 50 мас. %-ной эмульсии нефти ИН после отстаивания в течение 1 ч при 20°C: а – без обработки; б – 5 мин НАО; в – 10 мин НАО; г – без НАО с ДЭ; д – 5 мин НАО с ДЭ; е – 10 мин НАО с ДЭ.



**Рис. 4.** Микрофотографии 50 мас. %-ной эмульсии нефти ВЧН после отстаивания в течение 1 ч при 20°C: а – без обработки; б – 5 мин НАО; в – 10 мин НАО; г – без НАО с ДЭ; д – 5 мин НАО с ДЭ; е – 10 мин НАО с ДЭ.

Увеличение до 50°C температуры отстаивания эмульсии существенным образом не влияет на диаметр капель водной фазы, что связано с небольшим содержанием парафиновых углеводородов в исходных нефтях. Только в эмульсии ИН после 5-минутной НАО и добавки ДЭ максимальный диаметр капель возрастает в 4 раза, а для эмульсии ВЧН увеличивается всего в 2 раза после 10-минутной акустической обработки с последующим введением ДЭ.

Расчет удельной поверхности  $S_{уд}$  капель воды в нефтяной фазе исследуемых эмульсий нефти ИН и ВЧН после отстаивания позволяет более четко оценить влияние обработки на процесс разрушения эмульсий (табл. 2). Чем больше  $S_{уд}$ , тем более стойкой является эмульсия. Капли с большой удельной поверхностью способны адсорбировать большее количество деэмульгатора. Минимальной величиной  $S_{уд}$  обладают капли воды в нефтяной фазе после пятиминутной НАО для эмульсии ИН и после

**Таблица 2.** Удельная поверхность  $S_{уд}$  капель воды в нефтяной фазе 50 мас. %-ных эмульсий после отстаивания

Образец эмульсии	ДЭ	Удельная поверхность $S_{уд}$ капель при различной температуре отстаивания, $10^{-6}$ , м <sup>2</sup> /м <sup>3</sup>			
		ИН		ВЧН	
		20°C	50°C	20°C	50°C
Исходная	без ДЭ	0.87	0.40	0.18	0.38
	с ДЭ	0.38	0.31	0.14	0.11
5 мин НАО	без ДЭ	0.34	0.43	0.26	0.66
	ДЭ	0.09	0.02	0.14	0.11
10 мин НАО	без ДЭ	0.47	0.47	0.36	0.33
	с ДЭ	0.25	0.19	0.08	0.07

**Таблица 3.** Содержание асфальтенов и смол в нефти ВЧН и 10 мас. %-ной эмульсии после НАО

Образец	Содержание, мас. %	
	асфальтены	смолы
Нефть	1.3	10.2
НАО	0.6	12.5
10%-ная эмульсия	1.3	10.8
НАО 10%-ной эмульсии	0.9	11.7

пятиминутной НАО для эмульсии ВЧН с добавкой ДЭ.

Воздействие физическими полями на нефти и водонефтяные эмульсии на их основе приводит к изменению структурных характеристик основных нефтяных эмульгаторов, смолисто-асфальтеновых компонентов [30]. В нефти ВЧН и 10 мас. %-ной эмульсии (из-за низкого содержания асфальтенов в нефти ИН результаты не приводятся) при воздействии НАО происходит снижение количества асфальтеновых компонентов и рост смолистых (табл. 3). Это может быть связано с перераспределением между молекулами смол и асфальтенов за счет высвобождения окклюзированных смолистых компонентов, полициклических и парафиновых углеводородов из окружающих асфальтеновое ядро или глобулу воды сольватных оболочек.

В переменном электромагнитном поле низкой частоты, вследствие неоднородности электрических и магнитных свойств высокомолекулярных составляющих нефти, происходит сложный процесс взаимоперемещений молекул, что приводит к разрыву сольватных оболочек и образованию новых зародышей дисперсной фазы. При этом проис-

ходит перераспределение нефтяных компонентов с образованием новой коллоидно-дисперсной структуры.

Для подтверждения экспериментальных данных влияния НАО на химическую структуру нефтяных компонентов проведен анализ методом ИК-спектроскопии выделенных смол и асфальтенов. В спектрах смол и асфальтенов нефти и 10 мас. %-ной эмульсии ИН присутствует одинаковый набор характеристических полос поглощения (п.п.) в области  $3000\text{--}700\text{ см}^{-1}$ . Наличие п.п. ароматических С–Н-связей в виде триплета с максимумами на  $870$ ,  $820$  и  $750\text{ см}^{-1}$  свидетельствует о присутствии ароматических колец с разным числом заместителей и различным их положением. Карбонильные группы представлены в виде карбоксильных групп  $\text{COOH}$ – при п.п.  $1700\text{ см}^{-1}$ ,  $\text{C=O}$ -группы в амидах (п.п.  $1650\text{ см}^{-1}$ ). NH-группе аминов соответствует п.п.  $2650\text{ см}^{-1}$ . Интенсивные п.п. при  $2850$  и  $2920\text{ см}^{-1}$  отвечают алифатическим  $\text{CH}_2$ - и  $\text{CH}_3$ -, а характеристическая п.п. при  $3400\text{ см}^{-1}$  соответствует OH-группам [28].

В табл. 4 приведены данные структурно-группового состава смол и асфальтенов нефти и

**Таблица 4.** Влияние НАО на структурно-групповой состав смол и асфальтенов, выделенных из 10 мас. %-ной эмульсии и нефти ИН

Содержание структурных групп, о.е.	Смолы						Асфальтены					
	нефть			10 мас. %-ная эмульсия			нефть			10 мас. %-ная эмульсия		
	до НАО	5 мин НАО	10 мин НАО	до НАО	5 мин НАО	10 мин НАО	до НАО	5 мин НАО	10 мин НАО	до НАО	5 мин НАО	10 мин НАО
NH	0.09	0.10	0.08	0.11	0.07	0.08	–	0.08	0.10	0.10	0.08	0.10
C=O	0.22	0.22	0.23	0.29	0.10	0.08	0.19	0.15	0.17	0.27	0.10	0.15
C=C/C–H <sub>alk</sub>	0.26	0.27	0.25	0.39	0.19	0.13	0.36	0.16	0.17	0.38	0.42	0.48
SO	0.30	0.29	0.27	0.35	0.17	0.14	0.22	0.18	0.17	0.34	0.28	0.32
CH <sub>2</sub> +CH <sub>3</sub>	2.94	3.03	3.07	2.65	3.02	5.61	–	4.16	3.74	1.94	1.77	1.63

10 мас. %-ной эмульсии ИН при различном времени НАО. Акустическая обработка нефти ИН не приводит к изменению структурно-группового состава смол, что связано с их высокой стабильностью из-за значительной поляризации и склонности к ассоциированию в физических полях [26]. В смолистых компонентах нефтяной фазы 10 мас. %-ной эмульсии наблюдается рост степени ароматичности и количества гетероатомных заместителей в сравнении со смолами исходной нефти. Перераспределение в эмульсии после 5 мин НАО нефтяных компонентов с образованием новой коллоидно-дисперсной структуры приводит к снижению количества гетероатомных заместителей и степени ароматичности смол. С увеличением времени НАО до 10 мин эта тенденция не только сохраняется, но и усиливается, а содержание алифатических фрагментов возрастает в 2 раза. Это объясняется тем, что акустическому воздействию в большей степени подвергаются смолистые компоненты, входящие во вновь сформированные межфазные слои глобул водной фазы, чем высокоассоциированные агрегаты смолисто-асфальтеновых компонентов исходной нефти.

Молекулы асфальтенов нефти ИН в отличие от смол характеризуются более высокой степенью ароматичности и меньшим количеством гетероатомных заместителей. Акустическое воздействие на нефть вызывает изменение структурных характеристик асфальтенов: снижается степень ароматичности, количество гетероатомных и алкильных заместителей. Асфальтены из эмульсий в отличие от асфальтенов безводных нефтяных образцов характеризуются более высоким содержанием гете-

роатомных заместителей и меньшим количеством алкильных фрагментов, а содержание ароматических групп с C=C-связями остается без изменения. После НАО эмульсий в ИК-спектрах асфальтенов снижается интенсивность п.п. карбоксильных, сульфоксидных групп и алкильных заместителей.

Известно, что асфальтены, выделяемые из нефтяных объектов по принципу растворимости, представляют собой молекулы с различной массой, степенью агрегирования и структурой. Для образования крупных агрегатов им требуется большее количество алкильных заместителей, чтобы поддерживать баланс между склонностью колец к упаковке и стерическим отталкиванием молекул [32–34]. Ранее было показано [35], что НАО позволяет разрушить межмолекулярные связи в агрегатах асфальтенов, что приводит к уменьшению их молекулярной массы и изменению структурных характеристик.

Низкочастотное акустическое воздействие приводит к разрыву межмолекулярных связей в сольватном слое смолистых компонентов нефти, что способствует разрыхлению бронирующих оболочек водной фазы в эмульсиях. При этом НАО облегчает миграцию деэмульгатора к поверхности межфазных слоев и разрушает бронирующие оболочки вокруг капель воды, что ускоряет процесс коалесценции и выделения свободной водной фазы.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Устойчивость водонефтяной эмульсии с незначительной долей асфальтеновых компонентов в составе нефтяной фазы определяется формирова-

нием вокруг капель воды бронирующих оболочек из смолистых компонентов, обладающих высокой поверхностной активностью.

После низкочастотной акустической обработки исследованных эмульсий основные изменения происходят в структурном составе смолистых компонентов, что приводит к снижению количества гетероатомных заместителей и степени ароматичности смол. Увеличение времени НАО эмульсий усиливает эту тенденцию.

Акустическое воздействие и ввод деэмульгатора в обработанную полем нефтяную среду приводит к полному или частичному разрушению эмульсии за счет разрыхления бронирующей оболочки дисперсной фазы до полного разрыва межмолекулярных связей между молекулами смол и асфальтенов и перераспределению нефтяных компонентов. Этот процесс приводит к ускорению миграции вводимого деэмульгатора к поверхности на границе раздела фаз вода-нефть и дальнейшей коалесценции капель воды вплоть до выделения свободной водной фазы.

#### ФИНАНСИРОВАНИЕ РАБОТЫ

Работа выполнена в рамках государственного задания Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, финансируемого министерством науки и высшего образования Российской Федерации.

#### КОНФЛИКТ ИНТЕРЕСОВ

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

#### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Лоскутова Юлия Владимировна, с.н.с., к.х.н., ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7853-3024>

Юдина Наталья Васильевна, зав. лабораторией реологии нефти ИХН СО РАН, вед. науч. сотр., к.т.н., ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7380-6668>

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Kilpatrick P.K.* Water-in-crude oil emulsion stabilization: review and unanswered questions // *Energy & Fuels*. 2012. V. 26. № 7. P. 4017–4026. <https://doi.org/10.1021/ef3003262>
2. *Wong S.F., Lim J.S., Do S.S.* Crude oil emulsion: A review on formation, classification and stability of water-in-oil emulsions // *Petrol. Sci. Eng.* 2015. V. 135. P. 498–504. <http://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.10.006>
3. *Малкин А.Я., Хаджиев С.Н.* О реологии нефти (обзор) // *Нефтехимия*. 2016. Т. 56. № 4. С. 303–314. <https://doi.org/10.7868/S0028242116040109> [*Malkin A.Ya., Khadjev S.N.* Oil as an object of rheology (Review) // *Petrol. Chemistry*. 2019. V. 59. № 10. P. 1092–1107. <https://doi.org/10.1134/S0965544119100062>].
4. *Moradi M., Alvarado V., Huzurbazar S.* Effect of salinity on water-in-crude oil emulsion: evaluation through drop-size distribution proxy // *Energy & Fuels*. 2011. V. 25. № 1. P. 260–268. <https://doi.org/10.1021/ef101236h>
5. *Mousavi M., Abdollahi T., Pahlavan F., Fini E.H.* The influence of asphaltene-resin molecular interactions on the colloidal stability of crude oil // *Fuel*. 2016. V. 183. P. 262–271. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.06.100>
6. *Shi Ch., Zhang L., Xie L., Xie L., Lu X., Liu Q., He J., Mantilla C.A., Van den berg F.G.A., Zeng H.* Surface interaction of water-in-oil emulsion droplets with interfacially active asphaltene // *Langmuir*. 2017. V. 33. № 5. P. 1265–1274. <https://doi.org/10.1021/acs.langmuir.6b04265>
7. *Speight J.G.* The chemical and physical structure of petroleum: effects on recovery operations // *Petrol. Sci. Eng.* 1999. V. 22. № 1–3. P. 3–15. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(98\)00051-5](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(98)00051-5)
8. *Spiecker M., Gawrys K.L., Trail C.B., Kilpatrick P.K.* Effects of petroleum resins on asphaltene aggregation and water-in-oil emulsion formation // *Colloid Surf. A: Physicochem. Eng. Aspects*. 2003. V. 220. № 1. P. 9–27. [https://doi.org/10.1016/S0927-7757\(03\)00079-7](https://doi.org/10.1016/S0927-7757(03)00079-7)
9. *Небогина Н.А., Прозорова И.В., Савиных Ю.В., Юдина Н.В.* Влияние природных поверхностно-активных веществ на стабилизацию водонефтяных эмульсий // *Нефтехимия*. 2010. Т. 50. № 2. С. 168–173 [*Nebogina N.A., Prozorova I.V., Savinykh Yu.V., Yudina N.V.* The influence of natural surfactants on the stabilization of oil-water emulsions // *Petrol. Chemistry*. 2010. V. 50. P. 158–163. <https://doi.org/10.1134/S0965544110020131>].
10. *Sullivan A.P., Zaki N.N., Sjöblom J., Kilpatrick P.K.* The Stability of Water-in-Crude and Model Oil Emulsions //

- Can. J. Chem. Eng. 2007. V. 85. № 6. P. 793–807. <https://doi.org/10.1002/cjce.5450850601>
11. *Czarnecki J.* Stabilization of Water in Crude Oil Emulsions. Part 2 // *Energy & Fuels*. 2009. V. 23. № 3. P. 1253–1257. <https://doi.org/10.1021/ef800607u>
  12. *Forgiarini A.M., Marquez R., Salager J.-L.* Formulation Improvements in the applications of surfactant–oil–water systems using the HLD<sub>N</sub> approach with extended surfactant structure // *Molecules*. 2021. V. 26. № 12. P. 3771–3780. <https://doi.org/10.3390/molecules26123771>
  13. *Angle C.W.* Chemical demulsification of stable crude oil and bitumen emulsions in petroleum recovery // *A Review*. In *Encyclopedic Handbook of Emulsion Technology*; Sjöblom, J., Ed.; Marcel Dekker: New York, 2001. P. 541–594.
  14. *Myers D.* *Surfactant science and technology*. 4th ed., A John Wiley & Sons, Inc. Publication, 2006. 380 p.
  15. *Holtze Ch., Sivaramakrishnan R., Antonietti M., Tsuwi J., Kremer F., Krame K.D.* The microwave absorption of emulsions containing aqueous micro- and nanodroplets: A means to optimize microwave heating // *Journal of Colloid and Interface Science*. 2006. V. 302. P. 651–657. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2006.07.020>
  16. *Mhatre S., Simon S., Sjöblom J., Xu Z.* Demulsifier assisted film thinning and coalescence in crude oil emulsions under DC electric fields. // *Chem. Eng. Res. Des.* 2018. V. 134. P. 117–129. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2018.04.001>
  17. *Hazrati N., Beigi A.A.M., Abdouss M.* Demulsification of water in crude oil emulsion using long chain imidazolium ionic liquids and optimization of parameters // *Fuel*. 2018. V. 229. P. 126–134. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.05.010>
  18. *Sjöblom J., Mhatre S., Simon S., Skartlien R., Sørland G.* Emulsions in external electric fields // *Advances in Colloid and Interface Science*. 2021. V. 294. I. 102455. <https://doi.org/10.1016/j.cis.2021.102455>
  19. *Martínez-Palou R., Cerón-Camacho R., Chávez B., Vallejo A.A., Villanueva-Negrete D., Castellanos J., Karamath J., Reyes J., Aburto J.* Demulsification of heavy crude oil-in-water emulsions: A comparative study between microwave and thermal heating // *Fuel*. 2013. V. 113. P. 407–414. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.05.094>
  20. *Taolti S., Yiyang Z., Lu W., Sun T., Zhang L., Wang Y., Zhao S., Peng B., Li M., Jiayong Y.* Influence of Demulsifiers of different structures on interfacial dilational properties of an oil–water interface containing surface-active fractions from crude oil // *J. Colloid Interface Science*. 2002. V. 255. P. 241–247. <https://doi.org/10.1006/jcis.2002.8661>
  21. *Aske N., Kallevik H., Sjöblom J.* Water-in-crude oil emulsion stability studied by critical electric field measurements. Correlation to physico-chemical parameters and near-infrared spectroscopy // *Petrol. Sci. Eng.* 2002. V. 36. P. 1–17. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(02\)00247-4](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(02)00247-4)
  22. *Saad M.A., Kamil M., Abdurahman N.H., Yunus R.M., Awad O.I.* An Overview of recent advances in state-of-the-art techniques in the demulsification of crude oil emulsions // *Processes*. 2019. V. 7. № 7. P. 470. <https://doi.org/10.3390/pr7070470>
  23. *Kakhki A.N., Farsi M., Rahimpour M.R.* Effect of current frequency on crude oil dehydration in an industrial electrostatic coalescer // *J. Taiwan Institute of Chem. Eng.* 2016. V. 67. P. 1–10. <https://doi.org/10.1016/j.jtice.2016.06.021>
  24. *Antes F.G., Diehl L.O., Pereira J.S.F., Guimarães R.C.L., Guarnieri R.A., Ferreira B.M.S., Flores E.M.M.* Effect of ultrasonic frequency on separation of water from heavy crude oil emulsion using ultrasonic baths // *Ultrasonics Sonochemistry*. 2017. V. 35. P. 541–546. <https://doi.org/10.1016/j.ultsonch.2016.03.031>
  25. *Guoxiang Y., Xiaoping L., Fei P., Ye G., Lü X., Peng F., Han P., Shen X.* Pretreatment of crude oil by ultrasonic-electric united desalting and dewatering // *Chin. J. Chem. Eng.* 2008. V. 16. P. 564–569. [https://doi.org/10.1016/S1004-9541\(08\)60122-6](https://doi.org/10.1016/S1004-9541(08)60122-6)
  26. *Loskutova Yu.V., Yudina N.V.* Effect of the conditions of low-frequency acoustic treatment on the stability of oil-water emulsions of oil from the ignyalinskoye deposit // *Chemistry for Sustainable Development*. 2020. V. 28. P. 256–262. <https://doi.org/10.15372/CSD2020228>
  27. Данекер В.А. Расчет и конструирование электромагнитных преобразователей для активации жидких систем: Учебно-методическое пособие. Томский политехнический университет. Томск: ТПУ, 2018. 102 с.
  28. *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. [*Petrova L.M., Abbakumova N.A., Foss T.R., Romanov G.V.* Structural features of asphaltene and petroleum resin fractions // *Petrol. Chemistry*. 2011. V. 51. № 4. P. 252–266. <https://doi.org/10.1134/S0965544111040062>].
  29. *Al-Sabagh A.M., Noor El-Din M.R., Morsi R.E., Elsabee M.Z.* Demulsification efficiency of some novel styrene/maleic anhydride ester copolymers // *J. Applied Polymer Science*. 2008. V. 108. № 4. P. 2301–2311. <https://doi.org/10.1002/app.27124>
  30. *Djuve J., Yang X., Fjellanger I.J., Sjöblom J., Pelizzetti E.* Chemical destabilization of crude oil based emulsions

- and asphaltene stabilized emulsions // *Colloid & Polym. Sci.* 2001. V. 279. № 3. P. 232–239. <https://doi.org/10.1007/s003960000413>
31. *Morozova A.V., Volkova G.I.* Effect of the petroleum risen structure on the properties of a petroleum-like system // *Petrol. Chemistry.* 2019. V. 59. № 10. P. 1153–1160. <https://doi.org/10.15372/CSD20202570>
32. *Sharma A., Groenzin H., Tomita A., Mullins O.C.* Probing Order in Asphaltenes and Aromatic Ring Systems by HRTEM // *Energy & Fuels.* 2002. V. 16. № 2. P. 490–496. <https://doi.org/10.1021/ef010240f>
33. *Ok S., Mal T.* NMR spectroscopy analysis of asphaltenes // *Energy & Fuels.* 2019. V. 33. № 11. P. 10391. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b02240>
34. *Acevedo, S., Guzman K., Ocanto O.* Determination of the number average molecular mass of asphaltenes (Mn) using their soluble A2 fraction and the vapor pressure osmometry (VPO) technique // *Energy & Fuels.* 2010. V. 24. № 3. P. 1809–1813. <https://doi.org/10.1021/ef9012714>
35. *Лоскутова Ю.В., Юдина Н.В., Данекер В.А.* Влияние низкочастотного акустического поля и полимерной присадки на структурно-механические параметры нефти // *Изв. Вузов. Химия и химическая технология.* 2019. Т. 62. № 1. С. 70–77. <https://doi.org/10.6060/ivkkt.20196201.5766>