

УДК 622.276.8

## ВЛИЯНИЕ ФАЗОВЫХ ПЕРЕХОДОВ В ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ И ЭМУЛЬСИЯХ НА СТРУКТУРНО-РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА

© 2020 г. Н. А. Небогина<sup>1</sup>, \*, Н. В. Юдина<sup>1</sup>

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

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

Поступила в редакцию 14.10.2019 г.

После доработки 03.12.2019 г.

Принята к публикации 11.03.2020 г.

Исследовано влияние температуры формирования эмульсий и степени их обводненности на реологические свойства, количество и состав выделяемых из них осадков. Показано, что при температуре формирования 40°C эмульсия характеризуется максимальными значениями вязкости, энергии активации вязкого течения и количеством выделяемых осадков, более высокими температурами фазовых переходов, обусловленных кристаллизацией парафиновых углеводородов.

**Ключевые слова:** высокопарафинистая нефть, эмульсии, фазовые переходы, вязкость, энергия активации, отложения, асфальтены, парафиновые углеводороды

**DOI:** 10.31857/S0028242120040103

Образование водонефтяных эмульсий при добыче и транспортировке нефти происходит при постоянно меняющейся температуре нефтяного потока и может сопровождаться повышением вязкости нефти и выпадением асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) [1–7]. В литературе встречаются достаточно противоречивые данные, свидетельствующие как об увеличении [8], так и о снижении [9, 10] интенсивности формирования АСПО с повышением обводненности нефти. Этот факт объясняется тем, что количество и состав АСПО определяются многокомпонентным составом нефтей и различными технологическими факторами при их добыче и транспортировке. Однако влияние температуры формирования эмульсий на количество и состав АСПО в приведенных работах при этом не учитывалась.

Температура нефтяного потока определяет различные структурные состояния в высокопарафинистых нефтях за счет надмолекулярных образований из парафиновых углеводородов (ПУ), асфальтенов, смол, тем самым, оказывая влияние на их реологические свойства [11–13]. При снижении температуры увеличение количества центров кристаллизации парафинов в высокопарафинистых нефтях приводит к росту мелких кристаллитов и образованию больших поликристаллических агрегатов, способствующих повышению текучести [14, 15]. Температура начала кристаллизации и осаждения ПУ зависит также от концентрации и химической природы асфальтенов. Асфальтены алифатического типа за счет значительного коли-

чества в них алифатических цепей взаимодействуют с алканами, способствуя сокращению кристаллизации и замедлению роста кристаллов [16, 17]. Но с другой стороны, с увеличением доли асфальтенов и смол в нефти повышается температура начала образования кристаллов ПУ, деформируется поверхность кристаллов с возникновением на ней новых центров кристаллизации. Асфальтены ароматического типа ингибируют парафин-асфальтеновые взаимодействия, препятствуя процессу нуклеации и росту кристаллической сети [18, 19].

При понижении температуры ПУ формируют структуру связнодисперсного геля, что вызывает резкое возрастание величины вязкости и энергии активации вязкого течения. Способствует росту вязкости нефти склонность асфальтенов к агрегации и образованию гелеобразных структур даже при довольно низких концентрациях, что проявляется в неньютоновском течении. Смолы и ароматические углеводороды эффективно повышают вязкость в более высоком диапазоне концентраций [20–23].

Реологические свойства обратных нефтяных эмульсий на основе парафинистых нефтей зависят не только от количества и химической природы компонентов, но и объемной доли водной фазы и размера глобул воды. Эмульсии с малой объемной долей водной фазы при температурах, выше температуры начала кристаллизации парафинов, являются ньютоновскими жидкостями. При увеличении количества воды взаимодействие между глобулами приводит к аномалии вязкости [24].

**Таблица 1.** Физико-химические свойства и групповой состав южно-табаганской нефти

Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Температура застывания, °С	Содержание, мас. %		
		масла/ <i>n</i> -алканы	смолы	асфальтены
875	+8.3	85.8/7.0	13.0	1.2

Эффект структурообразования в парафинистой нефти и эмульсии при понижении температуры вызывает изменение реологических свойств как во время деформации, так и в состоянии покоя [25]. С увеличением скорости сдвига и прекращением деформации наблюдается структурный гистерезис.

Недостаточная изученность основных механизмов формирования надмолекулярных структур из асфальтенов, смол и высокомолекулярных парафинов в эмульсиях не позволяет до сих пор предупреждать негативные последствия в процессах добычи и переработки нефти и предлагать способы целенаправленного регулирования фазового поведения в нефтяных дисперсных системах. В связи с этим особую актуальность в настоящее время приобретает исследование влияния температуры формирования водонефтяных эмульсий на их структурно-механические свойства, что позволит прогнозировать поведение эмульсий при добыче и транспортировке.

Цель данной работы заключалась в исследовании реологических свойств и процесса осадкообразования в водонефтяных эмульсиях различной степени обводненности в зависимости от температуры их формирования.

## ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

В качестве объектов исследования использовались устойчивые обратные эмульсии, приготовленные искусственно на основе высокопарафинистой нефти Южно-Табаганского месторождения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и дистиллированной воды. В табл. 1 приведены групповой состав нефти. Нефть по системе, основанной на показателе API [24], относится к категории легкой.

Эмульсии получали с помощью перемешивающего устройства ПЭ–0118 мощностью 150 Вт со скоростью вращения лопасти 2000 об./мин в течение 10 мин при температурах: 10, 20, 40 и 60 °С. Содержание воды варьировали от 10 до 40 мас. %. Эмульсии проверяли на устойчивость при выдерживании в спокойном состоянии в течение 1 суток, снизу отбирали в цилиндр пробу в количестве 5% общего объема. Если в пробе нет свободной

воды, то эмульсию использовали для дальнейших исследований.

Реологические параметры нефти и водонефтяных эмульсий определяли с помощью программируемого реометра BROOKFIELD DV-III ULTRA, позволяющего проводить реологические исследования вязкостных характеристик ньютоновских и неньютоновских жидкостей в широком интервале температур и скоростей сдвига, а также рассчитывать разнообразные параметры, характеризующие реологические свойства нефтяных систем. Температуру поддерживали при помощи термостата в диапазоне 10–35 °С. Исследование влияния температурного фактора на вязкость нефтяных систем проводили при сдвиговой скорости 1 с<sup>-1</sup>, при которой разрушение структуры системы минимально, и постоянной скорости охлаждения – 2 °С/мин.

Энергию активации вязкого течения определяли по тангенсу угла наклона касательной к кривой зависимости вязкости жидкости от температуры в логарифмических координатах [26].

Количественную оценку процесса осадкообразования нефти и водонефтяных эмульсий проводили на установке, основанной на методе “холодного стержня”. Температуру среды и осадкообразующей поверхности подбирали экспериментально, основываясь на температуре застывания исходной нефти. Микроструктуру масляной фракции изучали в тонком слое с помощью микроскопа серии Axio Lab.A1 (Carl Zeiss) в проходящем свете при увеличении в 450 раз.

Определение массовой доли асфальтенов, содержащихся в осадке эмульсий, проводили при помощи выделения асфальтенов “холодным” способом Гольде, а масел и смолистых веществ – с помощью хроматографического (колоночно-адсорбционного) метода. Определение массовой доли ПУ проводили методом комплексообразования с карбамидом.

Образцы масляных фракций АСПО, выделенных из нефти и эмульсий при различных условиях формирования были проанализированы хромато-масс-спектрометрическим (ХМС) методом на приборе “Thermo Scientific” с колонкой TR-5MS (30 м; 0.25 мм). Анализ выполняли в режиме ли-

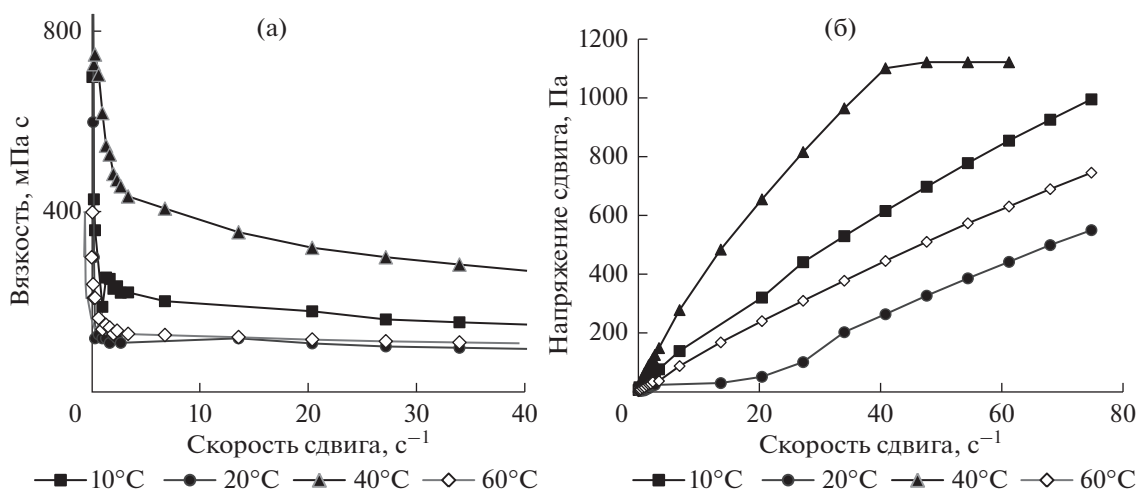


Рис. 1. Зависимость вязкости (а) и напряжения сдвига (б) от скорости сдвига при температуре 20°C для 20%-ных эмульсий, сформированных при температурах 10, 20, 40 и 60°C.

нейного программирования температуры (2 мин – 80°C, от 80 до 300°C скорость нагрева 4°C/мин).

## РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Реологические свойства легкой высокопарафинистой нефти определяются содержанием ПУ. Их склонность к кристаллизации определяет неньютоновское поведение и фазовые переходы в нефтяных системах. Реологические свойства эмульсий, представляющие собой более сложные нефтяные системы, зависят также от содержания дисперсной водной фазы. На рис. 1а показано, что вязкость 20%-ных эмульсий при температуре 20°C резко снижается с увеличением скорости сдвига до 3–5 с<sup>-1</sup>. При дальнейшем увеличении скорости сдвига для эмульсий, сформированных при 10; 20 и 60°C, наблюдается режим ньютоновского течения. Эмульсия, сформированная при 40°C, характеризуется большей вязкостью и более длительным периодом неньютоновского течения. Аналогичный характер кривых отмечается для эмульсий с разной степенью обводненности. С увеличением доли воды структурная прочность эмульсий возрастает. Это, в основном, можно объяснить большей деформируемой поверхностью раздела нефть–вода с адсорбированными кристаллами ПУ и более сильным взаимодействием между каплями воды.

По кривым течения, приведенным на рис. 1б, эмульсии, сформированные при 10; 20 и 60°C, можно отнести к вязкопластическим жидкостям. Для них характерно увеличение напряжения сдвига с увеличением скорости сдвига с минимальным значением предела текучести 0.05–0.3 Па. Для эмульсии, сформированной при 40°C, напряжение сдвига резко возрастает с повышением ско-

рости деформации. Это связано с формированием в этой эмульсии более прочной структуры, разрушаемой при превышении предела текучести в 1.5 Па. Подобную аномалию физико-химических и реологических свойств выявили авторы [27, 28] на модельных и реальных нефтяных системах в области температур 30–40°C, объясняя данное явление фазовым переходом первого рода в смолисто-асфальтеновых компонентах, либо изменением структуры молекулярных агрегатов асфальтенов, в результате которого происходит снижение их поверхностной энергии.

С понижением температуры до точки помутнения в нефтяных системах происходит зарождение кристаллитов ПУ, что приводит к скачкообразному увеличению вязкости. Состояние любой термодинамической системы зависит от соотношения энергии межмолекулярного взаимодействия и теплового движения, поэтому для нефтяной системы оказываются взаимосвязанными энергия вязкого течения ( $E_{\text{акт}}$ ) и параметр ассоциативности (структурированности) жидкости. Наличие точек перегиба на полулогарифмических зависимостях вязкости от температуры для нефти и эмульсий, свидетельствует о начале фазовых переходов, связанных с кристаллизацией ПУ при снижении температуры и образованием прочной пространственной структуры коагуляционно-кристаллизационного типа, характеризуемой разными значениями  $E_{\text{акт}}$ .

На рис. 2 показано, что с увеличением содержания воды в эмульсии с 10 до 40% температура фазового перехода ( $T_{\text{pc}}$ ) растет с 18 до 23°C. В зависимости от температуры формирования эмульсии, содержащие 40% водной дисперсной фазы, имеют два фазовых перехода при температурах

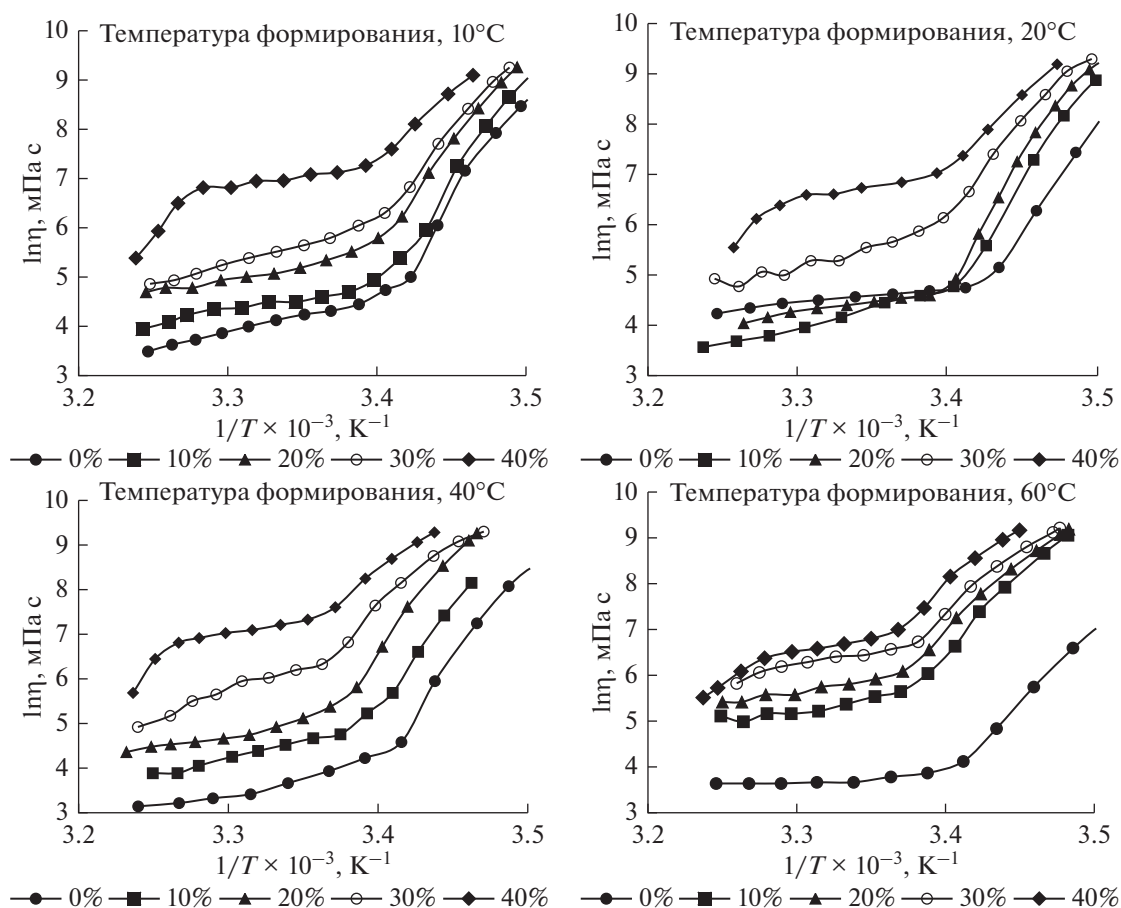


Рис. 2. Полулогарифмические зависимости вязкости от температуры для нефти и эмульсий, сформированных при разных температурах.

21–24°C и 32–34°C), фиксируемых как две точки перегиба в полулогарифмических координатах. Для эмульсий, образованных при 40°C, температура фазовых переходов по сравнению с другими

температурами формирования выше на 2°C и составляет 20–25°C в зависимости от обводненности эмульсий.

Вязкостно-температурные кривые нефти и 10–30%-ных водонефтяных эмульсий, сформированные при различных температурах, характеризуются двумя значениями  $E_{1акт}$  и  $E_{2акт}$ , что может быть связано со скачкообразным изменением степени ассоциации молекул в системе и свидетельствует о произошедших фазовых переходах (табл. 2).

Для нефти и 10–30%-ных эмульсий значение  $E_{1акт}$  рассчитывалось в диапазоне температур от 35 до 20°C, а  $E_{2акт}$  – от 20 до 10°C. Значение  $E_{2акт}$  для эмульсий выше, чем для нефти, причем с увеличением содержания воды в эмульсии значения энергии активации растут, что свидетельствует об усилении межмолекулярных взаимодействий, обусловленных формированием адсорбционных (сольватных) оболочек на поверхности раздела фаз нефть–вода, состоящих из смолисто-асфальтеновых и парафиновых компонентов нефти. При этом максимальные значения  $E_{1акт}$  и  $E_{2акт}$

Таблица 2. Энергия активации вязкого течения ( $E_{1акт}$  и  $E_{2акт}$ , кДж/моль) нефти и водонефтяных эмульсий, сформированных при различных температурах

Образец	Температура формирования, °C							
	10		20		40		60	
	$E_{1акт}$	$E_{2акт}$	$E_{1акт}$	$E_{2акт}$	$E_{1акт}$	$E_{2акт}$	$E_{1акт}$	$E_{2акт}$
Нефть	321.0	27.3	354.0	24.0	355.6	42.0	207.8	23.3
Эмульсия 10%	360.0	29.9	376.4	29.1	428.0	48.2	265.9	35.7
Эмульсия 20%	327.0	47.4	364.5	33.2	363.0	57.3	234.0	44.9
Эмульсия 30%	306.7	63.3	295.0	68.1	267.6	93.9	218.6	46.5

**Таблица 3.** Энергия активации вязкого течения ( $E_{1акт}$ ,  $E_{2акт}$  и  $E_{3акт}$ , кДж/моль) 40%-ных водонефтяных эмульсий, сформированных при различных температурах

Температура формирования, °С											
10			20			40			60		
$E_{1акт}$	$E_{2акт}$	$E_{3акт}$	$E_{1акт}$	$E_{2акт}$	$E_{3акт}$	$E_{1акт}$	$E_{2акт}$	$E_{3акт}$	$E_{1акт}$	$E_{2акт}$	$E_{3акт}$
223.0	34.0	298.3	239.0	44.9	197.8	212.0	49.6	332.0	226.9	51.3	171.2

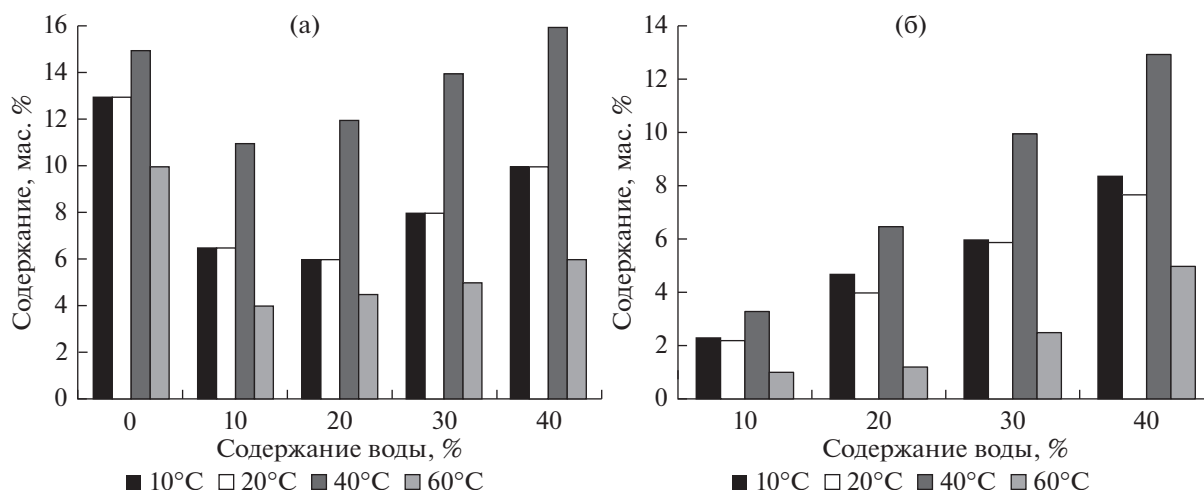
наблюдаются для нефтяных систем, сформированных при 40°C, что свидетельствует о значительном увеличении степени ассоциативности исследуемых систем, образованных в этих условиях. Эмульсии, сформированные при 60°C, характеризуются самыми низкими значениями энергии активации  $E_{2акт}$ . Снижение энергии активации вязкого течения  $E_{1акт}$  в среднем на 20–60% наблюдается при увеличении водной фазы эмульсии.

На полулогарифмической зависимости  $\ln \eta = f(1/T)$  для 40%-ных эмульсий в исследуемом температурном диапазоне наблюдается 3 участка, соответствующих 3 значениям энергии активации вязкого течения  $E_{1акт}$  (диапазон температур 35–31°C),  $E_{2акт}$  (диапазон температур 31–23°C) и  $E_{3акт}$  (диапазон температур 23–15°C) (рис. 2). В табл. 3 приведены значения энергии активации для 40%-ных эмульсий.

Значения  $E_{1акт}$  и  $E_{2акт}$  для 40%-ных эмульсий практически не изменяются в зависимости от температуры формирования. При этом наблюдается значительное увеличение  $E_{3акт}$ , что, свидетельствует, вероятно, о начале массовой кристал-

лизации по сравнению с 40% эмульсиями, сформированными при других температурах.

Исследование процесса образования АСПО, позволяющее прогнозировать динамику осадкообразования в зависимости от различных факторов, имеет большое значение при добыче и транспортировке высокопарафинистых нефтей. Одним из таких факторов, определяющих скорость отложений и их прочность, является обводненность нефти. На рис. 3 приведены экспериментальные данные по формированию АСПО в нефти и эмульсиях при разной температуре обработки и степени обводненности. Показано, что в составе осадков эмульсий присутствуют нефтяные компоненты и вода. Установлено, что в эмульсиях количество осадка увеличивается в 1.2–2.2 раза по сравнению с исходной нефтью. В составе осадков водонефтяных эмульсий количество воды соответствует исходной обводненности исследуемых эмульсий. В 10%-ной эмульсии при температуре обработки 10 и 20°C суммарное количество осадка возрастает на 20–30%. Существенные изменения в процессе осадкообразования и перераспределении нефтяной компонентой наблюдаются при температуре обработки эмульсий 40 и 60°C. Максималь-

**Рис. 3.** Влияние содержания воды в эмульсиях и температуры их формирования на: (а) содержание нефтяных компонентов в осадке; (б) содержание воды в осадке

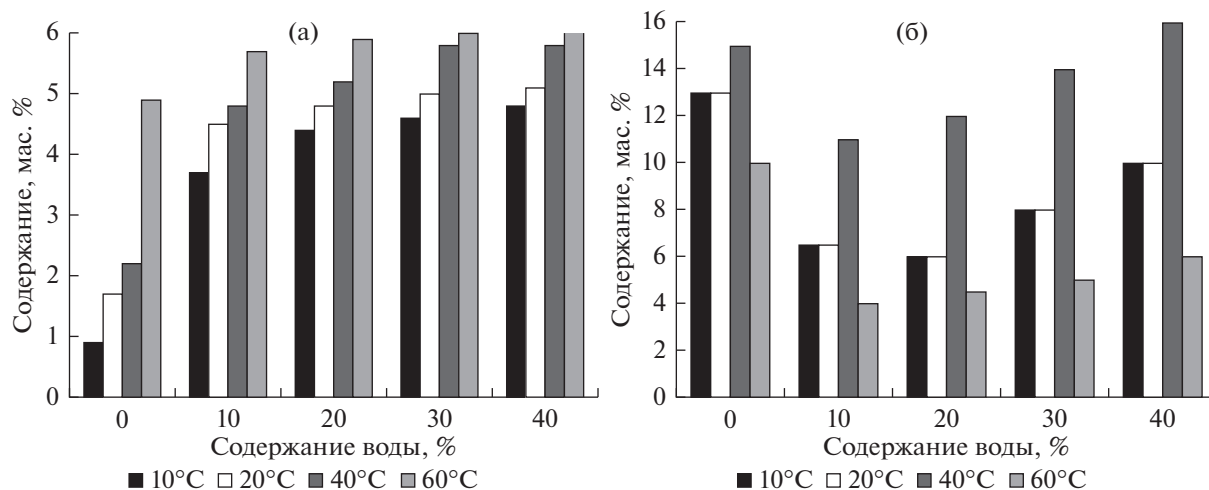


Рис. 4. Содержание асфальтенов (а) и *n*-алканов (б) в АСПО нефти и водонефтяных эмульсий.

ное количество осадка наблюдается для эмульсий, сформированных при 40°C, минимальное — для эмульсий, образованных при 60°C. В осадках, полученных из данных объектов, с повышением объемной доли воды в нефти снижается количество нефтяных компонентов при возрастании водной фазы.

Низкая интенсивность процесса осадкообразования в нефти и эмульсиях после обработки при 60°C сопровождается снижением количества осадка в 3–10 раз по сравнению с образцами, обработанными при 40°C. Исследования процесса осадкообразования в эмульсиях показали, что количество и состав компонентов дисперсной фазы в осадках зависят, в большей степени от температурной обработки исследуемых объектов, влияющей на кристаллизацию ПУ, формирование молекулярных агрегатов и коллоидной структуры.

Степень обводненности эмульсий и температура их формирования оказывают влияние на групповой состав выделенных из них осадков. На рис. 4 показано изменение содержания асфальтенов и *n*-алканов в осадках. При увеличении температуры обработки нефти с 10 до 60°C повышение содержания асфальтенов в составе АСПО в 5 раз связано с фазовыми переходами в молекулярной системе асфальтены/смола [28]. Десорбция сольватными оболочками смол с поверхностей асфальтенов способствует их агрегации [30].

В осадках из эмульсий количество асфальтенов значительно возрастает по сравнению с нефтяными осадками, но практически не зависит от объемной доли воды. Выпадение асфальтенов в осадок определяет в большей степени температурный фактор, оказывающий, очевидно, влияние на структуру молекулярных агрегатов. Следует отметить, что при выделении асфальтенов “хо-

лодным” способом Гольде возможно сосаждение высокомолекулярных тугоплавких парафиновых углеводородов, повышающих их выход [29].

Свойства АСПО главным образом определяются составом ПУ, кристаллизация которых при понижении температуры является основной причиной изменения коллоидного состояния нефтяной системы и образования нефтяных отложений. Содержание водной фазы в эмульсиях оказывает незначительное влияние на состав ПУ, изменяя их количество в осадках. Максимальное содержание *n*-алканов в осадке наблюдается после термообработки нефти при температуре 40°C, минимальное — при 60°C (рис. 4). Для эмульсий характерна такая же тенденция. В составе осадков водонефтяных эмульсий доля *n*-алканов снижается по сравнению с осадками нефти, при этом с увеличением содержания воды в эмульсии до 30–40%, доля *n*-алканов повышается.

С помощью метода ХМС был исследован состав *n*-алканов АСПО, выделенных из исходной нефти и эмульсий. Распределение *n*-алканов во всех образцах АСПО представлено гомологическими рядами с числом атомов углерода C10–C40. Для осадков водонефтяных эмульсий, сформированных при 40°C, характерно мономодальное распределение *n*-алканов с максимумом, приходящимся на C16–C18 (рис. 5). Увеличение содержания воды в эмульсии не приводит к значительным изменениям в составе *n*-алканов исследуемых осадков. При этом молекулярно-массовое распределение *n*-алканов эмульсий, сформированных при 10, 20 и 60°C, имеет аналогичную тенденцию.

Таким образом, показано, что состав *n*-алканов АСПО эмульсий в зависимости от содержания воды и температуры их формирования изменяется незначительно, а значит структурно-механиче-

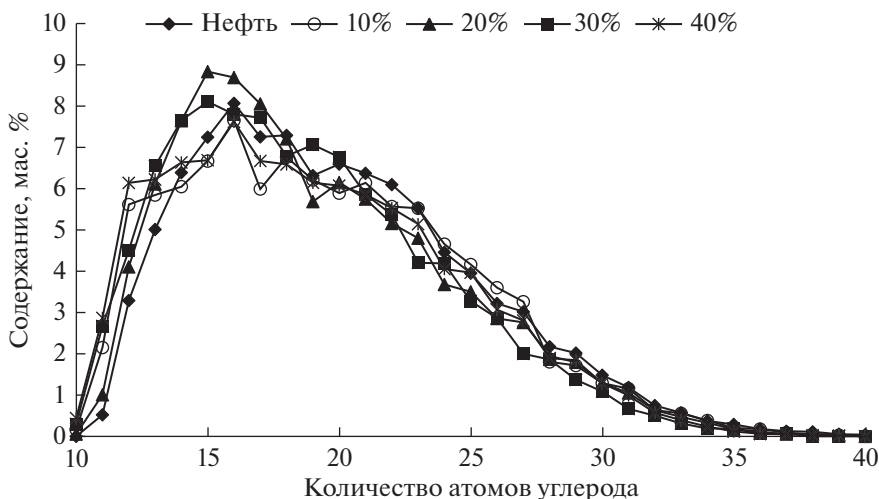


Рис. 5. Молекулярно-массовое распределение n-алканов АСПО исходной нефти и эмульсий различной степени обводненности, сформированных при 40°C.

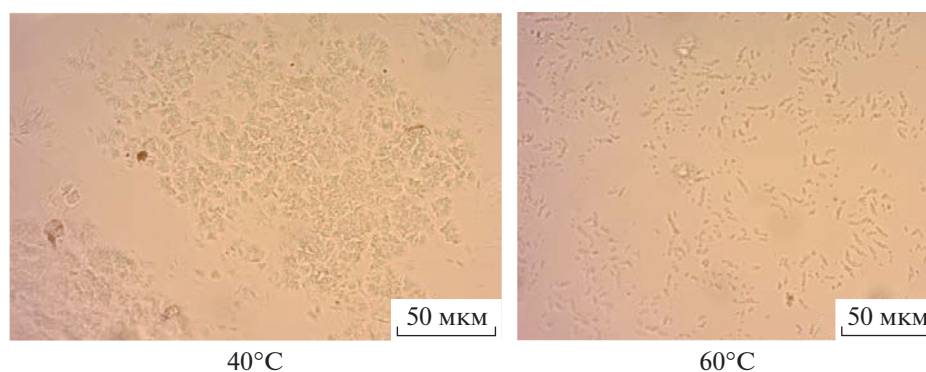


Рис. 6. Микрофотографии масляных фракций, выделенных из 40%-ной эмульсии, сформированной при 40 и 60°C.

ские свойства эмульсий, зависят от состава ПУ нефти, из которой они образованы. По результатам анализа состава АСПО установлено, что температура формирования эмульсий и количество в них воды практически не влияют на содержание в осадках смол.

Образование кристаллов ПУ при низких температурах, их размеры и форма сильно влияют на реологию нефти [31]. Анализ микрофотографий масляной фракции эмульсий показал, что температура их формирования и скорость охлаждения образованных эмульсий при выдерживании их в течение суток в спокойном состоянии оказывают влияние на форму образующихся микрокристаллов парафиновых углеводородов (рис. 6).

В эмульсиях, сформированных при температуре 60°C, основная масса ПУ находится в расплавленном состоянии. При этой температуре скорость охлаждения образованных водонефтяных

эмульсий до температуры 20°C выше (градиент температур больше), чем для эмульсий, сформированных при 40°C; при этом происходит возникновение новых зародышей во всем объеме, что приводит к образованию мелких кристаллов с сильно развитой поверхностью. Процесс кристаллизации протекает в более равновесных условиях, вследствие чего получают свобододисперсная парафиновая структура, образованная кристаллами более правильной упаковки. При температуре формирования эмульсии 40°C возможно неполное растворение высокоплавких ПУ, выступающих при дальнейшем охлаждении нефтяной системы в виде центров кристаллизации. При температуре 40°C скорость охлаждения ниже (градиент температур меньше), выделяется небольшое число кристаллов, образуются крупные конгломераты, неравномерно распределяющиеся по всему объему. Величина и количество кристаллов обусловлены соотношением скорости возникно-

вения зародышей и их скорости роста. Выделившаяся фаза может развиваться по механизму двумерного зарождения, дислокационному механизму и с помощью нормального роста. В данном случае происходит быстрое формирование крупных агрегатов, иммобилизующих жидкую фазу.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе на примере высокопарафинистой нефти, установлено, что структурно-механические свойства водонефтяных эмульсий на основе этой нефти зависят не только от степени обводненности, но, главным образом, определяются температурой их формирования. Показано, значительное влияние температуры формирования эмульсий на их реологические свойства, температуру фазовых переходов, количество и состав АСПО, что позволит прогнозировать поведение нефтяных флюидов при добыче и транспорте при постоянно меняющейся температуре потока. Установлено, что реологические свойства эмульсий, образованных при 10 и 20°C, зависят от содержания водной фазы, определяющей неньютоновское течение при температурах в области температур фазового перехода. Ухудшение реологических свойств, значительное увеличение количества АСПО наблюдается в эмульсиях, сформированных при 40°C, в независимости от их обводненности, что, скорее всего, обуславливается неполным растворением высокоплавких кристаллов парафиновых углеводородов и как, следствие, образованием крупных структур.

Формирование эмульсии при 60°C приводит к значительному снижению вязкости и стабильности коллоидной системы, что объясняется участием природных ингибиторов (асфальтенов и смол), замедляющих или предотвращающих рост размеров зародышей кристаллов. Участие асфальтенов в формировании ассоциативных структур подтверждается увеличением их количества в осадке при снижении содержания *n*-алканов.

### ФИНАНСИРОВАНИЕ

Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН (проект V.44.3.1), финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации

### КОНФЛИКТ ИНТЕРЕСОВ

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

### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Небогина Надежда Александровна, ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-7380-6668>

Юдина Наталья Васильевна, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2516-5509>

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Umar A.A., Mohd Saa'id I.B., Sulaimon A.A., Mohd Pilus R.B. // J. Pet. Sci. Technol. 2018. V. 165. P. 673.
2. Kilpatrick P.K. // Energy Fuels. 2012. № 26. P. 4017.
3. Lia S., Huang Q., Zhao D., Lv Z. // Exp. Therm. Fluid Sci. 2018. № 99. P. 1.
4. Quana Q., Wang W., Wang P., Duanc J., Yanga J., Yaod H. & Gong J. // J. Pet. Sci. Technol. 2015. № 33. P. 749.
5. Pirooziana A., Hemmatia M., Ismaila I., Manana M.A., Bayate A.E., Mohsin R. // Thermochim. Acta. 2016. № 637. P. 132.
6. Quan Q., Wang W., Wang P., Zhou Y., Gong J. // J. Pet. Sci. Technol. 2015. № 33. P. 520.
7. Zheng Sh., Saidoun M., Palermo Th., Mateen K., Fogler H.S. // Energy & Fuels. 2017. 31. P. 5011.
8. Иванова Л.В., Васечкин А.А., Кошелев В.Н. // Нефтехимия. 2011. Т. 51. № 6. С. 1 [Petrol. Chemistry. 2011. V. 51. № 6. P. 395].
9. Zhang Y., Gong J., Ren Y., Wang P. // Energy & Fuels. 2010. V. 24. P. 1146.
10. Couto G.H., Chen H., Dellecase E., Sarica C., Volk M. // SPE Production & Operations J. 2008. V. 23. № 1. P. 49.
11. Hammami A., Ratulowski J., Coutinho J.A.P. // J. Pet. Sci. Technol. 2003. V. 21. №3. P. 345.
12. Srivastava S.P., Saxena A.K., Tandon R.S., Shekher V. // Fuel. 1997. V. 76. № 7. P. 625.
13. Евдокимов И.П., Лосев А.П., Могильниченко М.А. // Бурение и нефть. 2018. № 9. С. 20.
14. Malkin A. Ya. // Petrol. Chemistry. 2019. V. 59. № 10. P. 1092.
15. Majid M., Mitra D., Bahram D. // J. Mol. Liq. 2017. V. 238. P. 326.
16. Mahmoud R., Gierycz P., Solimando R., Rogalski M. // Energy & Fuels. 2005. V. 19. P. 2474.
17. Stachowiak C., Viguie J.R., Grolier J.P., Rogalski M. // Langmuir. 2005. V. 21. P. 4824.
18. Kriz P., Andersen S.I. // Energy & Fuels. 2005. V. 19. P. 948.
19. Tinsley J.F., Jahnke J.P., Dettman H.D., Prud'home R.K. // Energy & Fuels. 2009. V. 23. P. 2056.
20. Tinsley J.F., Jahnke J.P., Adamson D.H., Guo X., Amin D., Kriegel R., Saini R., Dettman H.D., Prud'home R.K. // Energy & Fuels. 2009. V. 23. P. 2065.
21. Malkin A. Ya., Zadymova N.M., Skvortsova Z.N., Traskine V.Yu., Kulichikhin V.G. // Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects. 2016. V. 504. P. 343.
22. Rane J.P., Pauchard V., Couzjs A., Banerjee S. // Langmuir. 2013. V. 29. P. 4750.
23. Malkin A. Ya., Rodionova G., Simon S., Ilyin S.O., Arinina M.P., Kulichikhin V.G., Sjöblom J. // Energy & Fuels. 2016. V. 30. № 11. P. 9322.



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.* // Коллоидный журнал. 2016. Т. 78. № 6. С. 675.
25. *Mendes R., Vinay G., Ovarlez G., Coussot Ph.* // J. Rheol. 2015. V. 59. P. 703.
26. *Ратов А.Н.* // Российский хим. журн. 1995. Т. 39. № 5. С. 106.
27. *Evdokimov I.N., Eliseev N.Yu., Eliseev D.Yu* // Fuel. 2004. V. 83. № 7–8. P. 897.
28. *Evdokimov I.N., Eliseev N.Yu.* // Energy & Fuels. 2006. V. 20. № 2. P. 682.
29. *Юсупова Т.Н., Ганеева Ю.М., Халикова Д.Ф., Романов Г.В.* // Нефтехимия. 2012. Т. 52. № 1. С. 17 [Petrol. Chemistry. 2012. V. 52. №. 1. P. 15].
30. *Speight J.G.* // J. Pet. Sci. Technol. 1999. V. 22. P. 3.
31. *Webber R.M.* // J. Rheol. 1999. V. 43. P. 911.