

DOI: 10.15593/2224-9400/2019.2.10

УДК 622.276.8

**Н.А. Небогина, И.В. Прозорова,
Н.В. Юдина, Т.В. Петренко**

Институт химии нефти Сибирского отделения
Российской академии наук, Томск, Россия

ИССЛЕДОВАНИЕ ОПТИЧЕСКИХ СВОЙСТВ АСФАЛЬТЕНОВ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Образование водонефтяных эмульсий значительно осложняет добычу, сбор и подготовку товарной нефти, создавая дополнительные проблемы при ее транспорте и хранении. При этом устойчивость водонефтяных эмульсий обусловлена формированием прочной межфазной оболочки, состоящей из смол и асфальтенов, на каплях эмульгированной воды. Кроме того, смолы и асфальтены способствуют интенсивному формированию асфальтосмолопарафиновых отложений на поверхности нефтепромыслового оборудования, тем самым снижая продуктивность скважин и пропускную способность нефтепроводов. При недостаточном стабилизирующем действии окружающей дисперсионной среды частицы асфальтенов ассоциируются, что приводит к потере кинетической устойчивости системы. Изменение состава дисперсионной среды, изменение температуры, механические воздействия и другие факторы способствуют коагуляции асфальтенов, при этом частицы их слипаются, образуя более крупные агрегаты, выпадающие в осадок. В данной работе на основе комплексного анализа спектров оптического поглощения, полученных методом спектрофотометрии в видимой области, исследовано изменение устойчивости асфальтенов, выделенных из асфальтосмолопарафиновых отложений эмульсий с различным содержанием воды. Асфальтены асфальтосмолопарафиновых отложений водонефтяных эмульсий с небольшим содержанием воды характеризуются максимальными значениями коэффициента светопоглощения. Осадок 10 и 30 % водонефтяных эмульсий формируют более способные к агрегированию асфальтены, характеризующиеся максимальными значениями коэффициента светопоглощения. Дальнейшее увеличение содержания воды в эмульсии до 50 и 70 % приводит к тому, значения коэффициента светопоглощения снижаются, т.е. осадок образуют более устойчивые асфальтены. Наименее стабильные асфальтены содержат высокоароматичную полярную фракцию, характеризуются высокими значениями молекулярных масс и выпадают из эмульсий с небольшим содержанием воды и минимальными средними размерами капель.

Ключевые слова: асфальтены, асфальтосмолопарафиновые отложения, водонефтяные эмульсии, коэффициент светопоглощения.

N.A. Nebogina, I.V. Prozorova, N.V. Yudina, T.V. Petrenko

Institute of Petroleum Chemistry Russian Academy
of Sciences Siberian Branch, Tomsk, Russian Federation

**THE STUDY OF THE OPTICAL PROPERTIES
OF ASPHALTENES OF WATER-OIL EMULSION
WAX DEPOSITIONS**

The formation of water-oil emulsions significantly complicates the extraction, collection and preparation of marketable oil, creating additional problems during its transportation and storage. At the same time, the stability of water-oil emulsions is due to the formation of a strong interfacial shell, consisting of resins and asphaltenes, on drops of emulsified water. In addition, resins and asphaltenes contribute to the intensive formation of asphalt-resin-paraffin deposits on the surface of oil-field equipment, thereby reducing the productivity of wells and the carrying capacity of oil pipelines. With insufficient stabilizing effect of the surrounding dispersion medium, particles of asphaltenes are associated, which leads to a loss of the kinetic stability of the system. Changes in the composition of the dispersion medium, temperature changes, mechanical effects and other factors contribute to the coagulation of asphaltenes, while their particles stick together, forming larger aggregates that precipitate. In this paper, based on a comprehensive analysis of the optical absorption spectra obtained by spectrophotometry in the visible region, we studied the change in the stability of asphaltenes isolated from asphalt-resin-paraffin deposits of emulsions with different water contents. Asphalt asphalt-resin-paraffin deposits of oil-water emulsions with a low water content are characterized by maximum values of the coefficient of absorption. Sediment 10 and 30% of oil-water emulsions form more asphaltenes capable of aggregation, characterized by maximum values of absorption coefficient. A further increase in the water content in the emulsion to 50 and 70% causes the values of the absorption coefficient to decrease, that is, sediment form resistant asphaltenes. The least stable asphaltenes contain a highly aromatic polar fraction, are characterized by high molecular weights and drop out of emulsions with a low water content and the smallest average droplet size.

Keywords: asphaltenes, wax depositions, water-oil emulsions, the light absorption coefficient.

Введение. На современном этапе развития нефтяной промышленности увеличилось число месторождений, вступивших на позднюю стадию разработки, с использованием методов повышения нефтеотдачи пластов, приводящих к обводнению добываемой продукции. Образование водонефтяных эмульсий значительно осложняет добычу, сбор и подготовку товарной нефти, создавая дополнительные проблемы при ее транспорте и хранении. Известно, что устойчивость водонефтяных эмульсий обусловлена формированием прочной межфазной оболочки, состоящей из смол и асфальтенов, на каплях эмульгированной воды. Кроме того, смолы и асфальтены способствуют интенсивному формированию асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на поверхно-

сти нефтепромыслового оборудования, тем самым снижая продуктивность скважин и пропускную способность нефтепроводов [1–5]. Исследование высокомолекулярных компонентов нефти представляет большой научный интерес, так как их свойства определяют устойчивость нефтяных систем. При недостаточном стабилизирующем действии окружающей дисперсионной среды частицы асфальтенов ассоциируются, что приводит к потере кинетической устойчивости системы. Изменение состава дисперсионной среды, изменение температуры, механические воздействия и другие факторы способствуют коагуляции асфальтенов, при этом частицы их слипаются, образуя более крупные агрегаты, выпадающие в осадок [6, 7]. Для оптимизации процессов добычи и транспортировки нефти и нефтепродуктов необходимо знание условий, при которых асфальтены, содержащиеся в нефтяной дисперсной системе, не будут выпадать из раствора. Известно, что асфальтены, склонные к выпадению, характеризуются не только высокой долей полярных фракций, но и высокой ароматичностью, высокой степенью конденсированности ароматических колец [8, 9]. Однако в настоящее время практически отсутствуют работы, в которых исследовано влияние степени обводненности эмульсий на агрегационные свойства асфальтенов. Оптические исследования нефтей и их компонентов позволяют характеризовать их агрегационные свойства и установить зависимость коэффициента светопоглощения от свойств высокомолекулярных соединений [10–13].

Цель данной работы – исследовать агрегационные свойства асфальтенов АСПО водонефтяных эмульсий в зависимости от содержания воды и определить взаимосвязь коэффициента светопоглощения асфальтенов и структурно-групповых свойств нефтяных дисперсных систем.

Экспериментальная часть. Объектами исследования являлись асфальтены АСПО обратных водонефтяных эмульсий. Водонефтяные эмульсии готовили искусственно на основе высокопарафинистой смолистой нефти (содержание парафиновых углеводородов, смол и асфальтенов составляет 18,2; 9,9 и 2,8 мас. % соответственно) на перемешивающем устройстве ПЭ-0118 мощностью 150 Вт со скоростью вращения лопасти 2000 об/мин в течение 10 мин. В качестве дисперсной фазы, содержание которой варьировалось от 10 до 70 %, использовали дистиллированную воду (ДВ). Размеры капель в эмульсиях определяли методом оптической микроскопии. Микрофотографии исследуемых образцов снимали с помощью микроскопа Axio Lab A1 (Carl Zeiss), оснащенного цифровой камерой AxioCam ERc 5s. Расчет диаметра капель проводили с помощью программы Axio Vision.

Анализ микрофотографий эмульсий (рис. 1) показал, что увеличение содержания водной фазы сопровождается ростом числа, размеров и изменением формы глобул воды.

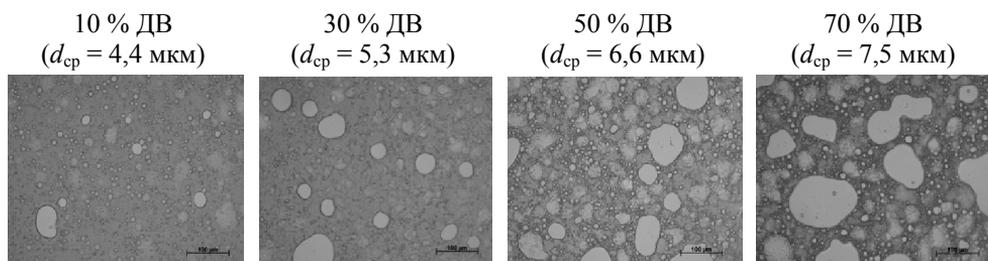


Рис. 1. Микрофотографии водонефтяных эмульсий с различной обводненностью

Количественную оценку процесса осадкообразования проводили на установке, разработанной на основе метода «холодного стержня» (температура среды 40 °С, температура осадкообразующей поверхности составляла 12 °С). Асфальтены выделяли «холодным» способом Гольде. Групповой состав осадка нефти и нефтяных эмульсий определяли методом колоночной жидкостной адсорбционной хроматографии по ГОСТ 11851–85, методом потенциометрического титрования определяли содержание сильно-, слабоосновного азота и нефтяных кислот (ГОСТ 6307–75). Средние молекулярные массы асфальтенов устанавливали методом криоскопии в нафталине. Структурно-групповой состав асфальтенов рассчитывали на основании данных ПМР-спектроскопии (фурье-спектрометр AVANCE–AV–300) и элементного анализа (анализатор Vario El Cube). Фотометрические исследования асфальтенов проводили на спектрофотометре UVIKON 943, при длине волны 500 нм в кварцевой кювете с толщиной слоя 1 см. Коэффициент светопоглощения рассчитывали по формуле

$$K_{cp} = D/0,4343 \cdot C \cdot l,$$

где D – оптическая плотность растворов; C – концентрация асфальтенов в растворителе; l – ширина кюветы.

Результаты и обсуждение. АСПО представляют собой сложную структурированную систему, состоящую из парафинонафтеновых углеводородов и смолисто-асфальтеновых веществ [14]. Установлено, что с ростом содержания водной фазы в водонефтяных эмульсиях наблюдается возрастание количества АСПО (рис. 2).

При этом доля органической составляющей в АСПО по мере повышения обводненности эмульсий снижается.

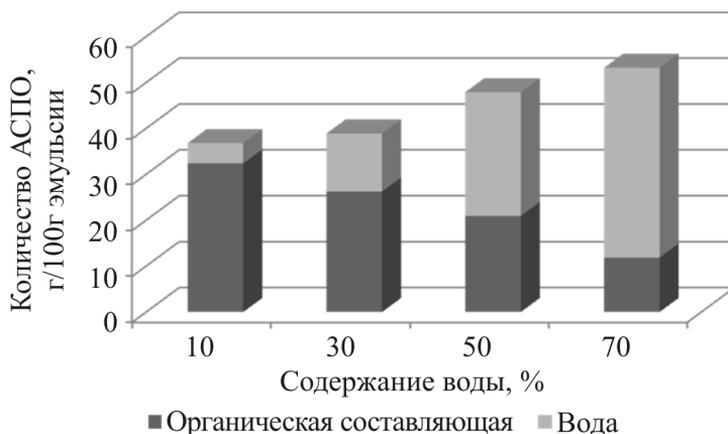


Рис. 2. Влияние обводненности эмульсии на количество АСПО

Кроме того, анализ группового состава АСПО нефти и водонефтяных эмульсий показал, что введение воды в нефтяную систему приводит к значительному увеличению содержания асфальтеновых компонентов и снижению доли смолистых веществ (табл. 1). При введении воды в нефтяную систему содержание асфальтенов в составе АСПО возрастает в 2,5 раза. Увеличение содержания воды в эмульсии до 70 % приводит к снижению доли органической составляющей в АСПО и уменьшению асфальтенов в составе осадков высокообводненных эмульсий.

Таблица 1

Групповой состав АСПО, выделенных из исходной нефти и эмульсий в зависимости от содержания водной фазы

Образец	Содержание, мас. %		
	Масла (<i>n</i> -алканы)	Смоли	Асфальтены
Нефть	72,0 (20,3)	25,2	2,8
10 % ДВ	70,0 (26,5)	23,1	6,9
30 % ДВ	70,2 (28,5)	23,7	6,1
50 % ДВ	70,9 (38,5)	23,6	5,5
70 % ДВ	72,3 (40,3)	23,6	4,1

Оптические исследования асфальтенов, выделенных из осадков водонефтяных эмульсий, позволили рассчитать коэффициент светопоглощения ($K_{сп}$). Максимальные значения $K_{сп}$ характерны для асфальтенов, выделенных из АСПО 10 % эмульсии. Значения $K_{сп}$ асфальтенов

осадка исходной нефти ниже, чем $K_{\text{сп}}$ асфальтенов осадков 10 и 30 % эмульсий. С увеличением содержания воды в эмульсии от 10 до 70 % $K_{\text{сп}}$ для растворов асфальтенов снижается в 1,4 раза (рис. 3, а).

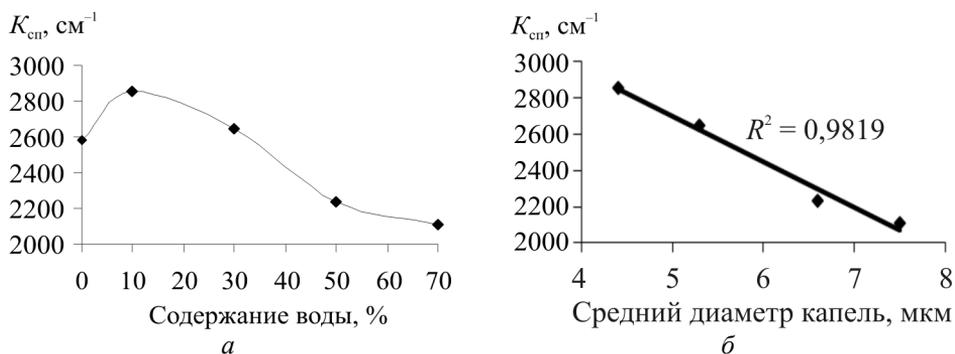


Рис. 3. Зависимость $K_{\text{сп}}$ асфальтенов осадков водонефтяных эмульсий от содержания воды (а) и размеров капель (б)

Согласно литературным данным, размер частиц дисперсной фазы оказывает значительное влияние на устойчивость дисперсной системы [2]. Выявлена обратная зависимость с высокой степенью корреляции между значениями $K_{\text{сп}}$ асфальтенов осадков эмульсий и одной из важных характеристик водонефтяных эмульсий – размерами капель (рис. 3, б). Асфальтены осадка 10 % эмульсии с минимальным средним диаметром капель (4,4 мкм) имеют максимальные значения $K_{\text{сп}}$ (2856 см^{-1}).

Известно, что в АСПО концентрируются полярные природные поверхностно-активные вещества (ПАВ) нефти. Кроме того, природные ПАВ являются естественными стабилизаторами водонефтяных эмульсий. Среди анионоактивных ПАВ нефти наибольшее значение имеют нефтяные кислоты, среди катионоактивных – азотистые основания [15]. По данным потенциометрического титрования установлено, что в исходной нефти содержится 0,2 % мас. карбоксильных групп; 0,04 и 0,06 % мас. сильноосновного и слабоосновного азота, соответственно (табл. 2). В составе нефтяного осадка доля карбоксильных групп и основного азота увеличивается в 2,7 и 1,3–1,5 раза по сравнению с исходной нефтью. Показано, что в составе АСПО 10 % эмульсии содержание карбоксильных групп возрастает на 20 %, а количество основного азота повышается от 10 до 70 % по сравнению с АСПО нефти (см. табл. 2). При увеличении доли водной фазы в эмульсии до 70 % наблюдается снижение концентрации карбоксильных групп и основного азота в составе осадка.

Таблица 2

Содержание карбоксильных групп и основного азота в составе АСПО в зависимости от обводненности эмульсии

Образец	Содержание –СООН групп, мас. %	Содержание азотистых соединений, мас. %	
		сильноосновных	слабоосновных
Нефть	0,20	0,04	0,060
АСПО нефти	0,54	0,06	0,076
АСПО 10 % ДВ	0,65	0,10	0,083
АСПО 30 % ДВ	0,62	0,09	0,079
АСПО 50 % ДВ	0,47	0,05	0,068
АСПО 70 % ДВ	0,42	0,02	0,056

В большинстве работ сведения о взаимосвязи оптической плотности (коэффициента светопоглощения) нефтяных асфальтенов с их составом и свойствами практически отсутствуют. Основной причиной этого является не только сложное строение самих асфальтенов, но и присутствие в них других светопоглощающих компонентов. Основными структурными фрагментами асфальтенов являются конденсированные полиароматические блоки, включающие гетероатомы азота, кислорода, серы и металлокомплексы [16, 17]. Значения $K_{сп}$ асфальтенов осадков эмульсий прямо пропорционально содержанию в них карбоксильных групп и сильноосновного и слабоосновного азота: чем выше $K_{сп}$, тем больше в осадках содержится поверхностно-активных компонентов (рис. 4).

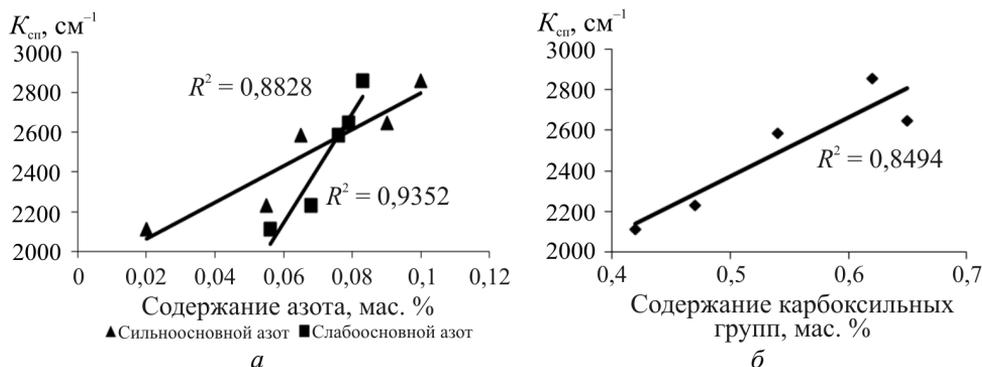


Рис. 4. Зависимость $K_{сп}$ асфальтенов АСПО эмульсий от содержания основного азота (а) и карбоксильных групп (б)

При этом спектральные характеристики асфальтенов осадков эмульсий связаны высоким коэффициентом корреляции с содержанием карбоксильных групп, сильноосновного и слабоосновного азота, содержащихся в составе АСПО нефтяных эмульсий. Таким образом, введение воды в

нефтяную систему приводит к тому, что асфальтены, участвующие в формировании АСПО 10 % эмульсий, характеризуются увеличенным содержанием гетероатомных компонентов, что приводит к повышению способности агрегирования асфальтенов в объеме дисперсионной среды.

В табл. 3 приведены значения средних молекулярных масс (ММ) асфальтенов нефти и АСПО нефти и водонефтяных эмульсий. ММ асфальтенов, выделенных из осадка 10 % водонефтяной эмульсии, возрастает в 1,5 раза по сравнению с асфальтенами осадка безводной нефти. Увеличение содержания водной фазы в эмульсии до 50–70 % приводит к снижению ММ.

Таблица 3

Структурно-групповой состав асфальтенов нефти и АСПО нефти и эмульсий с различным содержанием водной фазы

Параметры	Асфальтены						
	Нефть	АСПО нефти	АСПО 10 % ДВ	АСПО 30 % ДВ	АСПО 50 % ДВ	АСПО 70 % ДВ	
Молекулярная масса	1045	1748	2612	2532	1549	1214	
Число атомов в средней молекуле	C	76,1	125,2	189,2	183,1	111,5	87,3
	H	97,5	159,8	250,3	245,9	157,0	128,1
	N	0,4	0,6	1,0	0,9	0,6	0,4
	S	0,2	0,4	0,6	0,5	0,3	0,2
	O	1,3	2,6	3,6	3,5	2,1	1,5
Число ароматических колец	K_a	7,7	13,5	19,0	18,7	9,4	6,4
Распределение атомов углерода, %	f_a	44,9	46,8	47,7	46,4	43,1	38,8
	$f_{нас}$	55,0	53,2	52,3	53,6	56,9	61,1
Число углеродных атомов разного типа в средней молекуле	C_a	34,2	58,6	90,2	85,0	48,0	33,9
	C_n	29,2	55,7	99,0	98,1	63,5	51,6
	C_α	10,6	16,9	22,4	21,6	16,7	11,9
	C_γ	2,8	4,3	7,8	7,5	3,7	4,1
Число блоков	m_a	2,5	3,7	5,5	5,5	5,9	5,0

Примечание: C_a – углерод ароматический; C_n – углерод в алифатических заместителях; C_α – углерод в α -положении к циклическому кольцу; C_γ – углерод в терминальных метильных группах.

В настоящей работе показано, что повышение значений молекулярных масс асфальтенов осадков нефтяных эмульсий сопровождается ростом $K_{сп}$, полученные результаты согласуются с литературными данными [18]. Таким образом, асфальтены АСПО 10 % эмульсий характеризуются максимальными значениями ММ и $K_{сп}$. Увеличение содержания воды в эмульсии сопровождается симбатным снижением ММ асфальтенов осадков и $K_{сп}$.

Согласно результатам структурно-группового анализа, представленным в табл. 3, в асфальтенах, выделенных из нефтяного осадка, по сравнению с асфальтенами исходной нефти, увеличивается количество ароматических колец K_a в 1,8 раза. В средней молекуле асфальтенов нефтяного осадка увеличивается содержание ароматического углерода f_a и, следовательно, снижается доля насыщенного углерода $f_{нас}$, по сравнению с асфальтенами исходной нефти, при этом число блоков в молекуле m_a возрастает в 1,5 раза. Для асфальтенов, выделенных из осадка 10%-й эмульсии, характерно увеличение количества атомов углерода ароматического типа C_a и углерода в алифатических заместителях C_n – в 1,5 и 1,8 раза соответственно. С увеличением содержания водной фазы в эмульсии до 70 % наблюдается снижение числа ароматических ядер K_a в 2 раза, уменьшается доля ароматического углерода в 1,2 раза, а доля насыщенного углерода возрастает.

Таким образом, максимальные значения $K_{сп}$ имеют асфальтены, которые характеризуются высокими молекулярными массами, а также содержат в своем составе повышенное количество ароматических структур с высокой степенью их конденсированности (см. табл. 3 и рис. 5). При этом увеличение содержания воды в эмульсии от 10 до 70 % приводит к тому, что асфальтены, формирующие АСПО, становятся более агрегативно устойчивыми.

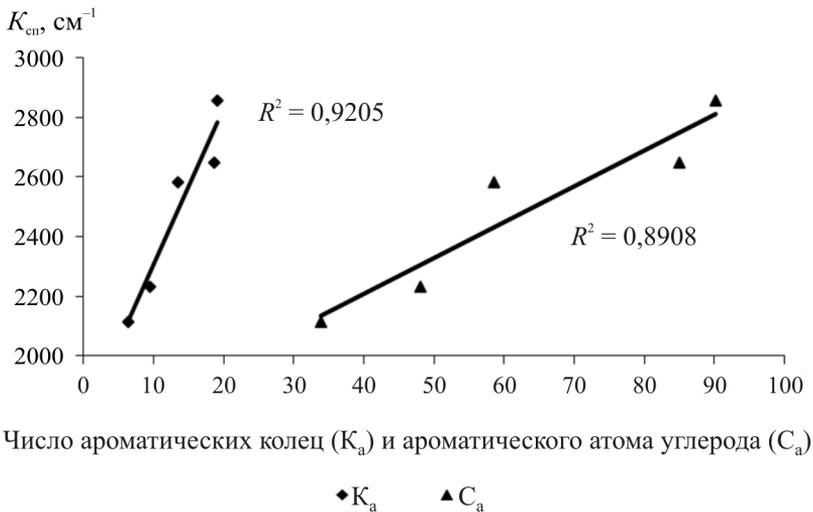


Рис. 5. Зависимость $K_{сп}$ асфальтенов АСПО эмульсий от K_a и C_a

Закключение. Таким образом, в настоящей работе рассмотрена взаимосвязь структурно-групповых характеристик и светопоглощаю-

шей способности асфальтовых компонентов АСПО водонефтяных эмульсий, что позволяет охарактеризовать степень устойчивости асфальтенов, а именно их агрегационные свойства. Осадок 10 и 30 % водонефтяных эмульсий формируют более способные к агрегированию асфальтены. Дальнейшее увеличение содержания воды в эмульсии до 50 и 70 % приводит к тому, что осадок образуют более устойчивые асфальтены. Наименее стабильные асфальтены содержат высокоароматичную полярную фракцию, характеризуются высокими значениями молекулярных масс и выпадают из эмульсий с небольшим содержанием воды и минимальными средними размерами капель.

Работа выполнена в рамках госзадания по проведению фундаментальных научных исследований по проекту V.44.3.1.

Список литературы

1. Тронов В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. – М.: Недра, 1970. – 192 с.
2. Глущенко В.Н. Обратные эмульсии и суспензии в нефтегазовой промышленности. – М.: Интерконтакт Наука, 2008. – 725 с.
3. Kilpatrick P.K. Water-in-crude oil emulsion stabilization: review and unanswered questions // *Energy Fuels*. – 2012. – № 26. – P. 4017–4026.
4. Шевляков М. В. Особенности эмульсий высокопарафинистых нефтей // *Новый университет. Технические науки*. – 2011. – № 3. – С. 30–35.
5. Влияние степени обводненности и минерализации водной фазы на образование асфальтосмолопарафиновых отложений из нефтей месторождений Удмуртии / В.К. Миллер, Л.В. Иванова, Ю.А. Пугачева, В.Н. Кошелев // *Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина*. – 2015. – № 3. – С. 117–126.
6. The Role of Inhibitors' Molecular Structure on Asphaltene Deposition in Reservoir Conditions / A. Naseri, M. Nikazar, S. Dehghani, B. Dabir, O. Gohari // *Petroleum Science and Technology*. – 2011. – Vol. 29, № 10. – P. 988–999.
7. Spiecker P.M., Gawrys K.L., Kilpatrick P.K. Aggregation and solubility behavior of asphaltenes and their subfractions // *J. Colloid Interface Sci.* – 2003. – Vol. 267. – P. 178–193.
8. Leon O., Rogel E., Espidel J. [et al.]. Asphaltenes: Structural Characterization, Self-Association, and Stability Behavior // *Energy Fuels*. – 2000. – Vol. 14. – № 1. – P.6–10.
9. Особенности самоорганизации асфальтовых молекул в тяжелых нефтях при варьировании соотношений нефть:осадитель / Ю.М. Ганеева, Т.Н. Юсупова, В.И. Морозов, Г.В. Романов // *Нефтехимия*. – 2013. – Т. 53, № 4. – С. 254–258.

10. Влияние компонентного состава и структурных характеристик компонентов на устойчивость тяжелых нефтей к осаждению асфальтенов / Л.М. Петрова, Н.А. Аббакумова, Д.Н. Борисов, И.М. Зайдуллин, Т.Р. Фосс, М.Р. Якубов, И.Ш. Хуснутдинов // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 1. – С. 74–76.

11. Особенности образования и состава жидких фаз при смешении легкокипящего алифатического растворителя с тяжелыми нефтями / М.Р. Якубов, Д.Н. Борисов, С.Г. Якубова, Г.Р. Абилова, Д.В. Милордов // Нефтяная провинция. – 2016. – № 2. – С. 80–97.

12. Исследование совместимости нефтяных смесей методом фотометрии / Е.В. Роечко, О.А. Калиниченко, Е.В. Тертышная, Л.А. Снежко // ХТТМ. – 2014. – № 3. – С. 26–30.

13. Евдокимов И.Н., Лосев А.П. Возможности оптических методов исследований в системах контроля разработки нефтяных месторождений. – М.: Нефть и газ, 2007. – 228 с.

14. Туманян Б.П. Научные и прикладные аспекты теории нефтяных дисперсных систем. – М.: Техника, 2000. – 336 с.

15. Сафиева Р.З. Физикохимия нефти. – М.: Химия, 1998. – 448 с.

16. Мукаева Г.Р., Доломатов М.Ю. Спектроскопический контроль свойств органических веществ и материалов по корреляциям свойство – коэффициент поглощения // Журнал прикладной спектроскопии. – 1998. – Т. 65, № 3. – С. 438–440.

17. Антипенко В.Р., Лукьянов В.И. Определение удельного показателя поглощения нефтей и нефтяных фракций в видимой области спектра // Известия Томского политехнического университета. – 2009. – Т. 315, № 3. – С. 92–96.

18. Мархасин И.Л. Физико-химическая механика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1977. – 214 с.

References

1. Tronov V. P. Mekhanizm obrazovaniia smolo-parafinovykh otlozhenii i bor'ba s nimi [The mechanism of formation of resin-paraffin deposits and the fight against them]. Moscow, Nedra, 1970, 192 p.

2. Glushchenko V. N. Obratnye emul'sii i suspenzii v neftegazovoi promyshlennosti [Inverse emulsions and suspensions in the oil and gas industry]. Moscow, Interkontakt Nauka, 2008, 725 p.

3. Kilpatrick P. K. Water-in-crude oil emulsion stabilization: review and unanswered questions [Water-in-crude oil emulsion stabilization: review and unanswered questions]. *Energy Fuels*, 2012, no. 26, pp. 4017 – 4026.

4. Shevliakov M. V. Osobennosti emul'sii vysokoparafinistykh neftei [Features of emulsions of high paraffin oils]. *Novyi universitet. Seriya: Tekhnicheskie nauki*, 2011, no. 3, pp. 30-35.

5. Miller V. K., Ivanova L. V., Pugacheva Iu. A., Koshelev V. N. Vliianie stepeni otvodnennosti i mineralizatsii vodnoi fazy na obrazovanie asfal'tosmoloparafinovyykh otlozhenii iz neftei mestorozhdenii Udmurtii [Influence of the degree of watering and mineralization of the aqueous phase on the formation of asphalt-resin-paraffin deposits from oil deposits of Udmurtia]. *Trudy Rossiiskogo gosudarstvennogo universiteta nefti i gaza im. I.M. Gubkina*, 2015, no. 3, pp. 117–126.

6. Naseri A., Nikazar M., Dehghani S., Dabir B., Gohari O. The Role of Inhibitors' Molecular Structure on Asphaltene Deposition in Reservoir Conditions. *Petroleum Science and Technology*, 2011, vol. 29, no. 10, pp. 988–999.

7. Spiecker P.M., Gawrys K.L., Kilpatrick P.K. Aggregation and solubility behavior of asphaltenes and their subfractions. *J. Colloid Interface Sci.*, 2003, vol. 267, pp. 178–193.

8. Leon O., Rogel E., Espidel J. et al. Asphaltenes: Structural Characterization, Self-Association, and Stability Behavior. *Energy Fuels*, 2000, vol. 14, no. 1, pp. 6–10.

9. Ganeeva Iu.M., Iusupova T.N., Morozov V.I., Romanov G.V. Osobennosti samoorganizatsii asfal'tenovykh molekul v tiazhelykh neftiakh pri var'irovanii sootnoshenii nef't:osaditel' [Features of self-organization of asphaltene molecules in heavy oils with varying ratios of oil: precipitator]. *Neftekhimiia*, 2013, vol. 53, no. 4, pp. 254–258.

10. Petrova L.M., Abbakumova N.A., Borisov D.N., Zaidullin I.M., Foss T.R., Iakubov M.R., Khusnutdinov I.Sh. Vliianie komponentnogo sostava i strukturnykh kharakteristik komponentov na ustoichivost' tiazhelykh neftei k osazhdeniiu asfal'tenov [Influence of the component composition and structural characteristics of the components on the stability of heavy oils to the deposition of asphaltenes]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 1, pp. 74–76.

11. Iakubov M.R., Borisov D.N., Iakubova S.G., Abilova G.R., Milordov D.V. Osobennosti obrazovaniia i sostava zhidkikh faz pri smeshenii legkokopiashchego alifaticheskogo rastvoritel'ia s tiazhelymi neftiami [Features of the formation and composition of liquid phases when mixing a low-boiling aliphatic solvent with heavy oils]. *Neftianaia provintsia*, 2016, no. 2, pp. 80–97.

12. Roenko E.V., Kalinichenko O.A., Tertyshnaia E.V., Snezhko L.A. Issledovanie sovместимости нефтяных смесей методом фотометрии [Investigation of the compatibility of oil mixtures by photometry]. *KhTTM*, 2014, no. 3, pp. 26 – 30.

13. Evdokimov I.N., Losev A.P. Vozmozhnosti opticheskikh metodov issledovaniia v sistemakh kontroliia razrabotki нефтяных месторождений [Opportunities of optical research methods in oil field development control systems]. Moscow, *Neft' i gaz*, 2007, 228 p.

14. Tumanian B.P. Nauchnye i prikladnye aspekty teorii нефтяных дисперсных систем [Scientific and applied aspects of the theory of oil disperse systems]. Moscow, Tekhnika, 2000, 336 p.

15. Safieva R.Z. Fizikokhimiia nefti [Physicochemistry of oil]. Moscow, Khimiia, 1998, 448 p.

16. Mukaeva G.R., Dolomatov M.Iu. Spektroskopicheskii kontrol' svoistv organicheskikh veshchestv i materialov po korreliatsiiam svoistvo-koefitsient pogloshcheniia [Spectroscopic control of the properties of organic substances and materials by property-absorption coefficient correlations]. *Zhurnal prikladnoi spektroskopii*, 1998, vol. 65, no. 3, pp. 438–440.

17. Antipenko V.R., Luk'ianov V.I. Opredelenie udel'nogo pokazatelya pogloshcheniia neftei i neftiannykh fraktsii v vidimoi oblasti spectra [Determination of the specific rate of absorption of oil and oil fractions in the visible region of the spectrum]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*, 2009, vol. 315, no. 3, pp. 92–96.

18. Markhasin I.L. Fiziko-khimicheskaja mekhanika neftianogo plasta [Physico-chemical mechanics of the oil reservoir]. Moscow, Nedra, 1977, 214 p.

Получено 30.04.2019

Об авторах

Небогина Надежда Александровна (Томск, Россия) – кандидат химических наук, науч. сотр. лаборатории реологии нефти ИХН СО РАН (634055, г. Томск, пр. Академический, 4, e-mail: hadejka@rambler.ru).

Прозорова Ирина Витальевна (Томск, Россия) – кандидат химических наук, ст. науч. сотр. лаборатории реологии нефти ИХН СО РАН (634055, г. Томск, пр. Академический, 4, e-mail: piv@ipc.tsc.ru).

Юдина Наталья Васильевна (Томск, Россия) – кандидат химических наук, зав. лаборатории реологии нефти ИХН СО РАН (634055, г. Томск, пр. Академический, 4, e-mail: natal@ipc.tsc.ru).

Петренко Татьяна Васильевна (Томск, Россия) – кандидат химических наук, ст. науч. сотр. лаборатории физико-химических методов исследований ИХН СО РАН (634055, г. Томск, пр. Академический, 4, e-mail: uvikon@ipc.tsc.ru).

About the authors

Nadezhda A. Nebogina (Tomsk, Russian Federation) – Ph.D. in Chemical Sciences, Scientist, Laboratory of oil Rheology, Institute of Petroleum Chemistry Russian Academy of Sciences Siberian Branch (4, Academicheskyy av., Tomsk, 634055, e-mail: hadejka@rambler.ru).

Irina V. Prozorova (Tomsk, Russian Federation) – Ph.D. in Chemical Sciences, Snr. Scientist, Laboratory of oil Rheology, Institute of Petroleum Chemistry Russian Academy of Sciences Siberian Branch (4, Academicheskyy av., Tomsk, 634055, e-mail: piv@ipc.tsc.ru).

Natalya V. Yudina (Tomsk, Russian Federation) – Ph.D. in Technical Sciences, head of Laboratory of oil Rheology, Institute of Petroleum Chemistry Russian Academy of Sciences Siberian Branch (4, Academicheskyy av., Tomsk, 634055, e-mail: natal@ipc.tsc.ru).

Tatyana V. Petrenko (Tomsk, Russian Federation) – Ph.D. in Chemical Sciences, Snr. Scientist, The Laboratory of Physicochemical Methods of Analysis, Institute of Petroleum Chemistry Russian Academy of Sciences Siberian Branch (4, Academicheskyy av., Tomsk, 634055, e-mail: uvikon@ipc.tsc.ru).