

DOI: 10.15593/2224-9400/2017.4.13

УДК 622.276.8

И.В. Литвинец, Н.А. Небогина, И.В. ПрозороваИнститут химии нефти Сибирского отделения
Российской академии наук, Томск, Россия**ФОРМИРОВАНИЕ
АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
В ЭМУЛЬСИЯХ ВЫСОКОПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ**

Исследовано накопление асфальтосмолопарафиновых отложений эмульсий высокопарафинистых нефтей в зависимости от степени их обводненности. Объектами исследования являлись 5 высокопарафинистых нефтей (содержание парафиновых углеводородов (ПУ) от 6,6 до 20 мас. %) и искусственно приготовленные эмульсии на их основе с содержанием воды от 5 до 40 об. %.

Количественную оценку процесса осадкообразования нефтей и водонефтяных эмульсий проводили на установке, основанной на методе «холодного стержня». Методом высокотемпературной газовой хроматографии на хроматографе «Хромос 1000» с пламенно-ионизационным детектором определяли состав n-алканов. Показано, что процесс осадкообразования высокопарафинистых нефтей определяется составом парафиновых углеводородов исходных нефтей. Так, для нефтяных систем с повышенным содержанием твердых ПУ характерно увеличение количества осадка с ростом степени обводненности нефтяных систем.

Исследование микроструктуры осадков нефтяных эмульсий в тонком слое с помощью микроскопа серии Axio Lab.A1 (Carl Zeiss) позволило определить, что средний диаметр капель осадков эмульсий нефтей с содержанием ПУ до 10 мас. % снижается с увеличением содержания воды от 5 до 40 об. %. При этом для эмульсий на основе нефтей с содержанием ПУ выше 10 мас. % наблюдается обратная тенденция – увеличение содержания воды приводит к росту среднего диаметра капель в осадках. Установлено, что увеличение среднего диаметра капель осадков эмульсий исследуемых нефтей сопровождается ростом доли асфальтеновых компонентов в составе осадков, вероятно, это обусловлено тем, что асфальтены преимущественно концентрируются на границе раздела фаз капель большего диаметра.

Ключевые слова: высокопарафинистая нефть, водонефтяные эмульсии, асфальтосмолопарафиновые отложения, средний диаметр капель.

I.V. Litvinets, N.A. Nebogina, I.V. Prozorova

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

THE FORMATION OF PARAFFIN DEPOSITS IN THE WAXY OIL EMULSIONS

The process of wax deposition from water-oil emulsions of waxy crude oils depending on their degree of flooding was investigated. The objects of this investigation are 5 high-wax oils (the content of paraffin hydrocarbons from 6.6 to 20 % wt.) and emulsions based on them with a water content of from 5 to 40 vol. % were studied.

The process of wax deposition from oils and water-oil emulsions was carried out by the method of "coldfinger". The composition of n-alkanes was determined by high temperature gas chromatography on the chromatograph "Khromos 1000" with a flame ionization detector. The process of wax deposition in heavy crude oils is depends on the composition of paraffin hydrocarbons of the crude oil. The amount of wax deposit formed from the water-oil emulsions based on oil contented principally high-molecular paraffin hydrocarbons is growing with increasing degree of flooding of oil system.

The microstructure of wax deposits of water-oil emulsions was studied with a microscope Axio Lab.A1 (Carl Zeiss). The average diameter of water drops of water-oil emulsions based on oils containing paraffin hydrocarbons less than 10 % wt. is decreasing with increasing water content in emulsions from 5 to 40 % vol. However, the average diameter of water drops of water-oil emulsions based on oils containing paraffin hydrocarbons more than 10 % wt. is growing with increasing water content in emulsions. It is established that content of asphaltenes in the composition of wax deposits is growing with increasing the average diameter of water drops of wax deposits formed from water-oil emulsions.

Keywords: *water-oil emulsions, wax deposit, paraffin hydrocarbons, the average diameter of the drops.*

В настоящее время увеличивается число разрабатываемых месторождений, добывающих нефтяную продукцию с повышенным содержанием парафиновых углеводородов. Присутствие парафиновых углеводородов в нефтяных системах значительно осложняет процессы добычи, транспорта и хранения нефтяного сырья, что связано, в том числе, и с образованием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Состав и интенсивность образования АСПО определяется множеством различных факторов: компонентный состав нефти, температура нефтяного потока, разгазирование и обводненность нефти и др.

[1, 2]. В связи с интенсивным ростом обводненности нефтяных систем при добыче особую актуальность в настоящее время приобретает установление закономерностей изменения состава АСПО в зависимости от содержания водной фазы эмульсий. Полученные экспериментальные данные могут быть использованы для прогнозирования динамики образования и состава АСПО при добыче и транспорте обводненных нефтей с высоким содержанием парафиновых углеводородов.

В настоящем исследовании рассмотрена динамика накопления АСПО на осадкообразующей поверхности, изучен состав образовавшихся осадков в зависимости от обводненности водонефтяных эмульсий высокопарафинистых нефтей с различным содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов.

Объектами исследования являлись высокопарафинистые нефти и эмульсии на их основе с содержанием воды от 5 до 40 об. %. Приготовление эмульсий осуществляли с помощью перемешивающего устройства ПЭ–0118 мощностью 150 Вт со скоростью вращения лопасти 2000 об/мин в течение 10 мин с последующим выдерживанием полученных эмульсий в течение часа при 20 °С. Полученные эмульсии устойчивы в течение двух недель и не расслаиваются при нагревании (до 70 °С).

Количественную оценку процесса осадкообразования нефтей и водонефтяных эмульсий проводили на установке, основанной на методе «холодного стержня» [3]. Температуру среды и осадкообразующей поверхности подбирали экспериментально, основываясь на температуре застывания исходных нефтей. Групповой состав нефтей и нефтяных осадков водонефтяных эмульсий определяли методом колоночной жидкостной адсорбционной хроматографии.

Групповой состав нефтей различается по количеству парафиновых углеводородов (ПУ) и смолисто-асфальтеновых компонентов (САК) (табл. 1). Все нефти можно отнести к высокопарафинистым (содержание ПУ в составе нефтей выше 6 мас. %). Содержание смол в нефтях – от 5 до 16 мас. %, а асфальтенов – от 0 до 3 мас. %.

Таблица 1

Состав исследуемых нефтей

Образец нефти	Содержание, мас. %			САК/ПУ
	Масла (ПУ)	Смолы	Асфальтены	
Фестивальная	82,0(20,0)	15,9	2,1	0,9
Мамуринская	87,3 (18,2)	9,9	2,8	0,7
Верхне-салатская	95,1 (11,2)	4,9	Отс.	0,4
Южно-табаганская	85,8 (7,8)	13,0	1,2	1,8
Урманская	85,3 (6,6)	13,1	1,6	2,2

К настоящему времени на вопрос о влиянии степени обводненности нефти на процесс образования АСПО в литературе встречаются достаточно противоречивые данные, свидетельствующие как об увеличении, так и о снижении интенсивности образования АСПО в зависимости от содержания воды в эмульсиях [4–7]. Полученные экспериментальные данные по осадкообразованию нефтей и их эмульсий с дистиллированной водой приведены в табл. 2.

Таблица 2

Количество АСПО эмульсий на основе исследуемых нефтей с различной степенью обводненности

Осадок	Количество АСПО, г/100 г нефти				
	Верхне-салатская	Фестивальная	Мамуринская	Южно-табаганская	Урманская
Исходная нефть	53,5	26,3	32,1	18,3	33,2
5 % эмульсия	49,5	22,5	34,9	29,8	39,4
10 % эмульсия	48,3	23,3	36,8	26,4	40,1
20 % эмульсия	47,2	24,5	37,0	20,7	41,3
30 % эмульсия	45,6	31,3	38,9	17,5	41,6
40 % эмульсия	39,8	37,4	43,4	18,5	41,5

Увеличение содержания воды от 5 до 40 об. % в эмульсиях нефтей Фестивального, Мамуринского и Урманского месторождений приводит к росту количества АСПО, при этом скорость осадкообразования для фестивальной нефти с содержанием ПУ 20 % возрастает в 1,7 раза (от 4,7 до 7,9 кг/ч), для мамуринской нефти с содержанием ПУ 18 % – в 1,2 раза (от 7,4 до 9,2 кг/ч) и для урманской нефти с содержанием ПУ 7 % – в 1,1 раза (от 8,4 до 8,8 кг/ч).

Интенсивное осадкообразование исходных нефтей связано с повышенным содержанием ПУ в их составе и составляет от 18 до 54 г АСПО на 100 г нефти. Присутствие воды в системе приводит к тому, что в 5 об. % эмульсиях верхне-салатской и фестивальной нефтей происходит снижение количества АСПО. Для остальных нефтей появление воды в системе приводит к увеличению количества осадка. Увеличение обводненности эмульсий до 40 об. % для нефтей Верхне-Салатского и Южно-Табаганского месторождений приводит к снижению количества осадка на 30–60 % по сравнению с 5 % об. эмульсиями.

Основной причиной образования АСПО является кристаллизация ПУ, поэтому их качеством определяется состав формирующихся неф-

тяных отложений [8–11]. Вероятнее всего именно исходный состав ПУ определяет осадкообразование нефтей и их эмульсий.

Индивидуальный состав нормальных алканов парафиновой фракции нефтей определяли методом высокотемпературной газовой хроматографии на хроматографе «Хромос 1000» с пламенно-ионизационным детектором (рис. 1).

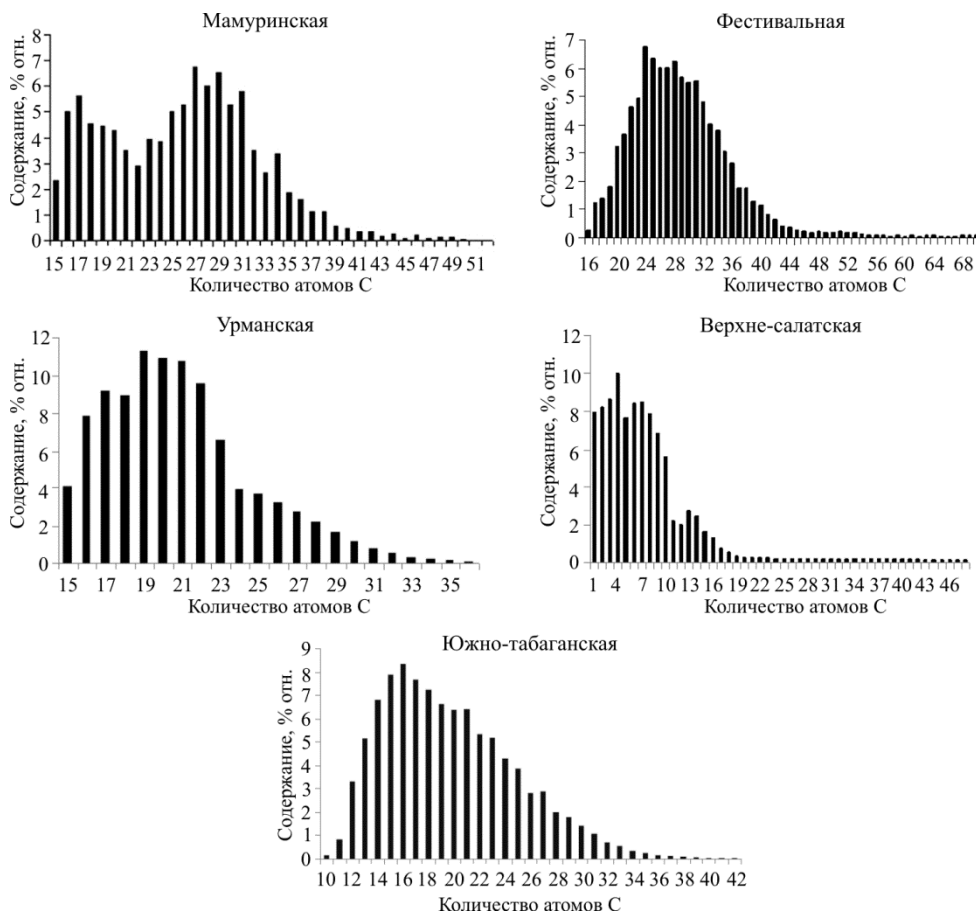


Рис. 1. Молекулярно-массовое распределение ПУ нефтей

Молекулярно-массовое распределение (ММР) ПУ мамуринской и верхне-салатской нефтей имеет бимодальный характер. Для ПУ мамуринской нефти максимумы приходятся на C_{17} и C_{27} – C_{31} , для ПУ верхне-салатской – на C_{17} и C_{27} – C_{28} . Для ПУ фестивальной, урманской и южно-табаганской нефтей характерно мономодальное ММР с максимумами, приходящимися на C_{24} – C_{32} , C_{19} – C_{22} и C_{15} – C_{22} соответственно.

По соотношению низкомолекулярных и высокомолекулярных парафиновых углеводородов исследуемые нефти существенно различаются (табл. 3). Значительное содержание твердых ПУ ($\Sigma C_{17}-C_{40}$) характерно для фестивальной, мамуринской и урманской нефтей. В нефтях Верхне-Салатского и Южно-Табаганского месторождения содержится больше низкомолекулярных углеводородов ΣC_6-C_{16} . Скорее всего именно соотношение низкомолекулярных и высокомолекулярных ПУ определяет процесс осадкообразования водонефтяных эмульсий. Так, для нефтей Фестивального, Мамуринского и Урманского месторождения с повышенным содержанием твердых ПУ характерно увеличение количества осадка с увеличением содержания воды в эмульсии. При этом для эмульсий нефти Урманского месторождения количество осадка в зависимости от содержания воды в эмульсии изменяется незначительно. Увеличение доли низкомолекулярных парафиновых углеводородов в составе верхне-салатской и южно-табаганской нефтей приводит к увеличению значения соотношения $\Sigma C_6-C_{16}/\Sigma C_{17}-C_{40}$. Увеличение содержания воды в эмульсиях этих нефтей сопровождается снижением количества осадка.

Таблица 3

Состав ПУ в нефтях

Нефть	Содержание ПУ, % отн.		$\Sigma C_6-C_{16}/\Sigma C_{17}-C_{40}$
	ΣC_6-C_{16}	$\Sigma C_{17}-C_{40}$	
Фестивальная	3,5	96,5	0,04
Мамуринская	7,3	92,7	0,08
Урманская	11,9	88,1	0,14
Верхне-салатская	26,2	73,8	0,36
Южно-табаганская	36,9	63,1	0,58

Анализ группового состава осадков нефти и водонефтяных эмульсий показал, что появление воды в нефтяной системе приводит к изменениям в составе осадков водонефтяных эмульсий всех исследуемых нефтей (табл. 4).

В осадках всех исследуемых нефтей наблюдается увеличение доли смол по сравнению с исходными образцами. Введение 5 об.% воды в нефтяную дисперсную систему приводит к увеличению доли асфальтенов в осадке эмульсий по сравнению с осадками исходных нефтей: в 3 раза для нефти Урманского месторождения, в 5 раз для нефти Южно-Табаганского месторождения и в 1,4 раза для нефтей Мамуринского и Фестивального месторождений.

Таблица 4

Групповой состав осадков нефтей и водонефтяных эмульсий

Образец	Урманская			Южно-табаганская			Верхне-салатская		Мамуринская			Фестивальная		
	Масла	Смолы	Асф.	Масла	Смолы	Асф.	Масла	Смолы	Масла	Смолы	Асф.	Масла	Смолы	Асф.
Исходная нефть	85,3	13,1	1,6	86,5	11,3	2,2	94,6	5,4	87,3	9,9	2,8	82,0	15,9	2,1
Осадок нефти	78,8	18,5	2,7	85,5	13,3	1,2	87,3	12,3	72,0	25,0	2,8	76,0	21,2	2,8
5 % эмульсия	74,9	16,4	8,7	77,9	15,7	6,4	87,1	12,9	72,5	23,5	4,0	78,3	18,0	3,7
10 % эмульсия	78,6	15,6	5,8	78,2	16,0	5,8	89,9	10,1	72,3	23,6	4,1	77,8	18,4	3,8
20 % эмульсия	76,2	18,6	5,2	79,7	16,2	4,1	90,5	6,8	71,3	23,0	5,7	79,2	16,7	4,1
30 % эмульсия	78,2	17,6	4,2	78,3	18,0	3,7	94,9	5,1	70,0	23,1	6,9	78,2	16,0	5,8
40 % эмульсия	78,0	18,6	3,4	77,8	18,4	3,8	95,1	4,9	70,2	23,3	6,5	76,9	16,7	6,4

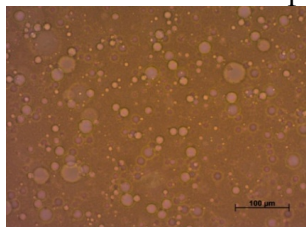
С увеличением обводненности нефти доля асфальтенов в составе осадков эмульсий нефтей с содержанием ПУ до 10 % (Урманского и Южно-Табаганского месторождений) снижается в 2,5 и 1,6 раза соответственно, а для эмульсий нефтей с содержанием ПУ выше 10 мас. % (Мамуринского и Фестивального месторождений) увеличивается приблизительно в 1,7 раза. В составе осадков водонефтяных эмульсий урманской и южно-табаганской нефтей доля смол повышается с увеличением содержания воды, для нефти Мамуринского месторождения – практически не изменяется, а для верхне-салатской и фестивальной нефтей – снижается.

Микроструктуру осадков нефтяных эмульсий изучали в тонком слое с помощью микроскопа серии Axio Lab.A1 (Carl Zeiss) в проходящем свете при увеличении в 450 раз (рис. 2). Установлено, что средний диаметр капель осадков эмульсий нефтей с содержанием ПУ до 10 мас. % (Южно-Табаганское месторождение) снижается при увеличении содержания воды с 5 до 40 об. %. При этом для эмульсий на основе нефтей с содержанием ПУ выше 10 мас. % (Мамуринское месторождение) наблюдается обратная тенденция – увеличение содержания воды приводит к росту среднего диаметра капель в осадках.

Известно, что основными стабилизаторами водонефтяных эмульсий являются смолы, асфальтены и парафиновые углеводороды. Благодаря своим свойствам смолисто-асфальтеновые вещества образуют структурированные слои на границе раздела фаз, которые обеспечивают высокую стабилизацию эмульсий [12, 13]. Содержание и размеры капель водной фазы значительно влияют на устойчивость водонефтяных систем. В зависимости от физико-химических свойств нефти и воды, а также условий образования эмульсий размеры капель могут быть самыми разнообразными [14–16]. Полученные данные показывают, что с увеличением среднего диаметра капель осадков эмульсий исследуемых нефтей доля асфальтеновых компонентов в составе осадков эмульсий возрастает, возможно, это связано с тем, что асфальтены преимущественно концентрируются на границе раздела фаз капель большего диаметра.

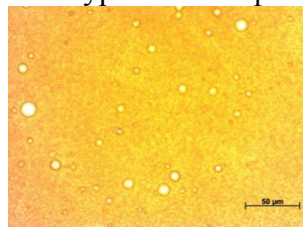
Таким образом, показано влияние степени обводненности исследуемых эмульсий и содержания высокомолекулярных компонентов в нефти на количество и состав асфальтосмолопарафиновых отложений. Установлено, что увеличение содержания воды с 5 до 40 об. % в эмульсиях нефтей Фестивального, Мамуринского и Урманского

Южно-табаганская нефть



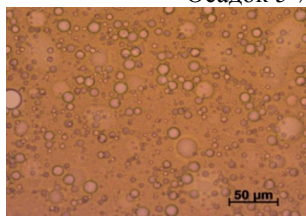
$D_{cp} = 11,1$ мкм

Мамуринская нефть

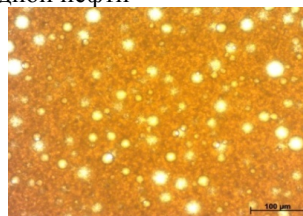


$D_{cp} = 6,9$ мкм

Осадок 5 % эмульсии исходной нефти

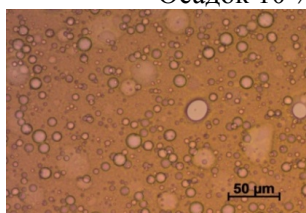


$D_{cp} = 8,6$ мкм

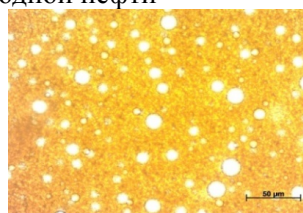


$D_{cp} = 8,4$ мкм

Осадок 10 % эмульсии исходной нефти

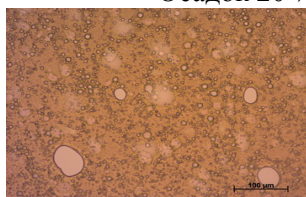


$D_{cp} = 7,2$ мкм

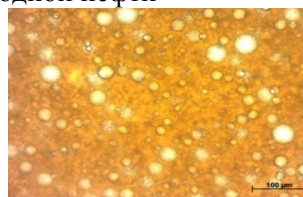


$D_{cp} = 9,2$ мкм

Осадок 20 % эмульсии исходной нефти

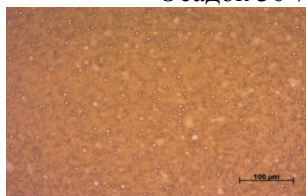


$D_{cp} = 3,3$ мкм

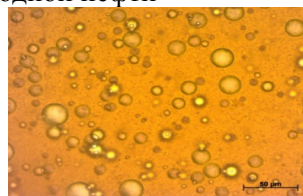


$D_{cp} = 9,9$ мкм

Осадок 30 % эмульсии исходной нефти



$D_{cp} = 3,2$ мкм



$D_{cp} = 10,3$ мкм

Осадок 40 % эмульсии исходной нефти

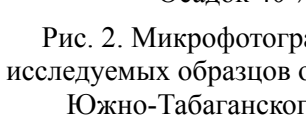


Рис. 2. Микрофотографии и средний диаметр капель (D_{cp}) исследуемых образцов осадков водонефтяной эмульсии нефтей Южно-Табаганского и Мамуринского месторождений

месторождений приводит к росту количества АСПО, а для нефтей Верхне-Салатского и Южно-Табаганского месторождений – к снижению количества осадка. С увеличением обводненности нефти доля асфальтенов в составе осадков эмульсий нефтей с содержанием ПУ до 10 мас. % снижается, а для эмульсий нефтей с содержанием ПУ выше 10 мас. % увеличивается. Необходимо отметить, что увеличение среднего диаметра капель осадков эмульсий исследуемых нефтей доля асфальтеновых компонентов в их составе увеличивается.

Процесс осадкообразования в эмульсиях нефтей с высоким содержанием высокомолекулярных парафиновых углеводородов характеризуется увеличением количества осадка с повышением воды в эмульсии. Повышение доли низкомолекулярных углеводородов приводит к тому, что осадкообразование эмульсий на основе таких нефтей характеризуется снижением количества осадка с увеличением водной фазы в нефтяной системе. Показано, что интенсивность накопления АСПО на осадкообразующей поверхности в значительной степени зависит от содержания водной фазы и соотношения низкомолекулярных ПУ к высокомолекулярным.

Список литературы

1. Тронов В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. – М.: Недра, 1969. – 192 с.
2. Туманян Б.П. Научные и прикладные аспекты теории нефтяных дисперсных систем. – М.: Техника, 2000. – 336 с.
3. Paso K.G., Scott Fogler H. Bulk Stabilization in Wax Deposition Systems // *Energy & Fuels*. – 2004. – № 18. – P. 1005–1013.
4. Effect of Emulsion Characteristics on Wax Deposition from Water-in-Waxy Crude Oil Emulsions under Static Cooling Conditions / Y. Zhang, J. Gong, Y. Ren, P. Wang // *Energy & Fuels*. – 2010. – Vol. 24. – P. 1146–1155.
5. An Investigation of Two-Phase Oil/Water Paraffin Deposition / G.H. Couto, H. Chen, E. Dellecase, C. Sarica, M. Volk // *SPE Production & Operations J.* – 2008. – Vol. 23, № 1. – P. 49–53.
6. 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.
7. Кирбижекова Е.В., Прозорова И.В., Юдина Н.В. Исследование состава асфальтосмолопарафиновых отложений при образовании об-

ратных водонефтяных эмульсий // Вестник Томского государственного университета. – 2014. – № 388. – С. 257–262.

8. Литвинец И.В. Влияние ингибирующих присадок на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений нефтяных дисперсных систем: дис. ... канд. хим. наук. – Томск, 2016. – 181 с.

9. Зависимость состава асфальтосмолопарафиновых отложений от степени обводненности нефти / Е.В. Кирбижекова, И.В. Прозорова, Н.А. Небогина, А.А. Гринько, Н.В. Юдина // Нефтехимия. – 2016. – Т. 56, № 5. – С. 539–544.

10. Тронов В.П., Гуськов А.И., Мельников Г.М. Об условиях формирования АСПО на поздней стадии разработки // Проблемы нефтегазового комплекса России. Горное дело: тез. докл. Междунар. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1998. – С. 106–108.

11. Татьяна О.С., Сахабутдинов Р.З., Губайдуллин Ф.Р. Исследование условий образования отложений в системе транспорта нефти // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 8. – С. 43–46.

12. Махонин Г.М., Петров А.А., Борисов С.И. Поверхностно-активные компоненты стабилизаторов нефтяных эмульсий // Химия и технология топлив и масел. – 1979. – № 12. – С. 38–41.

13. Небогина Н.А., Прозорова И.В., Юдина Н.В. Влияние степени обводненности нефти и минерализации водной фазы водонефтяных эмульсий на структуру природных нефтяных эмульгаторов // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2016. – № 12. – С. 10–15.

14. Sjoblom J., Hemmingsen P.V., Kallevik H. The role of asphaltenes in stabilizing water-in-crude oil emulsions // Asphaltenes, Heavy oils and Petroleomics / Ed. by O.C. Mullins, E.Y. Sheu, A. Hammami, A.G. Marshall. – New York: Springer Science, 2007. – P. 549–589.

15. Глущенко В.Н. Обратные эмульсии и суспензии в нефтегазовой промышленности. – М.: Интерконтакт Наука, 2008. – 725 с.

16. Influence of the speed mixing on viscosity and droplet size of oil in water emulsions / M.V. Peralta-Martinez, A. Arriola-Madellin, E. Manzanares-Papayanopoulos, R. Sanchez-Sanchez, E.M. Palacios-Lozano // Petroleum Science and Technology. – 2004. – Vol. 22, № 7-8. – P. 1035–1043.

References

1. Tronov V.P. Mekhanizm obrazovaniia smoloparafinykh otlozhenii i bor'ba s nimi [Mechanism of formation of smoloparaffin deposits and their control]. Moscow, Nedra, 1969, 192 p.

2. Tumanian B.P. Nauchnye i prikladnye aspekty teorii neftianyykh dispersnykh system [Scientific and applied aspects of the theory of oil dispersed systems]. Moscow, Tehnika, 2000, 336 p.

3. Paso K. G. and Scott Fogler H.. Bulk Stabilization in Wax Deposition Systems. *Energy & Fuels*, 2004. no.18, P. 1005-1013.

4. Zhang Y., Gong J., Ren Y., Wang P. Effect of Emulsion Characteristics on Wax Deposition from Water-in-Waxy Crude Oil Emulsions under Static Cooling Conditions. *Energy & Fuels*, 2010, vol. 24, P. 1146 –1155.

5. Couto G.H., Chen H., Dellecase E., Sarica C., Volk M. An Investigation of Two-Phase Oil/Water Paraffin Deposition. *SPE Production & Operations J.*, 2008, vol. 23, no. 1, P. 49 – 53.

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

7. Kirbizhekova E.V., Prozorova I.V., Iudina N.V. Issledovanie sostava asfal'tosmoloparafinykh otlozhenii pri obrazovanii obratnykh vodoneftniaykh emul'sii [Investigation of the composition of asphalt-resin-paraffin deposits in the formation of inverse waterless oil emulsions]. *Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta*, 2014, no. 388, P. 257–262

8. Litvinets I.V. Vliianie ingibiruiushchikh prisadok na protsess obrazovaniia asfal'tosmoloparafinykh otlozhenii neftianyykh dispersnykh system [Influence of inhibitory additives on the process of formation of asphalt-tar-paraffin deposits of oil dispersed systems]. Ph.D. thesis. Tomsk, 2016, 181 p.

9. Kirbizhekova E.V., Prozorova I.V., Nebogina N.A., Grin'ko A.A., Iudina N.V. Zavisimost' sostava asfal'tosmoloparafinykh otlozhenii ot stepeni obvodnennosti nefti [Dependence of the composition of asphalt-resin-paraffin deposits on the degree of water cut in oil]. *Neftekhimiia*, 2016, vol. 56, no. 8, P. 765-770.

10. Tronov V.P., Gus'kov A.I., Mel'nikov G.M. Ob usloviakh formirovaniia ASPO na pozdnei stadii razrabotki [On the conditions for the formation of AFS at a late stage of development]. *Problemy neftegazovogo kompleksa Rossii. Gornoe delo*. Ufa, UGNTU, 1998, P. 106-108.

11. Tat'ianina O.S., Sakhabutdinov R.Z., Gubaidullin F.R. Issledovanie uslovii obrazovaniia otlozhenii v sisteme transporta nefi [Investigation of the conditions for the formation of deposits in the oil transport system]. *Neftepromyslovoe delo*, 2008, no. 8, pp. 43-46.

12. Makhonin G.M., Petrov A.A., Borisov S.I. Poverkhnostno-aktivnye komponenty stabilizatorov neftiannykh emul'sii [Surface-active components of oil emulsion stabilizers]. *Khimiya i tekhnologiya topliv i masel*, 1979, no. 12, pp. 38-41.

13. Nebogina N.A., Prozorova I.V., Iudina N.V. Vliianie stepeni obvodnennosti nefi i mineralizatsii vodnoi fazy vodoneftiannykh emul'sii na strukturu prirodnykh neftiannykh emul'gatorov [Influence of the degree of water cut in oil and mineralization of the aqueous phase of water-oil emulsions on the structure of natural oil emulsifiers]. *Neftepererabotka i neftekhimiya. Nauchno-tekhnicheskie dostizheniia i peredovoi opyt*, 2016, no. 12, pp. 10-15.

14. Sjoblom J., Hemmingsen P.V., Kallevik H. The role of asphaltenes in stabilizing water-in-crude oil emulsions. *Asphaltenes, Heavy oils, and Petroleumics*. Ed. by O.C. Mullins, E.Y. Sheu, A. Hammami, A.G. Marshall. New York, Springer Science, 2007, pp. 549-589.

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

16. Peralta-Martinez M.V., Arriola-Madellin A., Manzanares-Papayanopoulos E., Sanchez-Sanchez R., Palacios-Lozano E.M. Influence of the speed mixing on viscosity and droplet size of oil in water emulsions. *Petroleum Science and Technology*, 2004, vol. 22, no. 7-8, pp. 1035-1043.

Получено 31.10.2017

Об авторах

Литвинец Ирина Валерьевна (Томск, Россия) – кандидат химических наук, мл. науч. сотр. лаборатории реологии нефти ИХН СО РАН (634055, г. Томск, пр. Академический, 4, ИХН СО РАН, e-mail: iralitinets@yandex.ru).

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

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

About the authors

Irina V. Litvinets (Tomsk, Russian Federation) – Ph.D. in Chemical Sciences, Junior scientist, Laboratory of oil Rheology, Institute of Petroleum Chemistry Russian Academy of Sciences Siberian Branch.

Nadejda 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.

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.