

ХИМИЯ

УДК 622.276.8

Е.В. Кирбижекова, И.В. Прозорова, Н.В. Юдина

ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТАВА АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ОБРАЗОВАНИИ ОБРАТНЫХ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Представлены результаты исследования состава АСПО, выделенных из водонефтяных эмульсий на основе высокопарафинистой смолистой нефти, в зависимости от содержания и минерализации водной фазы. Установлено, что с увеличением обводненности эмульсии содержание парафиновых углеводородов нормального строения и асфальтеновых компонентов в составе АСПО значительно возрастает, что приводит к изменению типа формирующихся АСПО. Показано, что концентрация карбоксильных групп и основного азота, входящих в состав гетероатомных соединений АСПО, экстремально зависит от обводненности эмульсий с максимумом, приходящимся на 30% водной фазы.

Ключевые слова: водонефтяная эмульсия; асфальтосмолопарафиновые отложения; парафиновые углеводороды; смолы; асфальтены; нефтяные кислоты; азотистые основания.

Одной из наиболее распространенных и серьезных проблем при добыче, транспорте и подготовке нефти является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в призабойной зоне пласта и на поверхностях промышленного оборудования. Длительная эксплуатация месторождений приводит к росту обводненности добываемых нефтей и формированию в скважинах устойчивых водонефтяных эмульсий, что зачастую усиливает процессы осадкообразования. Для эффективного решения вопросов борьбы с АСПО необходимо учитывать особенности состава образующихся АСПО в зависимости от влияния тех или иных факторов.

Цель данной работы – установить зависимость состава АСПО от обводненности и минерализации водной фазы водонефтяных эмульсий на основе высокопарафинистой смолистой нефти.

В качестве объектов исследования были выбраны АСПО, выделенные из исходной нефти и модельных обратных водонефтяных эмульсий на основе высокопарафинистой смолистой нефти (содержание парафиновых углеводородов, смол и асфальтенов составляет 18,2; 9,9 и 2,8 мас.% соответственно). Водонефтяные эмульсии готовили 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 об.%, использовали дистиллированную воду (ДВ) и пластовую воду (ПВ) хлоркальциевого типа с общей минерализацией 450 г/л и плотностью 1301 кг/м³. Минерализацию водной фазы регулировали разбавлением исходной пластовой воды дистиллированной водой.

Процесс осадкообразования моделировали с помощью установки, основанной на методе «холодного стержня». Температура среды и осадкообразующей поверхности составляла 70 и 12°C соответственно. Групповой состав АСПО определяли методом колонной жидкостно-адсорбционной хроматографии. Асфальтены выделяли «холодным» способом Гольде. Содержание парафиновых углеводородов (ПУ) нормального строения определяли с использованием метода высокотемпературной газожидкостной хроматографии. Концентрацию карбоксильных групп и основного азота в составе АСПО определяли с помощью неводного потенциометрического титрования.

Анализ группового состава АСПО показал, что добавление воды в нефтяную систему приводит к значительному увеличению содержания асфальтеновых компонентов и снижению доли смолистых веществ (табл. 1). Для осадка, выделенного из 10% эмульсии, наблюдаются повышение доли асфальтенов в 5 раз и снижение содержания смол почти в 1,5 раза, по сравнению с осадком, полученным из безводной нефти. С ростом обводненности эмульсии до 70% содержание смолистых компонентов в составе АСПО практически не изменяется. Максимальное содержание асфальтенов приходится на осадки, выделенные из 30 и 50% эмульсий. При этом в составе АСПО 50% эмульсии наблюдается существенное увеличение доли ПУ – в 2 раза, по сравнению с АСПО из 30% эмульсии. При обводненности 70% содержание ПУ в осадке выше в 2,5 раза, чем в осадке, выделенном из безводной нефти. Следует отметить, что в составе ПУ также происходят значительные изменения, которые подробно нами рассмотрены в [1].

Таблица 1
Групповой состав АСПО, выделенных из исходной нефти и эмульсий в зависимости от содержания водной фазы

Образец	Содержание, мас.%			β
	Масла (ПУ)	Смолы	Асфальтены	
Нефть	64,4 (11,6)	34,2	1,4	0,3
10% ДВ	69,4 (12,9)	23,2	7,4	0,4
30% ДВ	69,2 (13,8)	22,2	8,6	0,4
50% ДВ	69,1 (27,0)	22,2	8,7	0,9
70% ДВ	70,4 (31,9)	22,9	6,7	1,1

Увеличение доли асфальтеновых компонентов с появлением воды, вероятно, связано с фазовыми переходами в молекулярной подсистеме асфальтены / смолы [2]. В работах [3, 4] описаны два возможных типа структурных превращений при температурах выше 30°C. Первый тип – переход первого порядка между плотно упакованной и слабо связанной структурами в адсорбированных слоях молекул смол. Другой возможный механизм – изменение поверхностной энергии асфальтеновых агрегатов благодаря фазовому переходу в их внутренней молекулярной структуре.

Асфальтены, как известно, играют основную роль в стабилизации водонефтяных эмульсий. При этом чаще всего стабильность эмульсии определяется степенью агрегации асфальтенов, а не их концентрацией.

Тип сил, посредством которых асфальтены, смолы и ПУ взаимодействуют в нефтяных системах (в том числе в водонефтяных эмульсиях и АСПО), до сих пор является предметом обсуждения. В качестве основных механизмов рассматривают ассоциацию путем водородных связей и образование π - π комплексов

с переносом заряда [3]. Водородная связь образуется между донором протона (кислотой Льюиса) и донором неподеленной пары электронов (основанием Льюиса). Согласно М. Салимову [5], основанием Льюиса в водородной связи с молекулами воды могут служить ароматические секстеты π -электронов бензольного кольца, что позволяет утверждать, что водородные связи с молекулами воды могут возникать у всех высокомолекулярных соединений нефти, что хорошо согласуется с наблюдаемой легкостью образования и стойкостью эмульсий нефтей с высоким содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов. Благодаря этим взаимодействиям молекулы асфальтенов могут влиять как на структуру эмульсий, формируя механические барьеры вокруг капель воды, так и структуру АСПО [3].

Увеличение концентрации солей в водонефтяной системе приводит к незначительному снижению доли масляной фракции (на 2–4%) в составе АСПО, полученных из эмульсий. При этом содержание ПУ в осадках практически не изменяется (табл. 2).

Таблица 2

Групповой состав осадков, выделенных из водонефтяных эмульсий, в зависимости от минерализации водной фазы

Образец	Содержание, мас. %			β
	Масла (ПУ)	Смолы	Асфальтены	
30% ДВ	69,2 (13,8)	22,2	8,6	0,4
30% ПВ 5 г/л	69,0 (13,0)	21,5	9,5	0,4
30% ПВ 50 г/л	67,0 (13,7)	21,8	11,2	0,4
30% ПВ 150 г/л	67,4 (13,7)	19,8	12,8	0,4
30% ПВ 250 г/л	66,1 (13,1)	19,9	14,0	0,4
30% ПВ 450 г/л	64,8 (12,7)	13,5	21,7	0,4

Повышение минерализации водной фазы эмульсии сопровождается значительным возрастанием содержания асфальтеновых компонентов в составе осадков. Так, в АСПО, выделенных из эмульсии на основе рассольной ПВ с минерализацией 450 г/л, доля асфальтенов увеличивается в 2,5–2,7 раза, по сравнению с АСПО, полученными из эмульсии на основе ДВ. При этом содержание смолистых компонентов в осадках снижается в 1,6–2,1 раза.

В зависимости от содержания парафиновых углеводородов, смол, асфальтенов и их соотношения ($\beta = \text{ПУ/САВ}$) нефтяные отложения подразделяются на следующие типы: парафиновый $\beta > 1,1$; смешанный $\beta \approx 0,9$ –1,1 и асфальтеновый $\beta < 0,9$ [6]. Следует отметить, что тип осадка является важной характеристикой, от которой во многом зависит выбор наиболее оптимальных условий и метода удаления АСПО.

С повышением обводненности нефтяной системы наблюдается снижение значений β , что приводит к изменению типа осадка: от асфальтенового (АСПО, выделенные из 10–30% эмульсий) до смешанного типа (АСПО, выделенные из 50–70% эмульсий), что происходит за счет роста доли н-алканов (табл. 1). Увеличение минерализации водной фазы эмульсий не изменяет тип образующихся АСПО (табл. 2).

В ИК-спектрах нефтяных фракций обнаруживаются практически все характеристические полосы поглощения (ПП) основных функциональных групп многоатомных органических молекул. Анализ ИК-спектров АСПО, выделенных из нефти и водонефтя-

ных эмульсий, показывает, что спектры исследуемых образцов имеют схожий характер. Разница в данных спектрах обусловлена различной интенсивностью ПП, что соответствует различному содержанию отдельных структурных групп (рис. 1). Количественные расчеты, связывающие интенсивность поглощения с содержанием той или иной функциональной группы, затруднены вследствие перекрытия и наложения ПП, сопровождающихся искажением их формы и интенсивности. Поэтому при рассмотрении ИК-спектров нефтяных образцов наибольший интерес представляет расчет спектральных коэффициентов – отношений оптических плотностей (D) характеристических ПП различных структур [7]. Использование таких соотношений позволяет провести сравнение содержания различных структурных групп гораздо точнее, чем при сопоставлении абсолютных интенсивностей полос (табл. 3).

Отмечено, что для АСПО характерно более высокое содержание ароматических и конденсированных ароматических фрагментов, по сравнению с исходной нефтью, что согласуется с данными по групповому составу осадков и, вероятно, связано с повышением доли САК в АСПО. Осадки, выделенные из нефти, характеризуются более высокой разветвленностью парафиновых структур, а также увеличением содержания полярных кислородсодержащих функциональных групп (карбонильных, сульфоксидных), что также связано с возрастанием доли САК в осадках.

В составе АСПО, выделенных из эмульсий, наблюдается снижение содержания конденсирован-

ных ароматических фрагментов (за исключением осадка, полученного из 30% эмульсии), по сравнению с АСПО, выделенными из безводной нефти. Снижается содержание метильных и повышается доля метиленовых групп, что свидетельствует об увеличении

длины алифатических заместителей. Наблюдаемые изменения согласуются с данными по групповому составу АСПО и обусловлены значительным возрастанием доли ПУ в осадках при увеличении содержания водной фазы в эмульсии.

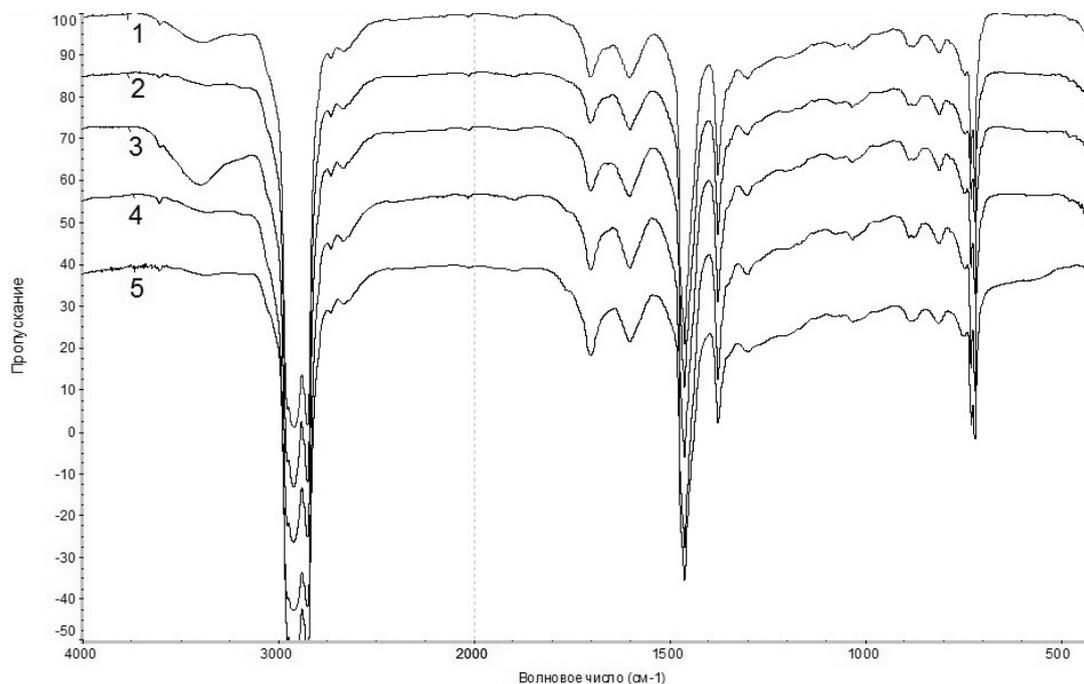


Рис. 1. ИК-спектры АСПО, выделенных из эмульсий с различным содержанием водной фазы: 10% ДВ (1); 30% ДВ (2); 30% ПВ 150 г/л (3); 50% ДВ (4); 70% ДВ (5)

Таблица 3

Спектральные коэффициенты для исходной нефти и АСПО, выделенных из нефти и водонефтяных эмульсий

Спектральные коэффициенты		Исх. нефть	Образец АСПО					
			Нефть	10% ДВ	30% ДВ	30% ПВ 150	50% ДВ	70% ДВ
Условное содержание конденсированных ароматических фрагментов	D_{750}/D_{725}	0,39	0,41	0,38	0,45	0,44	0,36	0,36
Условное содержание ароматических структур	D_{1610}/D_{1465}	0,07	0,12	0,11	0,11	0,12	0,11	0,11
Условное содержание парафиновых структур	D_{725}/D_{1465}	0,27	0,28	0,28	0,27	0,27	0,28	0,30
Коэффициент разветвленности – условное содержание CH_3 -групп	D_{1380}/D_{1465}	0,31	0,35	0,31	0,35	0,34	0,31	0,31
Условное соотношение $(-\text{CH}_2-)/-\text{CH}_3$ – Содержание длинных цепей $(-\text{CH}_2-)$	D_{725}/D_{1380}	0,88	0,79	0,92	0,75	0,76	0,91	1,00
Условное содержание $-\text{C}=\text{O}$	D_{1710}/D_{1465}	0,04	0,12	0,11	0,11	0,13	0,11	0,13
Условное содержание $-\text{S}=\text{O}$	D_{1030}/D_{1465}	0,05	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07

Для осадка, выделенного из 30% эмульсии, характерны максимальное содержание конденсированных ароматических и разветвленных парафиновых фрагментов, а также минимальное содержание длинных алифатических цепочек. Вероятно, это связано с максимальной концентрацией асфальтеновых компонентов, характерной для данного осадка, при относительно невысоком содержании ПУ, по сравнению с осадками, выделенными из эмульсий с 50–70% ДВ.

Спектральные коэффициенты для АСПО, выделенных из 30% эмульсии с ДВ и ПВ (с минерализацией 150 г/л), имеют близкие значения. Отмечено некоторое увеличение содержания ароматических структур и карбонильных групп в составе АСПО в присутствии солей.

Таким образом, с помощью ИК-спектроскопии были выявлены изменения в составе исследуемых АСПО, которые согласуются с данными по групповому составу.

Согласно литературным данным [8, 9], в АСПО концентрируются полярные природные ПАВ нефти, повышающие прочность их сцепления с металлическими поверхностями и облегчающие проникновение вглубь зазоров, трещин на поверхностях нефтепромышленного оборудования. Кроме того, природные ПАВ являются стабилизаторами водонефтяных эмульсий. Они способствуют образованию структурно-механического барьера на поверхности глобул воды и препятствуют их коалесценции, затрудняют разрушение эмульсии с образованием макрофаз.

К природным ПАВ нефти относятся полярные кислород-, азот- и серосодержащие компоненты, такие как нефтяные кислоты, фенолы, азотистые основания, смолисто-асфальтеновые вещества. Среди анионоактивных ПАВ нефти наибольшее значение имеют нефтяные кислоты, являющиеся наиболее изученным классом кислородсодержащих соединений нефти. Нефтяные кислоты представляют собой смесь органических кислот с различными молекулярными массами, содержащих в молекуле алифатические, циклоалкановые и ареновые радикалы. Основную массу нефтяных кислот составляют производные моноциклоалканов с общей формулой $C_nH_{2n-1}COOH$ ($n = 5, 6, 9$), которые получили название нафтеновых кислот [10, 11].

Среди катионоактивных ПАВ наибольшее значение имеют азотистые основания. Сильноосновные азотсодержащие соединения представлены пиридинами и их производными, к слабоосновным азотсодержащим соединениям относятся соединения ряда пиридонов [10].

Так как вещества, обладающие значительной поверхностной активностью, оказывают влияние на та-

кие процессы нефтедобычи, как эмульгирование, отложение парафинов и солей, было исследовано изменение концентрации карбоксильных групп и основного азота в составе АСПО в зависимости от содержания и минерализации водной фазы эмульсий.

По данным потенциометрического титрования установлено, что в исходной нефти содержится 0,203 мас.% карбоксильных групп, 0,036 и 0,062 мас.% сильноосновного и слабоосновного азота соответственно.

При исследовании влияния обводненности эмульсий на содержание природных нефтяных ПАВ в АСПО показано, что увеличение доли водной фазы в эмульсии до 30% приводит к увеличению содержания карбоксильных групп в составе осадка в 1,3–1,5 раза, по сравнению с АСПО, выделенного из нефти (рис. 2, а). При дальнейшем росте обводненности эмульсий до 70% наблюдается снижение концентрации карбоксильных групп в составе осадка в 2 раза, по сравнению с осадком, полученным из 30% эмульсии, и составляет 0,226 мас.%, что в 1,6 раза ниже, чем их содержание в АСПО, выделенного из безводной нефти.

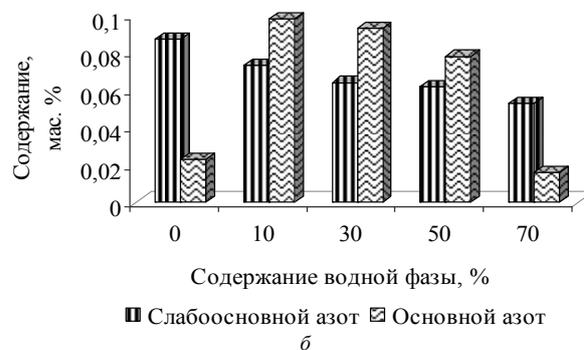
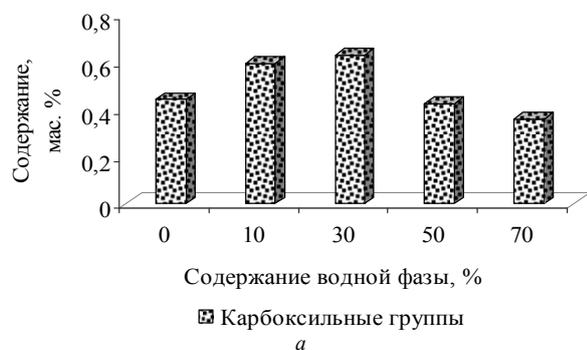


Рис. 2. Влияние обводненности эмульсий на содержание карбоксильных групп (а), основного и слабоосновного азота (б) в составе АСПО

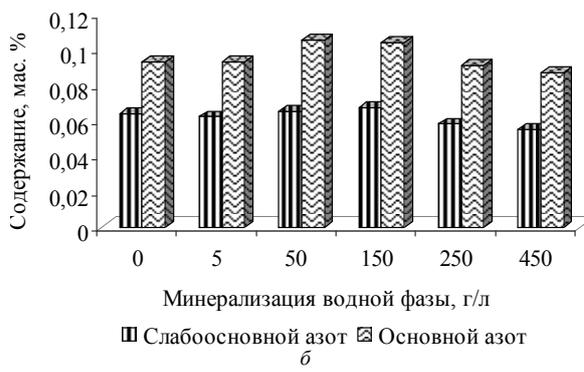
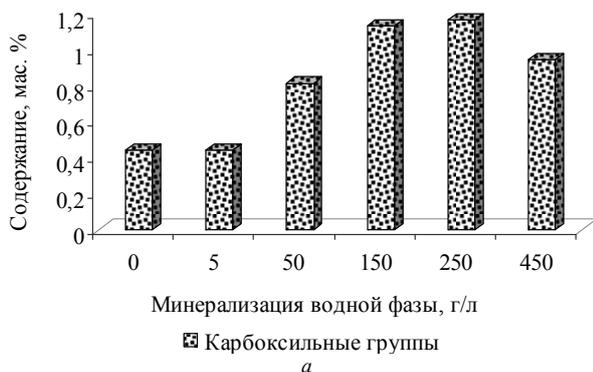


Рис. 3. Влияние минерализации водной фазы эмульсий на содержание карбоксильных групп (а), основного и слабоосновного азота (б) в составе АСПО

Наличие воды в нефтяной системе оказывает влияние и на содержание азотистых оснований: в составе осадка, выделенного из 10% эмульсии, наблюдаются увеличение доли основного азота в 4,3 раза, по сравнению с нефтяным осадком, и снижение доли слабоосновного азота в 1,2 раза (рис. 2, б). С увеличением содержания воды в эмульсиях до 70% наблюдается монотонное снижение концентрации основного и слабоосновного азота. При этом концентрация слабоосновного азота снижается почти в 1,4 раза по сравнению с осадком 10% эмуль-

сии, в то время как содержание основного азота уменьшается в 2 раза для этих же образцов.

Снижение концентрации нефтяных ПАВ в осадке при значительной обводненности эмульсий, вероятно, обусловлено формированием сильно развитой поверхности раздела фаз «нефть – вода», вследствие чего происходят перераспределение содержания ПАВ в объеме и их концентрирование в межфазных слоях эмульсий, а не в осадке [7].

При увеличении содержания солей в эмульсии содержание основного и слабоосновного азота в составе

АСПО практически не изменяется, однако наблюдается тенденция к увеличению доли карбоксильных групп (см. рис. 3). Максимум их содержания приходится на осадок, выделенный из эмульсии с минерализацией 250 г/л, и составляет 1,165 мас.%, что в 2,5 раза выше, по сравнению с осадком, выделенным из эмульсии на основе ДВ.

Таким образом, содержание водной фазы в эмульсии влияет как на содержание карбоксильных групп, так и на содержание основного азота в осадке, в то время как минерализация водной фазы эмульсий оказывает влияние в основном на концентрацию карбоксильных групп.

Таким образом, получены новые данные о составе АСПО, образующихся в водонефтяных эмульсиях на основе высокопарафинистой смолистой нефти с различным содержанием и минерализацией водной фазы. Установлено, что обводненность эмульсии оказывает значительное влияние на содержание парафиновых и асфальтеновых компонентов в АСПО. Для эмульсий с 10–30%-ным содержанием водной фазы характерно образование АСПО асфальтенового типа, как и для

исходной нефти. Максимальное содержание асфальтенов приходится на АСПО 30–50% эмульсий. При 50–70%-ной обводненности формируются АСПО смешанного типа вследствие значительного увеличения доли парафиновых углеводородов в их составе. Увеличение минерализации водной фазы приводит к увеличению доли асфальтеновых компонентов в осадке, но не влияет на содержание парафиновых углеводородов и тип АСПО.

Показано, что наличие воды в системе (в количестве 10–30%) усиливает концентрирование в АСПО карбоксильных групп и сильноосновного азота, входящих в состав природных ПАВ нефти – нефтяных кислот и азотистых оснований. Увеличение обводненности эмульсии до 70% приводит к снижению содержания данных функциональных групп в осадке, что, вероятно, связано с формированием развитой поверхности раздела фаз «нефть – вода» и концентрированием природных ПАВ в межфазных слоях эмульсии. Минерализация водной фазы эмульсий оказывает влияние преимущественно на концентрацию карбоксильных групп в АСПО.

ЛИТЕРАТУРА

1. Прозорова И.В., Кирбижекова Е.В., Юдина Н.В. Влияние температуры и степени обводненности нефти на состав асфальтосмолопарафиновых отложений // Нефтепереработка и нефтехимия. 2011. № 3. С. 18–21.
2. Евдокимов И.Н., Елисеев Н.Ю. Температурные особенности образования отложений из жидких сред с повышенным содержанием смолисто-асфальтеновых веществ // Наука и технология углеводородов. 2000. № 1. С. 52–56.
3. Поконова Ю.В. Химия смолисто-асфальтеновых веществ нефти. Л.: Изд-во ЛПИ, 1978. 85 с.
4. Евдокимов И.Н., Елисеев Н.Ю. Особенности вязкого течения жидких сред со смолисто-асфальтеновыми веществами // Химия и технология топлив и масел. 1999. № 6. С. 32–34.
5. Салимов М. Бич нефтяников – отложения парафина и асфальтосмолистых компонентов. URL: <http://www.msalimov/narod.ru/Parafin.htm>
6. Ибрагимов Г.З., Сорокин В.А., Хисамутдинов Н.И. Химические реагенты для добычи нефти: Справочник рабочего. М.: Недра, 1986. 240 с.
7. Калугина Н.П. Инфракрасная спектроскопия при геохимических исследованиях нефтей и конденсатов (на примере месторождений Туркменистана). Ашхабад: Ылым, 1986. 156 с.
8. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. 653 с.
9. Тронов В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. М.: Недра, 1969. 192 с.
10. Поконова Ю.В., Гайле А.А., Спиркин В.Г. и др. Химия нефти. Л.: Химия, 1984. 360 с.
11. Сваровская Н.А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: учеб. пособие. Томск: Изд-во ТПУ, 2004. 268 с.

Статья представлена научной редакцией «Химия» 19 июня 2014 г.

THE STUDY OF ASPHALTENE-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS COMPOSITION FROM WATER-IN-OIL EMULSIONS
Tomsk State University Journal, 2014, 388, pp. 257-262. DOI: 10.17223/15617793/388/42

Kirbizhekova Ekaterina V., Prozorova Irina V., Yudina Natalia V. Institute of Petroleum Chemistry, SB RAS (Tomsk, Russian Federation). E-mail: kirbizhekova@gmail.com; piv@ipc.tsc.ru; natal@ipc.tsc.ru

Keywords: water-in-oil emulsion; asphaltene-resin-paraffin deposit; paraffins, resins; asphaltenes; petroleum acids; nitrogenous bases.

Formation of asphaltene-resin-paraffin deposits (ARPD) is a serious problem during petroleum production. The deposition buildup decreases the pipeline radius available for flow, limits the operating capacities and even blocks the line. There are many factors that influence the ARPD process. The water presence in the paraffinic oil leads to formation of water-in-oil emulsions. These emulsions can be very stable as a result of the presence of polar components such as asphaltenes and resins. But very few studies have been conducted to investigate deposition process under different oil-water conditions. The effect of emulsion characteristics – water cut and water phase salinity – on deposition from water-in-oil emulsions was researched in this study. Oil-water paraffin deposit tests were conducted using paraffinic oil with high resin and asphaltene content. Invert emulsions were prepared with distilled water and brine using a blender with the mixing speed of 2000 rpm for 10 minutes. The deposits were recovered by the "cold finger" method. By the liquid adsorption column chromatography method it was shown that emulsion water cut has a significant influence on the content of paraffin an

d asphaltene components in deposits. Emulsions containing 10–30% of an aqueous phase are characterized by the formation of asphaltene ARPD type like parent oil. Maximum asphaltene content accounts for ARPD of 30–50% of emulsion water cut. Mixed type ARPD are formed due to a significant increase in the share of paraffinic hydrocarbons in their composition at 50–70% of water cut. Increasing salinity of the aqueous phase leads to an increase in the proportion of asphaltene components in the sludge, but does not affect the content of paraffinic hydrocarbons and deposit type. Using non-aqueous potentiometric titration it was found that the water presence in the oil system (10–30% of water cut) increases the concentration of the carboxyl groups and basic nitrogen which are part of the natural oil surfactants – petroleum acids and nitrogenous bases. The water cut increasing to 70% leads to the reduction

of these functional groups concentration in the studied deposits. This is probably due to the significant increasing of the interfacial (oil – water) area and concentrating of natural surfactants in the interfacial layer of the emulsion. It was established that the water phase salinity in emulsion mainly has an effect on the concentration of carboxyl groups in the asphaltene-resin-paraffin deposit.

REFERENCES

1. Prozorova I.V., Kirbizhekova E.V., Yudina N.V. Influence of temperature and water-content level of petroleum on structure of asphalt-tar-paraffin deposits. *Neftepererabotka i neftekhimiya*, 2011, no. 3, pp. 18-21. (In Russian).
2. Evdokimov I.N., Eliseev N.Yu. Temperaturnye osobennosti obrazovaniya otlozheniy iz zhidkikh sred s povyshennym soderzhaniiem smolisto-asfal'tenovykh veshchestv [The temperature characteristics of the deposits of liquid media with a high content of resin-asphaltenes]. *Nauka i tekhnologiya uglevodorodov – Science and Technology of Hydrocarbons*, 2000, no. 1, pp. 52-56.
3. Pokonova Yu.V. *Khimiya smolisto-asfal'tenovykh veshchestv nefi* [Chemistry of resin-asphaltene substances of oil]. Leningrad: LTI Publ., 1978. 85 p.
4. Evdokimov I.N., Eliseev N.Yu. Osobennosti vyazkogo techeniya zhidkikh sred so smolisto-asfal'tenovymi veshchestvami [Features of viscous flow of liquid media with resin-asphaltene substances]. *Khimiya i tekhnologiya topliv i masel – Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 1999, no. 6, pp. 32-34.
5. Salimov M. *Bich neftyanikov – otlozheniya parafina i asfal'tosmolistykh komponentov* [The problem of petroleum engineers – depositions of paraffin and asphaltene components]. Available at: <http://www.msalimov/narod.ru/Parafin.htm>.
6. Ibragimov G.Z., Sorokin V.A., Khisamutdinov N.I. *Khimicheskie reagenty dlya dobychi nefi: Spravochnik rabochego* [Chemicals for oil production: manual]. Moscow: Nedra Publ., 1986. 240 p.
7. Kalugina N.P. *Infrakrasnaya spektrometriya pri geokhimicheskikh issledovaniyakh neftey i kondensatov (na primere mestorozhdeniy Turkmenistana)* [Infrared spectrometry in geochemical studies of oils and condensates (by example of deposits of Turkmenistan)]. Ashkhabad: Ylym Publ., 1986. 156 p.
8. Persiyantsev M.N. *Dobycha nefi v oslozhnennykh usloviyakh* [Oil production in the complicated conditions]. Moscow: Nedra-Biznestsentr Publ., 2000. 653 p.
9. Tronov V.P. *Mekhanizm obrazovaniya smoloparafinykh otlozheniy i bor'ba s nimi* [The mechanism of formation of resin-paraffin deposits and fight with them]. Moscow: Nedra Publ., 1969. 192 p.
10. Pokonova Yu.V., Gayle A.A., Spirkin V.G. et al. *Khimiya nefi* [Chemistry of oil]. Leningrad: Khimiya Publ., 1984. 360 p.
11. Svarovskaya N.A. *Podgotovka, transport i khranenie skvazhinnoy produktsii* [Preparation, transportation and storage of well production]. Tomsk: TPU Publ., 2004. 268 p.

Received: 19 June 2014