

УДК 665.613

ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТАВА И СВОЙСТВ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ ПРИ ВОЗДЕЙСТВИИ НА НИХ НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩИХ КОМПОЗИЦИЙ В ЛАБОРАТОРНЫХ УСЛОВИЯХ

Л.Д. Стахина^{1,3}, И.В. Русских¹, Н.А. Красная^{1,2}, Е.Б. Стрельникова¹, Е.В. Гулая¹, О.В. Серебренникова^{1,2}

¹Институт химии нефти СО РАН, г. Томск

²Томский политехнический университет

³Томский государственный университет

E-mail: sl@ipc.tsc.ru

Изучено влияние поверхностно-активных веществ и компонентов нефтевытесняющих композиций на свойства и состав высоковязких нефтей в результате термостатирования системы нефть–композиция (нефть–вода) в лабораторных условиях. Показано, что присутствие композиции в системе приводит к снижению содержания твердых парафиновых углеводородов, увеличению относительного содержания ароматических структур и смолисто-асфальтовых компонентов в нефти.

Ключевые слова:

Высоковязкая нефть, нефтевытесняющие композиции, поверхностно-активные вещества, свойства нефтей, состав нефтей.

Введение

В настоящее время в балансе углеводородов, добываемых в мире, в том числе и в России, преобладают высоковязкие нефти, причем наблюдается тенденция к увеличению их доли, что сильно усложняет технологические процессы нефтедобычи [1]. Известно, что существенное влияние на эффективность добычи, выбор оптимального способа извлечения высоковязкой нефти оказывают особенности ее состава и свойств. При техногенном воздействии на пластовую нефть, создании гидродинамических потоков воды и нефти в залежи, закачке горячего пара, вытесняющих агентов и вследствие происходящих при этом физико-химических процессов взаимодействия между пластовыми и закачанными жидкостями возможно изменение физико-химических свойств и состава пластовой и добываемой нефти [1].

Для научного обоснования подходов к созданию технологий извлечения вязких и высоковязких нефтей необходимы как исходные данные о содержании и составе отдельных групп нефтяных компонентов, так и информация о характере изменения состава и свойств нефтей в результате техногенного воздействия на пласт.

Эффективными вытесняющими агентами, используемыми для увеличения нефтеотдачи пласта,

являются композиции, содержащие химические реагенты, в том числе поверхностно-активные вещества (ПАВ) различного типа [2, 3]. Чтобы подобрать ПАВ для нефтевытесняющих композиций и увеличения нефтеотдачи из конкретного месторождения требуется проведение предварительных трудоемких лабораторных исследований. Наибольшие надежды связывают в настоящее время с созданием ПАВ, обладающих высокой поверхностной активностью и совместимостью с пластовыми водами. Такие ПАВ содержат в составе молекулы различные функциональные группы, как например оксиэтиленовые цепи и сульфо- или сульфонатные группы в сульфозтоксилатах, карбоксильные в карбоксиметилатах или катионные и анионные группы в амфолитных ПАВ типа бетаинов. Варьируя длину оксиэтиленовых цепей и степень превращения исходного неионогенного продукта в анионный, можно регулировать свойства ПАВ применительно к условиям конкретных месторождений. В качестве основного или вспомогательного ПАВ стали применять олигомерические соединения, которые отличаются своей молекулярной структурой. Гидрофильную часть молекулы олигомерического ПАВ образуют несколько полярных и ионных функциональных групп, распределенных вдоль углеводородной цепи, которая сравнима

по размерам или больше гидрофобной части молекулы [4].

Цель данной работы – выявление особенностей изменения состава и свойств высоковязких нефтей Монголии под действием нефтевытесняющих композиций, содержащих различные типы ПАВ.

Экспериментальная часть

В качестве объектов исследования использовали высоковязкие нефти Тамсагбулаг (смесь флюидов из 5 скважин), Цагаан-Элс (смесь флюидов из 7 скважин) и Зуунбаян двух горизонтов (1372 и 700 м) основных продуктивных пластов месторождений Монголии. Характеристика нефтей приведена в табл. 1.

Таблица 1. Краткая геологическая характеристика нефтей Монголии

Месторождение	Скважина, №	Возраст отложений	Глубина залегания, м	Породы
Цагаан-Элс	14, 142, 145, 147, А-1, А-2, 1410	альб, апт	1007...1355	аргиллит, алевролит, песчаник
Зуунбаян	–	альб, апт	700...800	
Зуунбаян	1	альб, апт, баррем, готерив	1372	сланцы озерные, редкий алевролит, песчаник
Тамсагбулаг	3, 12, 13, 14, 17	баррем, готерив, валанжин, берриас	2311...2480	туф и туфогенный песчаник

Нефтеносные позднемезозойские рифтовые бассейны Монголии (Тамсагбулаг и Восточно-Гобийский, к которым относятся месторождения Цагаан-Элс и Зуунбаян) характеризуются образованием трещин во времена поздней юры и продолжением его в течение раннего мелового периода. В бассейнах Восточного Гоби и Тамсагбулаг основными нефтематеринскими породами являются озерные сланцы нижнемеловой формации. Одновременно здесь происходило накопление речных и озерных отложений, сопровождающееся периодической вулканической деятельностью.

Образцы исследуемых нефтей отобраны с глубин 700...2480 м. Пластовые температуры для месторождений Цагаан-Элс и Зуунбаян лежат в интервале +30 ...+40 °С, для Тамсагбулаг – +50...+75 °С.

Нефти Монголии обладают относительно высокой плотностью (0,8450...0,8894 г/см³) и вязкостью (178...1996 мПа·с), содержание смолисто-асфальтовых веществ (САВ) составляет 8...18 мас. %, среди которых доля асфальтенов не превышает 1,1 мас. %. Глубже залегающие нефти месторождения Тамсагбулаг (2311...2480 м) содержат меньше САВ (около 8 %), обладают меньшей плотностью (около 0,8450 г/см³), чем выше залегающие восточно-гобийские (Цагаан-Элс и Зуунбаян), в которых содержание САВ в 2 раза больше [5].

Исследуемые нефти относятся к метановому и метано-нафтеновому типам по классификации, принятой ГрозНИИ [6, 7], а по классификации [8], учитывающей концентрации н-алканов и изопренанов, они относятся к типу А¹, т. к. среди углеводородов преобладают н-алканы.

В качестве нефтевытесняющей композиции использовали разработанный в Институте химии нефти СО РАН состав «НИНКА», содержащий водные растворы карбамида, аммиачной селитры и различные виды ПАВ [3]. В данной работе в качестве ПАВ использовали реагенты «НЕОНОЛ НР-50», «НЕОНОЛ АФ 9-12», «НЕФТЕНОЛ ВВД» [9].

Нефть (80 г) термостатировали в присутствии дистиллированной воды (40 г) или нефтевытесняющей композиции (40 г) в закрытом автоклаве при температуре 125 °С в течение 32 ч, затем охлаждали до температуры 20 °С. Время термостатирования подбирали таким образом, чтобы при температуре 125 °С карбамид, входящий в состав композиции, полностью подвергался гидролизу и обеспечивал максимальное действие композиции для вытеснения нефти из породы, а также с учетом пластовой температуры (< 100 °С).

По окончании термостатирования системы нефть–композиция (нефть–дистиллированная вода) выделяли нефтяную фазу и изучали ее свойства, структурный и компонентный состав.

Плотности нефтей определяли пикнометрическим методом [10].

ИК-спектры анализируемых образцов нефтей регистрировали при помощи ИК-Фурье спектрометра Nicolet 5700 (разрешение 4 см⁻¹, число сканов пробы – 64) в области 1800...600 см⁻¹ в тонком слое между стеклами из KBr.

Расчет спектральных коэффициентов (С), отражающих соотношение содержания в нефти различных структур, проводили с использованием значений оптических плотностей (D) полос поглощения при определенных длинах волн в ИК-спектрах нефтей в соответствии с [10, 11]:

- $C_1 = D_{1610}/D_{720}$ – условное отношение всех ароматических к алифатическим структурам;
- $C_2 = D_{818}/D_{1610}$ – условное отношение содержания алкилзамещенных и полициклических ароматических соединений к общему содержанию ароматических структур;
- $C_3 = D_{1380}/D_{720}$ – соотношение СН₃-групп и СН₂-групп длинных парафиновых цепей (условное отношение содержания разветвленных к длинноцепочечным алканам);
- $C_4 = D_{1710}/D_{1465}$ – условное содержание С=О-групп кислородсодержащих структур;
- $C_5 = D_{1660}/D_{1465}$ – условное содержание амидов карбоновых кислот.

Компонентный состав (масла, смолы и асфальтены) нефтей и продуктов их термостатирования определяли гравиметрическим методом.

Предварительно из нефтяных образцов были выделены асфальтены и определено их содержание холодным методом Гольде [10]. Полученные

после отделения асфальтенов мальтены (деасфальтенизат) наносили на силикагель марки АСКГ в аппарате Сокслета, в первую очередь проводили десорбцию масел с сорбента при помощи многократной экстракции гексаном, а затем – смесью метанол+хлороформ (1:1 по объему).

В качестве контрольных применяли исходные образцы нефтей.

Результаты и их обсуждение

Физико-химическая характеристика и компонентный состав нефтей и продуктов их термостатирования с водой и композициями НИНКА, содержащими различные ПАВ, приведены в табл. 2, рисунок. Исходные нефти содержат значительное количество парафинов (9...14 мас. %). В продуктах термостатирования в присутствии композиций для всех изученных нефтей снизилось содержание парафинов, что может являться следствием образования при повышенной температуре устойчивых коллоидных частиц с САВ и введенными в состав композиции водными растворами ПАВ. В тяжелых высокосмолистых нефтях асфальтены находятся в коллоидном состоянии, являются дисперсной фазой, а углеводороды и смолы – дисперсионной средой. Состояние таких коллоидных систем зависит от многих факторов, важнейшими из которых являются: концентрация асфальтенов, количественное соотношение углеводородов и смол, а также химическая природа и молекулярная масса вышеперечисленных групп соединений. Известно, что даже небольшие добавки поверхностно-активных веществ в нефть могут значительно замедлить или даже предотвратить формирование пространственных дисперсных структур, образуемых кристаллами парафинов в нефти [12].

Данные, представленные в табл. 2, показали, что плотности нефтей уменьшаются с глубиной их залегания. Незначительное увеличение плотности, наблюдаемое у исследуемых образцов нефтей после термостатирования, произошло из-за наличия некоторого количества эмульгированной воды, перешедшей в нефтяную фазу из композиций, содержащих водные растворы ПАВ.

Нефти месторождения Тамсагбулаг содержат на 6...8 % больше масел, чем нефти Восточного Го-би (Цагаан-Элс и Зуунбаян). Кроме того, в результате термостатирования нефтей с композицией НИНКА, в зависимости от входящего в ее состав вида ПАВ, в нефтяных фазах произошло изменение содержания масел и САВ (рисунок). Наблюдается тенденция снижения содержания масел на 4...5 отн. %, особенно в более высокосмолистых нефтях Цагаан-Элс и Зуунбаян. Наиболее заметное снижение содержания масел отмечено в нефтяных продуктах, взаимодействующих с композицией НИНКА, содержащей в качестве ПАВ «НЕОНОЛ АФ 9-12», «НЕОНОЛ NP-50». Содержание смол и асфальтенов в продуктах термостатирования нефтей в присутствии композиций увеличилось на 3...5 отн. %.

Таблица 2. Физико-химическая характеристика нефтей и продуктов их термостатирования

Нефти, продукты термостатирования нефтяных систем	Плотность при 20 °С, г/см ³	Содержание парафинов, мас. %
Тамсагбулаг (2311...2480 м)		
Нефть (Н)	0,8450	14,2
Н+вода	0,8595	8,7
Н+композиция (ВВД)	0,8534	–
Н+композиция (АФ 9-12)	0,8517	6,6
Н+композиция (NP-50)	0,8588	8,8
Зуунбаян (1372 м)		
Нефть (Н)	0,8879	12,3
Н+композиция (ВВД)	0,8964	–
Н+композиция (АФ 9-12)	0,8936	7,5
Н+композиция (NP-50)	0,8940	–
Цагаан-Элс (1007...1355 м)		
Нефть (Н)	0,8781	9,5
Н+вода	0,8819	12,1
Н+композиция (ВВД)	0,8823	6,3
Н+композиция (АФ 9-12)	0,8781	–
Н+композиция (NP-50)	0,8776	7,1
Зуунбаян (700...800 м)		
Нефть (Н)	0,8894	10,5
Н+вода	0,9049	9,7
Н+композиция (ВВД)	0,8963	8,9
Н+композиция (АФ 9-12)	0,8981	10,4
Н+композиция (NP-50)	0,8939	–

Структурный состав исходных нефтей и продуктов их термостатирования с композицией (водой) был исследован методом ИК-спектроскопии, определены их спектральные коэффициенты (табл. 3). Анализ полученных результатов показал, что значение спектрального коэффициента C_1 для исходной глубокозалегающей нефти Тамсагбулаг меньше, чем для нефтей Цагаан-Элс и Зуунбаян (700...800 м), что свидетельствует о более высоком содержании в них ароматических структур, тогда как доля полизамещенных ароматических соединений (C_2) в нефти Тамсагбулаг выше на 19...28 % по сравнению с другими исследуемыми нефтями. Максимальное содержание разветвленных алифатических структур (C_3) наблюдается в выше залегающей нефти Зуунбаян (700...800 м).

В результате термостатирования нефтей с композициями более существенные изменения состава произошли в низкосмолистой нефти Зуунбаян (1372 м): возросло общее содержание ароматических ($C_1=0,26...0,38$) и разветвленных алифатических структур (C_3) при воздействии растворами на основе ПАВ АФ 9-12 и NP-50, снизилась доля полизамещенных ароматических соединений (C_2). Тогда как в более высокосмолистых нефтях Цагаан-Элс и Зуунбаян (700...800 м) их количество снизилось ($C_3=1,7...1,4$).

Отмеченные изменения спектральных коэффициентов в продуктах взаимодействия нефтей с композициями, включающими НЕОНОЛЫ АФ 9-12 и NP-50, могут являться следствием хорошей ра-

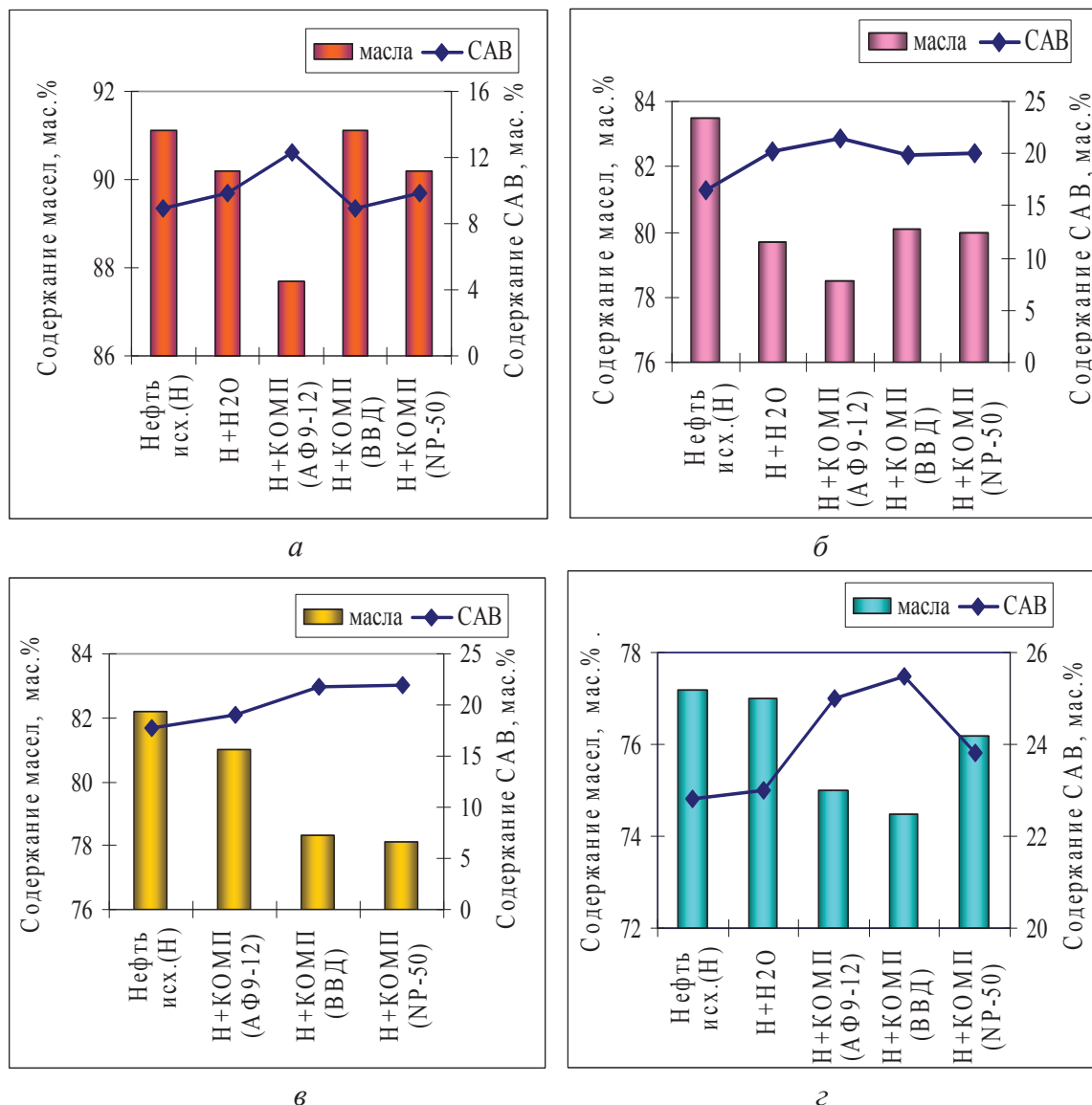


Рисунок. Содержание масел и САВ в нефтях и продуктах их термостатирования в присутствии воды и композиций НИНКА для месторождений: а) Тамсагбулаг; б) Цагаан-Элс; в) Зуунбаян (1372 м); г) Зуунбаян (700...800 м)

створимости вышеуказанных ПАВ в нефтяных системах.

Коэффициенты окисленности (C_4) для продуктов взаимодействия нефтей Тамсагбулаг, Цагаан-Элс и Зуунбаян (700...800, 1372 м) с композициями остались неизменными или незначительно снизились. В продуктах термостатирования исследуемых нефтей незначительно увеличилось содержание амидов карбоновых кислот ($C_3=0,02...0,06$), что свидетельствует о взаимодействии карбоновых кислот с аммиаком, выделившимся в результате гидролиза карбамида.

Помимо установленного влияния ПАВ на состав и свойства нефтей может оказывать воздействие углекислый газ CO_2 , выделившийся при термостатировании из карбамида. Как известно, при температурах до $+150^\circ C$ растворимость в воде жидких углеводородов в присутствии газов снижается в ря-

ду: азот < метан < этан < углекислый газ < пропан. При температурах ниже $+250^\circ C$ присутствие углекислого газа в воде снижало растворимость углеводородов от C_1 до C_{10} , а при более высоких температурах увеличивало. Растворимость фракции углеводородов $C_{10}-C_{15}$ ниже $+180^\circ C$ уменьшалась в присутствии CO_2 , но эффект был намного меньшим, чем для более низкокипящей (предыдущей) фракции. Влияние CO_2 на растворимость фракции углеводородов $C_{10}-C_{15}$ усиливается при температуре выше $+250^\circ C$. Растворимость в воде фракции углеводородов $C_{24}...C_{34}$ увеличивается в присутствии углекислого газа при $+100...+400^\circ C$ [13, 14]. Различное влияние газа при высоких температурах на растворимость в водных системах компонентов нефти разной молекулярной массы может изменять состав растворяющихся в воде смесей углеводородов. В соответствии с вышесказанным

Таблица 3. Спектральные коэффициенты нефтей и продуктов их термостатирования

Нефть, продукты термостатирования нефтяных систем	Спектральные коэффициенты				
	$C_1 = D_{610}/D_{720}$	$C_2 = D_{818}/D_{1610}$	$C_3 = D_{380}/D_{720}$	$C_4 = D_{710}/D_{1465}$	$C_5 = D_{1670}/D_{1465}$
Тамсагбулаг (2311...2480 м)					
Нефть (Н)	0,29	1,06	1,9	0,03	0,02
Н+вода	0,30	1,00	1,9	0,03	0,03
Н+НИНКА (ВВД)	0,28	1,08	1,9	0,03	0,03
Н+НИНКА (АФ 9-12)	0,29	1,07	1,9	0,03	0,03
Н+НИНКА (НР-50)	0,30	0,95	2,0	0,03	0,03
Зуунбаян (1372 м)					
Нефть (Н)	0,26	0,72	1,3	0,05	0,04
Н+НИНКА (ВВД)	0,32	0,58	1,4	0,06	0,06
Н+НИНКА (АФ 9-12)	0,33	0,62	1,5	0,05	0,05
Н+НИНКА (НР-50)	0,38	0,58	1,7	0,05	0,06
Цагаан-Элс (1007...1355 м)					
Нефть (Н)	0,32	0,81	1,7	0,05	0,02
Н+вода	0,35	0,81	1,8	0,03	0,04
Н+НИНКА (ВВД)	0,32	0,97	1,5	0,05	0,05
Н+НИНКА (АФ 9-12)	0,31	0,93	1,5	0,05	0,05
Н+НИНКА (НР-50)	0,31	0,93	1,4	0,04	0,05
Зуунбаян (700...800 м)					
Нефть (Н)	0,49	0,79	2,6	0,04	0,02
Н+вода	0,50	0,79	2,4	0,05	0,06
Н+НИНКА (ВВД)	0,52	0,81	2,6	0,03	0,04
Н+НИНКА (АФ 9-12)	0,52	0,82	2,5	0,04	0,05
Н+НИНКА (НР-50)	0,47	0,80	2,4	0,03	0,05

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сорокин А.В., Сорокин В.Д. Исследование процесса изменчивости физико-химических свойств пластовой нефти при разработке месторождений Западной Сибири. – Тюмень: Вектор-Бук, 2004. – 237 с.
2. Шерстнев Н.М., Гурвич Л.М., Булина И.Г. Применение композиций ПАВ при эксплуатации скважин. – М.: Недра, 1988. – 184 с.
3. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические аспекты технологий увеличения нефтеотдачи (обзор) // Химия в интересах устойчивого развития. – 2001. – № 9. – С. 331–334.
4. Добыча нефти и газа. Применение ПАВ и композиций на их основе для увеличения нефтеотдачи пластов. Механизм вытеснения нефти из пористой среды с применением ПАВ. 2012. URL: <http://oiloot.ru> (дата обращения: 12.03.2013).
5. Хонгорзул Б., Камьянов В.Ф. Структурно-групповой состав компонентов нефтей Монголии // Химия в интересах устойчивого развития. – 2007. – Т. 15. – № 4. – С. 497–502.
6. Вассоевич Н.Б., Бергер М.Г. К наименованию нефтей и их фракций по углеводородному составу // Геология нефти и газа. – 1968. – № 12. – С. 38–41.
7. Канторович А.Э., Стасова О.Ф. Типы нефтей осадочной оболочки земли // Геология и геофизика. – 1978. – № 8. – С. 3–13.
8. Петров Ал.А. Углеводороды нефти. – М.: Наука, 1984. – 263 с.
9. Чуйкина Д.И., Серебренникова О.В., Стасьева Л.А., Фореро Р.

снижение содержания парафинов ($>C_{16}$) в нефтяных фазах изученных нефтей при термостатировании их при 125 °С может быть следствием их большей растворимости в водных фазах.

Выводы

1. Изучено влияние различных видов ПАВ нефтевытесняющей композиции НИНКА («НЕФТЕНОЛ ВВД», «НЕОНОЛ АФ 9–12», «НЕОНОЛ НР-50») на свойства и состав высоковязких нефтей при их термостатировании в лабораторных условиях.
2. Обнаружено незначительное увеличение плотности нефтей за счет эмульгированной воды, перешедшей в нефтяную фазу из композиций, содержащих водные растворы ПАВ.
3. Термостатирование системы нефть–композиция и нефть–вода привело к снижению в нефтяной фазе доли масел, содержания твердых парафинов, увеличению относительного содержания ароматических углеводородов в нефти.
4. Существенных изменений в содержании разветвленных и прямоцепочечных алканов, карбоновых кислот и их амидов в результате термостатирования нефтей с водой и композициями, включающими различные ПАВ, не отмечено.

Работа выполнена в рамках программы СО РАН V.39.3, проект V.39.3.1. «Исследование физико-химических свойств гетерогенных нефтесодержащих систем и их структурной организации на микро- и наномасштабе с целью развития научных основ экологически безопасных технологий извлечения вязких парафинистых нефтей».

- Асеево. Изучение влияния нефтевытесняющих композиций на состав и свойства высокопарафинистых нефтей // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 319. – № 3. – С. 121–124.
10. Современные методы исследования нефтей / под ред. А.И. Богомолова, М.Б. Темянко, Л.И. Хотынцевой. – Л.: Недра, 1984. – 430 с.
11. Калугина Н.П., Глебовская Е.А., Бабаев Ф.Р., Мухамедов П.Р. Инфракрасная спектроскопия нефтей и конденсатов (вопросы методики) / под ред С.С. Савкевича. – А.: Ылым, 1990. – 240 с.
12. Чуйкина Д.И., Серебренникова О.В., И.В. Русских, Е.В. Гуляя, Л.Д. Стахина, П.Б. Кадычагов. Влияние нефтевытесняющих композиций на распределение углеводородов в системе нефть–водная фаза в лабораторных испытаниях // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 321. – № 3. – С. 171–174.
13. Гришин А.Н., Ребиндер П.А., Александрова Э.А., Маркина З.Н. О кристаллизации, структурном застывании и гистерезисе в растворах парафина с добавками поверхностно-активных веществ // ДАН СССР. – 1970. – Т. 194. – № 4. – С. 850–853.
14. Сургучев М.Л., Желтов Ю.В., Симкин Э.М. Физико-химические микропроцессы в нефтегазовых пластах. – М.: Недра, 1984. – 215 с.

Поступила 26.03.2013 г.

THE RESEARCH OF STRUCTURE AND PROPERTIES OF HIGH-VISCOSITY CRUDE OILS UNDER THE EFFECT OF OIL-DISPLACING COMPOSITIONS IN LABORATORY ENVIRONMENT

L.D. Stakhina^{1,3}, I.V. Russkikh¹, N.A. Krasnoyarova^{1,2}, E.B. Strelnikova¹, E.V. Gulaya¹, O.V. Serebrennikova^{1,2}

¹Institute of Petroleum Chemistry, Russian Academy of Sciences, Siberian Branch, Tomsk

²Tomsk Polytechnic University

³Tomsk State University

The authors have studied the influence of surface-active substances and components of oil-displacing compositions on properties and composition of high-viscosity crude oils as a result of thermostating of oil–composition (oil–water) systems in laboratory environment. It was shown that presence of composition in the system results in decreasing the content of solid paraffin hydrocarbons, in increasing abundance ratio of aromatic structures and resinous-asphaltic components in oils.

Key words:

High-viscosity crude oil, oil-displacing compositions, surface-active substances, properties of oils, composition of oils.

REFERENCES

1. Sorokin A.V., Sorokin V.D. *Issledovanie protsessov izmenchivosti fiziko-khimicheskikh svoystv plastovoy nefi pri razrabotke mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri* (Studying the changes of physico-chemical properties of crude oil while field developing in Western Siberia). Tjumen', Vektor-Buk, 2004. 237 p.
2. Sherstnev N.M., Gurvich L.M., Bulina I.G. *Primenenie kompozitsiy PAV pri ekspluatatsii skvazhin* (Application of surface-active reagents at well operation). Moscow, Nedra, 1988. 184 p.
3. Altunina L.K., Kuvshinov V.A. *Khimiya v interesakh ustoychivogo razvitiya*, 2001. 9, pp. 331–334.
4. Dobycha nefi i gaza. *Primenenie PAV i kompozitsiy na ikh osnove dlya uvelicheniya nefteotdachi plastov. Mekhanizm vytesneniya nefi iz poristoy sredy s primeneniem PAV* (Oil and gas recovery. Application of surface-active reagents and composition on their base for increasing reservoir recovery. Oil displacement from porous medium with surface-active reagents). 2012. Available at: <http://oilloom.ru> (accessed 12 March 2013).
5. Khongorzul B., Kamyranov V.F. *Khimiya v interesakh ustoychivogo razvitiya*, 2007. 15, 4, pp. 497–502.
6. Vassoevich N.B., Berger M.G. *Geologiya nefi i gaza*, 1968. 12, pp. 38–41.
7. Kantorovich A.E., Stasova O.F. *Geologiya i geofizika*, 1978. 8, pp. 3–13.
8. Petrov A.I. *Uglevodorody nefi* (Petroleum hydrocarbon). Moscow, Nauka, 1984. 263 p.
9. Chuykina D.I., Serebrennikova O.V., Stas'eva L.A., Forero R. Asvedo. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2011. 319, 3, pp. 121–124.
10. Bogomolov A.I., Temyanko M.B., Hotyntseva L.I. *Sovremennye metody issledovaniya nefey* (Modern methods to study oils). Leningrad, Nedra, 1984. 430 p.
11. Kalugina N.P., Glebovskaya E.A., Babaev F.R., Muhamedov P.R. *Infrakrasnaya spektrometriya nefej i kondensatov* (Infrared spectrometry of oils and condensates). Ashkhabad, Ylym, 1990. 240 p.
12. Chuykina D.I., Serebrennikova O.V., Russkikh I.V., Gulaya E.V., Stakhina L.D., Kadychagov P.B. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2012. 321, 3, pp. 171–174.
13. Grishin A.N., Rebinder P.A., Aleksandrova E.A., Markina Z.N. *DAN SSSR*, 1970. 194, 4, pp. 850–853.
14. Surguchev M.L., Zheltov Yu.V., Simkin E.M. *Fiziko-khimicheskie mikroprocessy v neftegazonosnykh plastakh* (Physico-chemical microprocesses in oil and gas-bearing formation). Moscow, Nedra, 1984. 215 p.