

УДК 665.613

## ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В СИСТЕМЕ ВЫСОКОВЯЗКАЯ НЕФТЬ–ВОДНАЯ ФАЗА ПРИ ИСПЫТАНИЯХ НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩИХ КОМПОЗИЦИЙ

© 2015 г. Л. К. Алтунина<sup>1,3</sup>, О. В. Серебренникова<sup>1,2</sup>, И. В. Русских<sup>1</sup>, Л. Д. Стахина<sup>1,3</sup>

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

<sup>2</sup>Томский политехнический университет

<sup>3</sup>Томский государственный университет

E-mail: rus@ipc.tsc.ru

Поступила в редакцию 21.05.2014 г.

Изучены химический состав высоковязкой нефти Монголии и влияние нефтевытесняющих композиций на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ) на распределение углеводородов (УВ) в процессе термостатирования системы нефть–композиция (нефть–вода) в лабораторных условиях. Показано, что присутствие композиции в системе приводит к перераспределению и изменению состава УВ нефтяной фазы и увеличению содержания нефтяных компонентов в водной фазе, особенно заметному при использовании ПАВ; в нефти увеличивается доля легких алканов  $C_{10}$ – $C_{15}$ , в водной фазе преобладают алканы и циклогексаны  $C_{16}$ – $C_{25}$ .

**Ключевые слова:** высоковязкая нефть, нефтевытесняющие композиции, поверхностно-активные вещества, углеводороды.

DOI: 10.7868/S0028242115010025

В настоящее время в балансе УВ, добываемых в мире, преобладают высоковязкие нефти, причем наблюдается тенденция к увеличению их доли, что сильно усложняет технологические процессы нефтедобычи. Технология добычи нефти, особенно высоковязкой, парафинистой и смолистой, требует особых подходов. Нефть – сложная смесь веществ, среди которых есть также природные водо- и маслорастворимые ПАВ, – залегает в гидрофильных породах совместно с засоленной водой. Адсорбция нефти на породе приводит к ее лиофилизации. Для облегчения доступа к нефти после бурения в скважину закачивают раствор хемосорбирующегося ПАВ, который гидрофобизирует гидрофильные участки породы и облегчает поступление нефти по трещинам и капиллярам к скважине. Впоследствии, для полноты извлечения нефти (часто извлекают только 30–40%) используют законтурное заводнение: в ряд вспомогательных скважин закачивают воду, растворы ПАВ, мицеллообразующие растворы, которые улучшают избирательное смачивание водой и отесняют нефть к промысловой скважине [1].

Первые результаты экспериментальных и промысловых исследований по применению ПАВ как добавок при заводнении нефтяных пластов были опубликованы в США в 40–50-х гг. прошло-

го столетия, в нашей стране эта проблема изучается более 40 лет [2–4]. За это время разработаны главным образом физико-химические и технологические основы метода, предложены приближенные критерии применимости ПАВ, произведены испытания метода в различных геолого-промысловых условиях [5]. Однако до настоящего времени многие аспекты этой проблемы до конца не изучены, требуют уточнения и дальнейшего исследования. Механизм нефтеотдачи при воздействии водных растворов ПАВ на остаточную и добытую нефть сложен и многогранен, что предопределяет необходимость дальнейших экспериментальных и промысловых исследований на современной научной основе.

В процессе вытеснения нефти ПАВ оказывают влияние на следующие взаимосвязанные факторы: межфазное натяжение на границах нефть – вода, вода – порода и нефть – порода, обусловленное их адсорбцией на этих поверхностях раздела фаз. Кроме того, действие ПАВ проявляется в изменении избирательного смачивания поверхности породы водой и нефтью, разрыве и отмывании с поверхности пород пленки нефти, стабилизации дисперсии нефти в воде, приросте коэффициентов вытеснения нефти водной фазой при вытеснении и при капиллярной пропитке, в повышении от-

**Таблица 1.** Физико-химические характеристики нефти месторождения Зуунбаян, Монголия

| Показатели                            | Значения |
|---------------------------------------|----------|
| Глубина отбора, м                     | 700–800  |
| Средняя температура в пласте, °С      | 45       |
| Плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup> | 889.4    |
| Вязкость динамическая при 20°С, мПа·с | 1996     |
| Содержание компонентов, мас. % :      |          |
| углеводороды                          | 76.4     |
| смолы                                 | 22.8     |
| асфальтены                            | 0.8      |

носительных фазовых проницаемостей пористых сред [6, 7].

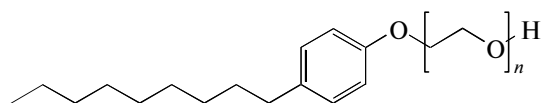
В данной работе изучены особенности совместного влияния состава нефти и нефтевытесняющих композиций на распределение отдельных групп нефтяных углеводородов в модельных водо-нефтяных системах на примере высоковязкой, парафинистой нефти Монголии.

### ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Объект исследования – нефть из основного продуктивного пласта месторождения Зуунбаян Монголии, содержащая 10.5 мас. % парафинов. Физико-химические характеристики и компонентный состав нефти [8] представлены в табл. 1.

Как видно, нефть Зуунбаян содержит относительно высокое количество смол и асфальтенов (23.6 мас. %), доля легких фракций (н.к. – 200°С) не превышает 8.5 мас. %.

В качестве нефтевытесняющей композиции использовали разработанный в ИХН СО РАН состав НИНКА® на основе водного раствора карбамида, аммиачной селитры и различных видов ПАВ [4–6]. С целью изучения влияния различных ПАВ на состав и свойства нефти применяли неионогенные ПАВ (НПАВ) – оксиэтилированные алкилфенолы с различной степенью оксиэтилирования общей формулы  $R\text{ArO}(\text{CH}_2\text{CH}_2\text{O})_n\text{H}$ , где Ar – бензольное кольцо, R – длинный углеводородный радикал (обычно C<sub>9</sub>–C<sub>18</sub>), n – среднее число оксиэтильных групп в молекуле НПАВ (степень оксиэтилирования), структурная формула:



В частности, использовали НПАВ Неонол АФ 9–12 производства РФ – оксиэтилированный изононилфенол на основе тримеров пропилена

со степенью оксиэтилирования 9–12 и НПАВ производства КНР Неонол NP-50 – оксиэтилированный изононилфенол со степенью оксиэтилирования 50. Использовали также комплексный ПАВ Нефтенол ВВД марки ЗТ – частично сульфированный Неонол АФ 9–12 – смесь НПАВ Неонола АФ 9–12 и АПАВ – его сульфозтоксилата (29–35%) с этиленгликолем (25–30%).

Нефть термостатировали при +125°С в течение 32 ч в присутствии дистиллированной воды или нефтевытесняющей композиции в лабораторных условиях, моделирующих пластовые [9–11]. По окончании термостатирования и охлаждения автоклава до +20°С водную фазу отделяли от нефтяной и анализировали. Из водной фазы методом трехкратной экстракции хлороформом, а затем удалением растворителя, были выделены нефтяные (органические) соединения – хлороформенный аквабитумоид (ХАБ).

ИК-спектры образцов нефтей и ХАБ регистрировали на ИК-Фурье спектрометре Nicolet 5700 (разрешение 4 см<sup>-1</sup>, число сканов пробы – 64) в области 1800–600 см<sup>-1</sup> в тонком слое между стеклами из КВг. По ИК-спектрам были рассчитаны спектральные коэффициенты как отношения оптических плотностей (D) характеристических полос поглощения различных типов связи в молекулах органических соединений [12, 13].

Индивидуальный и групповой состав насыщенных и ароматических углеводородов, содержащихся в нефтяной фазе и ХАБ, определяли методом ГЖХ и масс-спектрометрии (ГХ-МС) с использованием магнитного хроматомасс-спектрометра DFS фирмы “Thermo Scientific” (Германия) [14, 15].

В качестве контрольных образцов применяли: 1) исходную нефть – для изучения влияния нефтевытесняющих композиций на состав нефтяной фазы в процессе термостатирования (контроль 1); 2) нефтяную фазу и ХАБ, выделенные после термостатирования системы нефть – вода (дистиллированная) в отсутствие ПАВ (контроль 2 и 3, соответственно).

### РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Исследуемая нефть по физико-химическим характеристикам (табл. 1) в соответствии с [15] является высоковязкой, тяжелой, парафинистой и смолистой, относится к трудноизвлекаемому углеводородному сырью, которое требует применения различных методов повышения нефтеотдачи, в том числе, использования нефтевытесняющих композиций.

В результате термостатирования систем нефть – композиция (нефть – вода) произошло перераспределение органических компонентов между нефтяной и водной фазами. Анализ данных ГХ-МС выделенной нефтяной фазы показал, что в со-

**Таблица 2.** Содержание углеводородов в нефти и нефтяной фазе, выделенной после термостатирования системы нефть–вода и нефть–композиция

| Углеводороды  | Контроль 1                       | Контроль 2 | ПАВ в композиции |                |              |
|---|----------------------------------|------------|------------------|----------------|--------------|
|   |                                  |            | нефтенол ВВД     | неонол АФ 9-12 | неонол NP-50 |
|   | содержание углеводородов, отн. % |            |                  |                |              |
| Алканы  | 86.80                            | 85.36      | 84.61            | 86.13          | 85.63        |
| Моноцикланы (алкилциклогексаны)                         | 6.75                             | 7.92       | 8.25             | 7.27           | 7.51         |
| Бицикланы (сесквитерпаны)                               | 0.50                             | 0.56       | 0.49             | 0.42           | 0.52         |
| Трицикланы (трициклические терпаны)                     | 0.02                             | 0.07       | 0.10             | 0.11           | 0.09         |
| Тетрацикланы (стераны, секогопаны)                      | 1.42                             | 1.37       | 1.47             | 1.31           | 1.32         |
| Пентацикланы (гопаны)                                   | 1.76                             | 1.79       | 1.98             | 1.86           | 1.75         |
| Моноарены (алкилбензолы)                                | 0.41                             | 0.47       | 0.58             | 0.42           | 0.48         |
| Биарены (нафталины, бифенилы)                           | 1.45                             | 1.57       | 1.67             | 1.43           | 1.77         |
| Триарены (фенантроны)                                   | 0.77                             | 0.82       | 0.76             | 0.90           | 0.81         |
| Тетраарены (бензантрацены пирены, хризены, флуорантены) | 0.12                             | 0.4        | 0.09             | 0.15           | 0.12         |

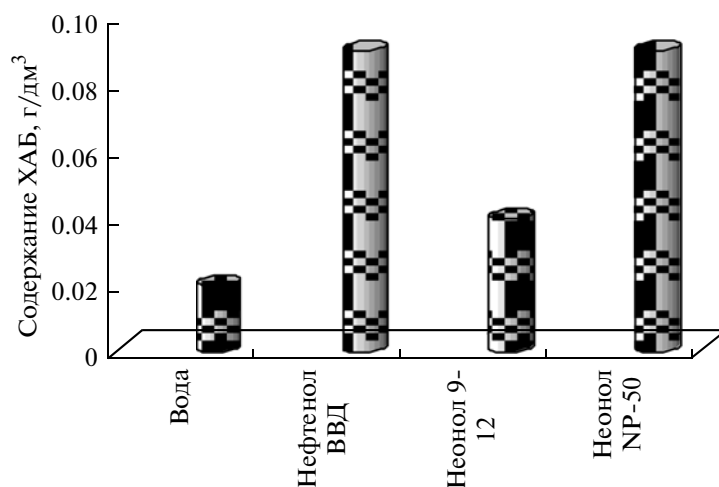
стве нефтяных УВ произошли изменения, наиболее существенные при воздействии композиции, включающей в качестве ПАВ Нефтенол ВВД (табл. 2).

Содержание алканов снизилось на 2.2 отн.%, тетрааренов – на 0.3 отн. %; выросла относительная доля алкилциклогексанов, три-, тетра- и пентацикланов, моно- и биароматических соединений. В образцах нефти, взаимодействующих с композициями на основе Неонолов АФ 9-12 и NP-50, обнаружены менее заметные изменения в распределении насыщенных (алканов и наftenов) и ароматических углеводородов.

В результате термостатирования системы нефть – композиция (нефть – вода) нефтяные компоненты частично перешли в водную фазу,

причем большее их количество – в присутствии композиции, содержащей ПАВ (рис. 1). Известно, что ПАВ уменьшают поверхностное натяжение на границе раздела фаз и способствуют переходу углеводородов в водную фазу [16].

Максимальное количество ХАБ (0.09 г/дм<sup>3</sup>) было обнаружено в водной фазе после термостатирования нефти с композицией, содержащей Нефтенол ВВД; при этом содержание ХАБ увеличилось по сравнению с контрольным экспериментом в 5 раз. Известно, что неионогенные ПАВ, к которым относятся Неонолы NP-50 и АФ 9-12, хорошо совместимы с водами высокой минерализации и обладают солюбилизующей способностью (в мицеллах ПАВ растворяются вещества, нерастворимые в дисперсионной среде)

**Рис. 1.** Содержание ХАБ в водной фазе после термостатирования нефти с водой и композициями на основе ПАВ.

**Таблица 3.** Спектральные характеристики органических соединений нефтяной и водной фаз

| ПАВ<br>в композиции | Спектральные коэффициенты |                           |                          |                           |                           |
|---------------------|---------------------------|---------------------------|--------------------------|---------------------------|---------------------------|
|                     | $C_1 = D_{1610}/D_{720}$  | $C_2 = D_{1380}/D_{1465}$ | $C_3 = D_{818}/D_{1610}$ | $C_4 = D_{1710}/D_{1465}$ | $C_5 = D_{1670}/D_{1465}$ |
| Нефтяная фаза       |                           |                           |                          |                           |                           |
| Контроль 2          | 0.50                      | 0.53                      | 0.79                     | 0.05                      | 0.06                      |
| Нефтенол ВВД        | 0.52                      | 0.47                      | 0.81                     | 0.03                      | 0.04                      |
| Неонол АФ 9-12      | 0.52                      | 0.50                      | 0.82                     | 0.04                      | 0.05                      |
| Неонол NP-50        | 0.47                      | 0.50                      | 0.80                     | 0.03                      | 0.05                      |
| Водная фаза         |                           |                           |                          |                           |                           |
| Контроль 3          | 1.36                      | 0.56                      | 0.00                     | 1.04                      | 0.00                      |
| Нефтенол ВВД        | 1.11                      | 0.54                      | 0.94                     | 0.12                      | 0.17                      |
| Неонол АФ 9-12      | 0.97                      | 1.51                      | 1.95                     | 0.12                      | 0.39                      |
| Неонол NP-50        | 2.55                      | 0.75                      | 0.30                     | 0.03                      | 0.45                      |

[7]. Нефтенол ВВД представляет смесь неионогенных и анионоактивных ПАВ. Последние, как известно, обладают более высокими солюбилизующими свойствами по сравнению с неионогенными ПАВ, что способствует большему переходу органических компонентов из нефти в водную фазу [16].

Состав органических соединений в нефтяной и водной фазах определяли по ИК-спектральным коэффициентам, которые условно отражают содержания различных структур (табл. 3).

Коэффициент ароматичности  $C_1$ , определяющий соотношение ароматических и алифатических соединений, максимален для ХАБ, выделенного после термостатирования нефти с композицией, содержащей Неонол NP-50, тогда как минимальное его значение наблюдается в эксперименте с Неонолом АФ 9-12. По сравнению с нефтяными фазами повышенное содержание ароматических соединений в водных фазах, содержащих ПАВ, возможно, объясняется наличием и количеством в составе используемых ПАВ оксиэтильных групп — гидрофильных полярных групп, хорошо растворимых в воде и способствующих переходу в нее ароматических соединений из нефтяной фазы. Так, у Неонола NP-50 степень оксиэтилирования равна 50, что практически в 4 раза больше, чем у Неонола АФ 9-12 (степень оксиэтилирования 12).

Содержание разветвленных структур (коэффициент  $C_2$ ) в ХАБ, практически одинаково как в контрольном эксперименте, так и в экспериментах с Нефтенолом ВВД и Неонолом NP-50, максимальное значение наблюдается в случае с Неонолом АФ 9-12. В нефтяной фазе отмечено незначительное снижение доли разветвленных структур.

Максимальное количество полизамещенных ароматических структур (коэффициент  $C_3$ ), как для водной, так и нефтяной фаз, наблюдается в

экспериментах с Неонолом АФ 9-12, тогда как минимальное их содержание отмечено в контрольных образцах.

Количество карбонилсодержащих соединений (коэффициент  $C_4$ ) в водных фазах во всех экспериментах выше, чем в нефтяных. Установлено, что максимальное значение  $C_4$  наблюдается для ХАБ контрольного образца, и минимальное — для ХАБ, выделенного в эксперименте с композицией, содержащей Неонол NP-50. Как известно, кислородсодержащие соединения, являясь полярными, обладают хорошей растворимостью в водных фазах, что объясняет их более низкое содержание в нефти.

В нефтяных фазах и ХАБ были обнаружены амиды карбоновых кислот (коэффициент  $C_5$ ), образующиеся в результате взаимодействия нефтяных карбоновых кислот с аммиаком, выделяющимся при разложении карбамида, присутствующего в композиции.

Результаты определения группового состава идентифицированных насыщенных и ароматических углеводородов в аквабитумоидах приведены в табл. 4.

Анализ полученных данных показал, что во всех образцах ХАБ в максимальных количествах присутствуют алканы. Кроме того, в меньших количествах в ХАБ были обнаружены моноцикланы (алкилциклогексаны), моно-, би- и триарены (алкилбензолы, нафталины, фенантрены, флуорены), и в следовых количествах — тетраарены (пирены, хризены, флуорантены, бензантрацены). Молекулярно-массовое распределение *n*-алканов, присутствующих в нефтяной и водной фазах (рис. 2), показало, что во всех исследуемых образцах доминируют алканы  $C_{16}$ – $C_{25}$ .

В результате термостатирования нефти с композициями в нефтяных (рис. 2а) фазах возросло

**Таблица 4.** Содержание углеводородов в аквабитумоиде после термостатирования нефти с водой и композициями

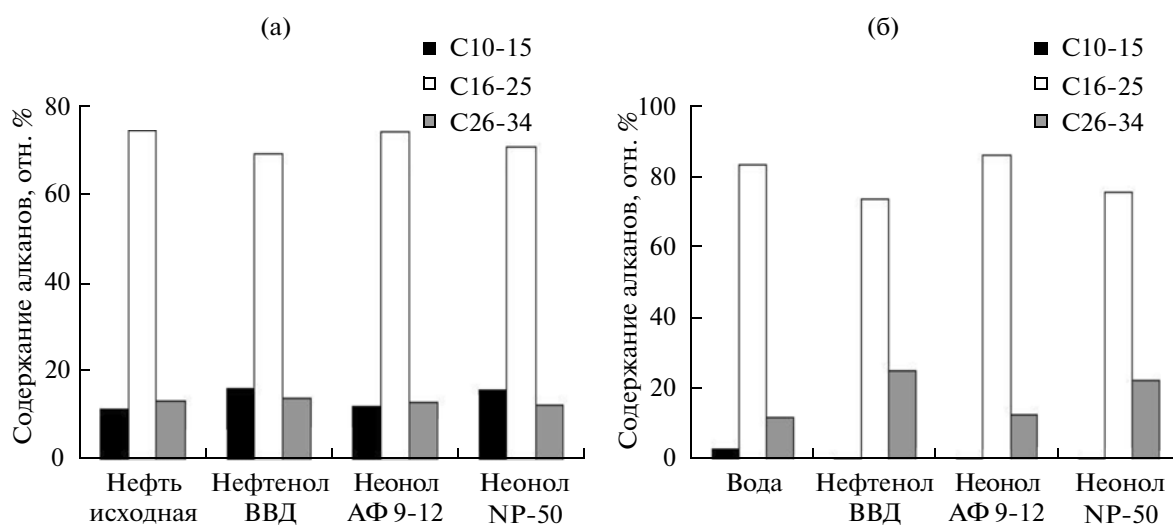
| Углеводороды   | Контроль 3                       | ПАВ в композиции |                |              |
|--|----------------------------------|------------------|----------------|--------------|
|  |                                  | нефтенол ВВД     | неонол АФ 9-12 | неонол NP-50 |
|  | содержание углеводородов, отн. % |                  |                |              |
| Алканы   | 93.92                            | 91.44            | 91.99          | 91.50        |
| Моноцикланы (алкилциклогексаны)                          | 3.79                             | 5.35             | 4.30           | 4.04         |
| Тетрацикланы (стераны)                                   | 0.05                             | 0.62             | 0.15           | 0.17         |
| Пентацикланы (гопаны)                                    | 0.44                             | 1.08             | 0.32           | 0.40         |
| Моноарены (алкилбензолы)                                 | 0.55                             | 0.56             | 0.83           | 1.27         |
| Биарены (нафталины, бифенилы)                            | следы                            | 0.03             | 0.05           | 0.06         |
| Триарены (фенантрены, ретен, флуорены)                   | 0.95                             | 2.31             | 2.47           | 3.08         |
| Тетраарены (пирены, хризены, флуорантены, бензантрацены) | 0.01                             | 0.00             | 0.02           | 0.23         |

относительное содержание более легких алканов  $C_{10}-C_{15}$ , незначительно снизилась доля гомологов  $C_{16}-C_{25}$  по сравнению с контрольным экспериментом. Изменения в содержании высокомолекулярных алканов  $C_{26}-C_{34}$  оказались несущественными.

В аквабитумоидах, полученных после термостатирования нефти с композициями (рис. 2б), зафиксировано увеличение содержания алканов  $C_{26}-C_{34}$  и снижение доли их гомологов  $C_{10}-C_{15}$  до следовых концентраций. Это может являться следствием увеличения растворимости высокомолекулярных УВ в водных системах при высоких температурах и присутствия в них ПАВ [14, 16, 17]. Подобный характер распределения наблюдается и для других идентифицированных УВ, например, алкилциклогексанов. Состав ал-

килциклогексанов (ЦГ) в аквабитумоидах после термостатирования как системы нефть–вода, так и нефть–композиция оказался более узким по сравнению с исходной нефтью. В нефти алкилциклогексаны представлены гомологами  $C_{12}-C_{32}$  с максимальным содержанием  $C_{23}$ .

Обнаружено, что в водной фазе отсутствует низкомолекулярная часть, и смесь алкилциклогексанов включает лишь гомологи  $C_{18}-C_{28}$ , среди которых преобладает  $C_{21}$ . Среди идентифицированных полициклических соединений в нефти в максимальных концентрациях присутствуют гопаны, стераны, а также ароматические УВ (би- и триарены), все эти соединения переходят в водную фазу, но в меньших количествах. В максимальных количествах переходят в водную фазу го-

**Рис. 2.** Распределение нормальных алканов в нефтяной (а) и водной (б) фазах после термостатирования нефти с водой и композициями, содержащими ПАВ.

паны и стераны в присутствии Нефтенола ВВД, а би- и триарены – в присутствии Неонола NP-50.

Помимо вышеуказанного влияния композиций, содержащих различные типы ПАВ, особенности распределения УВ в системе нефть – водная фаза также связаны со свойствами и составом исследуемой нефти. В работе [14] при исследовании влияния нефтewытесняющих композиций на распределение УВ в результате термостатирования системы нефть – водная фаза использовали нефть Майского месторождения (Западная Сибирь), которая является высокопарафинистой, но более легкой, малосмолистой и менее вязкой по сравнению с нефтью Зуунбаян (Монголия). В отличие от нефти Монголии, для нефти Майского месторождения в нефтяной фазе наблюдалось снижение содержания алкилциклогексанов и увеличение доли алканов, среди которых преобладали практически в одинаковом количестве гомологи  $C_{10}-C_{15}$  и  $C_{16}-C_{25}$ . Как и для нефти Монголии, изменения в содержании высокомолекулярных алканов  $C_{26}-C_{34}$  нефти Майского месторождения были малозаметны, среди нафтеновых и ароматических УВ, составляющих малую долю от всех идентифицированных соединений, произошли также несущественные изменения в содержании.

В водных фазах для нефти Майского месторождения, подобно водным фазам нефти Монголии, было зафиксировано увеличение содержания нафтеновых и ароматических УВ, снижение доли алканов, среди которых значительно преобладали гомологи  $C_{16}-C_{25}$ . В отличие от нефти Монголии, присутствие в водных фазах композиций при контакте с высокопарафинистой, но более легкой, малосмолистой нефтью Майского месторождения способствует увеличению содержания низкомолекулярных алканов  $C_{10}-C_{15}$  и уменьшению доли гомологов  $C_{26}-C_{34}$ .

Таким образом, анализ продуктов термостатирования системы нефть – композиция (нефть – вода) в лабораторных условиях, моделирующих пластовые, показал, что изменения в составе УВ нефтяной и водной фаз зависят как от вида ПАВ, используемых в композиции, так и от типа нефти. При взаимодействии как высоковязких парафинистых, так и легких малосмолистых нефтей с композициями меняется характер распределения УВ между нефтяной и водной фазами. В нефтяной фазе незначительно увеличилось содержание алкилциклогексанов, три-, тетра- и пентацикланов, моно- и биароматических соединений, особенно заметное при использовании комплексного ПАВ Нефтенола ВВД. Количество нефтяных компонентов, перешедших из нефти в водную фазу при наличии композиций выше, чем в контрольных экспериментах, причем оно максимально при использовании в композиции Нефтенола ВВД. Среди алканов и циклогексанов в вод-

ной фазе, как и в нефти, доминируют гомологи  $C_{16}-C_{25}$ , однако, в отличие от нефтяной фазы, присутствие композиций в реакционной среде вызывает снижение доли низкомолекулярных гомологов  $C_{10}-C_{15}$  и увеличение высокомолекулярных алканов  $C_{26}-C_{34}$ . Максимальное содержание гопанов и стеранов в водной фазе отмечено в присутствии Нефтенола ВВД, тогда как концентрация би- и триаренов высока в присутствии Неонола NP-50.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Максотов Р.А., Орлов Г.И., Осипов А.В. // Технологии ТЭК. 2005. № 6. С. 36.
2. Kimbler O.K., Reed R.L., Silberger I.H. // Soc. of Petroleum Engineers J. 1966. June. P. 153.
3. Бабалян Г.А., Ованесов Г.П., Пелевян Л.А. и др. Применение поверхностно-активных веществ с целью увеличения нефтеотдачи. М.: Недра, 1970. 112 с.
4. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. Новосибирск: Наука, 1995. 196 с.
5. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. // Химия в интересах устойчивого развития. 2001. № 9. С. 331.
6. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Обзор // Успехи химии. 2007. Т. 76. № 10. С. 1034.
7. 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://oil-loot.ru> (дата обращения 12.06.2013).
8. Даваацэрэн Б., Головкин А.К., Туяа М., Величкина Л.М. Разработка нетрадиционных способов переработки высокопарафинистой нефти месторождения Зуунбаян / Сб. науч. трудов “Нетрадиционные способы переработки органического сырья Монголии”. Улан-Батор, 2007. С. 26.
9. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А. // Пат. № 2361074 РФ. БИ № 19. 2009.
10. Sherstyuk S.N., Stakhina L.D., Serebrennikova O.V., Kadichagov P.B. // J. of Siberian Federal University. Chemistry. 2010. V. 3. № 2. P. 110.
11. Chuikina D.I., Stakhina L.D., Serebrennikova O.V., Nikolaeva T.L., Russkikh I.V. // J. of Siberian Federal University. Chemistry. 2011. V. 3. № 1. P. 11.
12. Стахина Л.Д., Русских И.В., Красноярова Н.А., Стрельникова Е.Б., Гулая Е.В., Серебренникова О.В. // Изв. Томского политехнического университета. Химия. 2013. Т. 323. № 3. С. 4.
13. Серебренникова О.В., Шерстюк С.Н., Стахина Л.Д., Кадычагов П.Б. // Изв. Томского политехнического университета. Химия. 2010. Т. 317. № 3. С. 122.
14. Чуйкина Д.И., Серебренникова О.В., Русских И.В., Гулая Е.В., Стахина Л.Д., Кадычагов П.Б. // Изв. Томского политехнического университета. 2012. Т. 321. № 3. С. 171.
15. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. М.: ИПК Издательство стандартов.
16. Сыркин А.М. Дисперсные системы в нефтепромысловом деле. Уфа, 1990. 90 с.
17. Гришин А.Н., Ребиндер П.А., Александрова Э.А., Маркина З.Н. // ДАН СССР. 1970. Т. 194. № 4. С. 850.