

doi:10.25689/NP.2019.4.261-274

УДК 665.61.033.2

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПАРОТЕПЛОВОГО И
ХИМИЧЕСКОГО МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА
УГЛЕВОДОРОДНЫЙ СОСТАВ БИТУМИНОЗНОЙ НЕФТИ**

Закиров И.С., Захарова Е.Ф., Саяхов В.А.

Альметьевский государственный нефтяной институт

**STUDY OF THE INFLUENCE OF THERMAL STEAM AND
CHEMICAL METHODS ON THE HYDROCARBON COMPOSITION
OF BITUMINOUS OIL**

Zakirov I.S., Zakharova E.F., Sayakhov V.A.

Almetyevsk State Oil Institute

E-mail: zakharovaef@yandex.ru

Аннотация. В условиях истощения запасов углеводородов традиционных месторождений вовлечение в разработку запасов природных битумов становится всё более актуальным для нефтедобывающих компаний. Наряду с тепловыми методами перспективно применение комбинированных методов с последовательной закачкой пара и растворителя, повышающих степень нефтеизвлечения для месторождений сверхвязкой нефти. Проведение фильтрационных исследований на моделях пластов позволяет масштабировать результаты лабораторных экспериментов и оптимизировать применение таких технологий разработки в условиях реальных месторождений нефти, сокращая риски при проведении опытно-промышленных работ.

В данной работе представлены результаты сравнительного анализа компонентного состава битуминозной нефти, полученной из насыпной модели пласта при паротепловом воздействии на пласт с использованием растворителя.

В современных условиях одним из основных методов, применяющихся при исследовании компонентного состава нефтей, является метод газожидкостной хроматографии (ГЖХ), основанный на разделении углеводородных смесей в хроматографических колонках в динамических условиях. Метод ГЖХ обладает высокой точностью и разделяющей способностью, позволяющей выполнить качественный и количественный анализы компонентного состава исследуемого образца.

При проведении фильтрационных исследований на установке Геологика «ПИК-ОФП/ЭП-К-Т» по методике, разработанной в рамках выполнения проекта с государственной поддержкой, использовались насыпные модели, состоящие как из естественного битумонасыщенного керна Ашальчинского месторождения, так и из кварцевого песка, насыщенного битуминозной нефтью Ашальчинского месторождения. Применение кварцевого песка при физическом моделировании позволило обеспечить сопоставимость экспериментов и избежать влияния геологической неоднородности керна на полученные результаты.

Компонентный состав вытесненной битуминозной нефти, полученной после парового воздействия и воздействия композициями растворителя, исследовался на газожидкостном хроматографе методом внутренней нормализации в интервале программируемых температур 20-350°C.

По результатам интерпретации данных хроматографических исследований битуминозной нефти установлено, что совместное использование теплового и химического воздействия способствует более эффективному вытеснению битуминозной нефти из насыпных моделей пласта и вовлечение в разработку тяжелых фракций углеводородов.

Ключевые слова: битуминозная нефть, углеводородный состав, хроматография, модель пласта, нефтевытеснение, закачка пара, закачка химреагента

Abstract. The involvement of development of natural bitumen reserves is becoming more relevant for oil-producing companies due to the depletion of hydrocarbon reserves in conventional fields. Along with the thermal methods, the use of combined methods with sequential injection of steam and solvent, increasing the degree of oil recovery, is promising for extra-viscous oil fields. Conducting filtration research on reservoir models makes it possible to apply the results of laboratory experiments and optimize the use of such development technology in real oil fields and reduce risks during pilot works.

This paper presents the results of a comparative analysis of the component composition of bituminous oil, which was extracted from the sand-packed reservoir model using thermal and chemical impact methods.

Gas-liquid chromatography (GLC) is considered one of the main methods for compositional analysis of oil. This method is based on the separation of hydrocarbon mixtures in chromatographic columns under dynamic conditions. The GLC method has high accuracy and separating ability to perform qualitative and quantitative compositional analysis of the test sample.

Filtration research was performed according to the methodology using the PIK-OFP/EP-K-T Geologic unit, which was developed with the Russian state support, on a reservoir model consisting of natural bitumen-saturated core from the Ashalchinskoye field and quartz sand saturated with bituminous oil from the Ashalchinskoye field. The use of

quartz sand in physical modeling made it possible to ensure the comparability of experiments and to avoid the influence of geological heterogeneity of core material on the results.

The composition of bituminous oil displaced after the application of steam and solvent was studied on a gas-liquid chromatograph in the range of programmable temperatures of 20-350°C using the method of internal normalization.

The results of chromatographic research of bituminous oil revealed that the combined use of thermal and chemical methods contributes to a more efficient displacement of bituminous oil from the sand packed reservoir model and an increase in the development of heavy hydrocarbon fractions.

Key words: *bituminous oil, hydrocarbon composition, chromatography, reservoir model, oil displacement, steam injection, chemical injection.*

В условиях истощения запасов углеводородов традиционных месторождений вовлечение в разработку запасов природных битумов, подвижность которых в пластовых условиях крайне низкая, становится всё более актуальным для нефтедобывающих компаний.

Повышение степени извлечения нефти из недр – одно из приоритетных направлений развития нефтяной промышленности. Известно, что механизм вытеснения сверхвязких нефтей (СВН) чрезвычайно сложен с учетом взаимовлияния многих факторов, определяющих процесс разработки. Поэтому любые технологии увеличения нефтеизвлечения требуют предварительного научного обоснования применительно к конкретным месторождениям, с учетом возможных изменений термобарических условий при воздействии на пласт. Результат воздействия на пластовую систему месторождений СВН может проявляться в выпадении асфальтенов в призабойной и близлежащих зонах пласта, а также в неконтролируемых фазовых переходах на различных этапах добычи, транспортировки и переработки нефти.

При фильтрационных исследованиях на установке Геологика «ПИК-ОФП/ЭП-К-Т» в соответствии с методикой, разработанной в рамках выполнения проекта с государственной поддержкой, с использованием

насыпных моделей, состоящих как из битумонасыщенного керна Ашальчинского месторождения, так и из кварцевого песка, насыщенного битуминозной нефтью Ашальчинского месторождения, осуществлялось вытеснение паром и композицией растворителя битуминозной нефти. Углеводородный состав вытесненной нефти исследовали на газожидкостном хроматографе GC 2010 Plus с применением программного обеспечения LabSolutions.

С применением метода ГЖХ, позволившего значительно сократить время анализа и существенно уменьшить количество материала, требующегося для анализа [1-5], сравнивался компонентный состав экстрагированной из естественного керна и добываемой битуминозной нефти со скважин Ашальчинского месторождения до паротеплового воздействия (Рис.1), а также нефти, вытесненной из насыпной модели пласта паром, и паром в комбинации с различными композициями растворителей (Табл. 1).

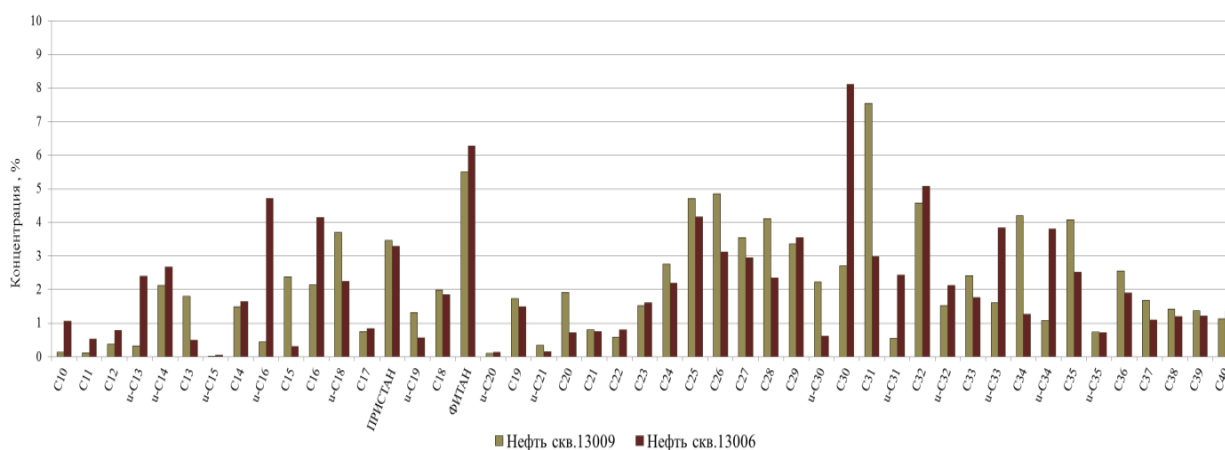


Рис. 1. Распределение углеводородных компонентов (по концентрации, %) в составе битуминозной нефти Ашальчинского месторождения

Проведенный анализ позволил установить, что в компонентном составе исследуемых проб добываемой битуминозной нефти преобладали углеводородные компоненты нормального строения. Концентрация группы легких компонентов C_{10} - C_{20} составила в среднем 34,3%, на долю

тяжелых компонентов $C_{21}-C_{40}$ приходилось в среднем 65,7% от общей концентрации.

Таблица 1

Распределение концентрации и площади пиков по группам углеводородных компонентов в составе исследуемых образцов керновой и битуминозной нефтей

Исследуемый образец нефти	$\Sigma n-C_{10}-C_{20}$	$\Sigma n-C_{21}-C_{40}$	$\Sigma i-C_{13}-C_{21}$	$\Sigma i-C_{30}-C_{35}$
	Концентрация (%) Площадь пиков (усл.ед)	Концентрация (%) Площадь пиков (усл.ед)	Концентрация (%) Площадь пиков (усл.ед)	Концентрация (%) Площадь пиков (усл.ед)
При вытеснении нефти из насыпной модели, состоящей из битумонасыщенного кернового материала				
исходный экстракт (керновая нефть)	<u>31</u> 472483	<u>37,8</u> 575902	<u>27,2</u> 159702	<u>4</u> 61535
нефть, вытесненная паром	<u>48,6</u> 1441439	<u>12,5</u> 373663	<u>38</u> 488823	<u>0,9</u> 25549
нефть, вытесненная составом №1*	<u>33,8</u> 796468	<u>36,4</u> 845736	<u>26,3</u> 286326	<u>3,5</u> 79972
нефть, вытесненная составом №3*	<u>26,2</u> 440447	<u>41,7</u> 694151	<u>27,6</u> 190302	<u>4,5</u> 75101
нефть, вытесненная паром и составом №1*	<u>27,5</u> 444740	<u>42</u> 681011	<u>26</u> 174167	<u>4,5</u> 72225
нефть, вытесненная паром и составом №3*	<u>20</u> 182876	<u>47,9</u> 427103	<u>23,8</u> 99863	<u>8,3</u> 72482
При вытеснении нефти из насыпной модели, состоящей из нефтенасыщенного кварцевого песка				
нефть, вытесненная паром	<u>15,8</u> 93746	<u>53,7</u> 318787	<u>20,9</u> 67559	<u>9,7</u> 57525
нефть со скв.13009	<u>14,8</u> 78828	<u>60</u> 318429	<u>17,4</u> 44633	<u>7,8</u> 41225
нефть, вытесненная паром и составом №1*	<u>14,2</u> 93547	<u>48,3</u> 325441	<u>30,4</u> 109563	<u>7,1</u> 46431
нефть, вытесненная паром и составом №3*	<u>12,3</u> 14685	<u>48,1</u> 57908	<u>28,7</u> 12109	<u>10,9</u> 13147
нефть со скв.13006	<u>14</u> 77815	<u>50</u> 279813	<u>22,5</u> 72664	<u>13,5</u> 75700
нефть, вытесненная паром и составом №1*	<u>18,2</u> 65272	<u>43,6</u> 156791	<u>29,4</u> 67222	<u>8,8</u> 31614
нефть, вытесненная паром и составом №2*	<u>17,2</u> 126750	<u>54,2</u> 397796	<u>19,1</u> 57755	<u>9,4</u> 69305
нефть, вытесненная паром и составом №3*	<u>21,8</u> 101880	<u>44</u> 205658	<u>26,3</u> 77306	<u>7,9</u> 36725

***Многокомпонентные составы №1 и №2** - отличаются концентрациями компонентов (растворитель промышленный, нефрас, толуол и неионогенное ПАВ); **состав №3** - **двухкомпонентный** (растворитель промышленный и толуол)

При обобщении результатов выполненного анализа (Рис.2), установлено, что в компонентном составе нефти, вытесненной из естественного керна, преобладала группа легких УВ компонентов (62% от общей концентрации компонентов).

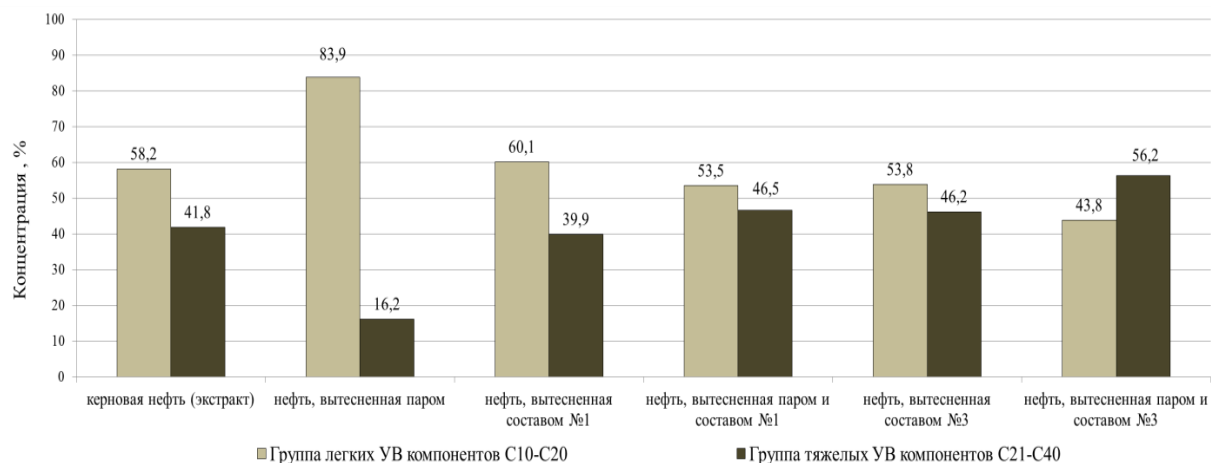


Рис. 2. Распределение групп углеводородных компонентов в составе битуминозной нефти, вытесненной из естественного керна

Кроме того, по результатам интерпретации хроматограмм нефти, вытесненной из естественного керна, установлено, что:

- при вытеснении нефти только паром: соотношение легких и тяжелых углеводородных компонентов составило 84% и 16% соответственно;
- при вытеснении нефти только композицией растворителя соотношение легких и тяжелых углеводородных компонентов составило 54% и 46% соответственно;
- при комплексном вытеснении нефти паром и композицией растворителя: соотношение углеводородных компонентов изменилось в направлении роста доли тяжелых компонентов и составило 41% и 59% соответственно.

В битуминозной нефти, вытесненной из модели с нефтенасыщенным кварцевым песком, преобладала группа тяжелых углеводородных компонентов (56% от общей концентрации компонентов). Сравнение результатов экспериментальных исследований компонентного состава

добываемой битуминозной нефти (скважинные пробы) и нефти, вытесненной из насыпной модели с нефтенасыщенным кварцевым песком, приведенное на рис.3., позволило установить, что:

- при вытеснении нефти только паром: соотношение легких и тяжелых углеводородных компонентов составило 46% и 54% соответственно;
- при вытеснении нефти паром и составом № 3 соотношение легких и тяжелых углеводородных компонентов также составило 46% и 54% соответственно;
- при вытеснении нефти паром и составом №1 доля тяжелых углеводородных компонентов возросла до 56%;
- при вытеснении нефти паром и составом № 2 доля тяжелых углеводородных компонентов увеличилась до 65%.

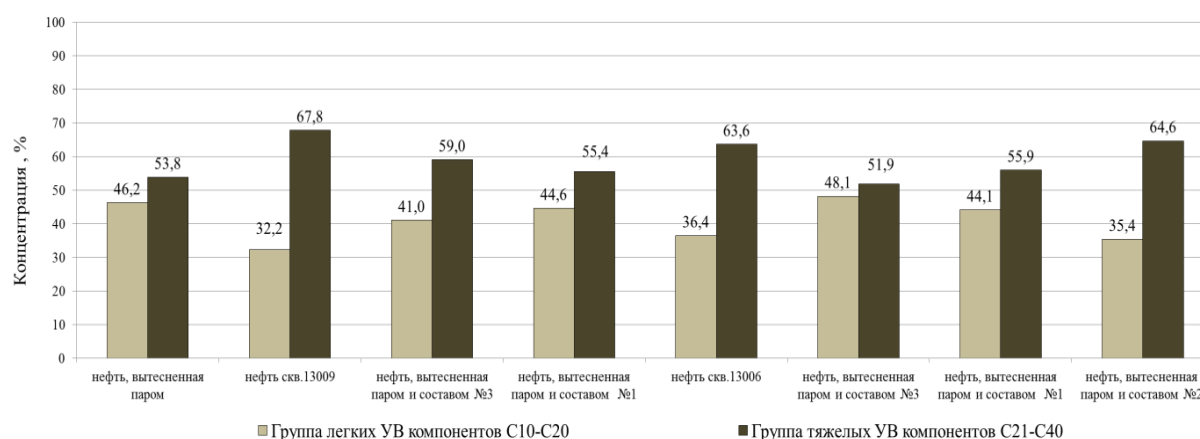


Рис. 3. Распределение групп углеводородных компонентов в составе битуминозной нефти, вытесненной из насыпной модели с нефтенасыщенным кварцевым песком

Таким образом, установлено, что при комплексном воздействии пара и композиции растворителя возросла доля тяжелых компонентов в составе битуминозной нефти, вытесненной из насыпной модели пласта.

Для выявления преобладающих процессов, способствующих преобразованию углеводородного состава битуминозной нефти, рассчитаны соотношения содержаний в исследуемой нефти различных групп углеводородов по данным соответствующих показателей [3,4]:

- соотношение легких и тяжелых изопреноидных углеводородов по формуле:

$$B = \frac{\sum S_{\text{пиков}} iC_{13}-iC_{21}}{\sum S_{\text{пиков}} iC_{30}-iC_{35}}, \quad (1)$$

где $\sum S_{\text{пиков}} iC_{13}-iC_{21}$ – сумма площадей пиков легких алканов изостроения;

$\sum S_{\text{пиков}} iC_{30}-iC_{35}$ – сумма площадей пиков тяжелых алканов изостроения;

- соотношение тяжелых и легких углеводородов нормального строения по формуле:

$$D = \frac{\sum S_{\text{пиков}} C_{10}-C_{20}}{\sum S_{\text{пиков}} C_{21}-C_{40}}, \quad (2)$$

где $\sum S_{\text{пиков}} C_{10}-C_{20}$ – сумма площадей пиков легких алканов нормального строения;

$\sum S_{\text{пиков}} C_{21}-C_{40}$ – сумма площадей пиков тяжелых алканов нормального строения;

- общее соотношение содержания углеводородов нормального и изостроения по формуле:

$$\frac{\sum i}{\sum n} = \frac{\sum S_{\text{пиков}} iC_{13-21} + \sum S_{\text{пиков}} iC_{30-35}}{\sum S_{\text{пиков}} nC_{10-40}}, \quad (3)$$

где $\sum S_{\text{пиков}} iC_{13-21} + \sum S_{\text{пиков}} iC_{30-35}$ – сумма площадей пиков алканов изостроения;

$\sum S_{\text{пиков}} nC_{10-40}$ – сумма площадей пиков алканов нормального строения;

- изопреноидный коэффициент определяется по формуле:

$$K_i = \frac{\sum S_{\text{пиков}} iC_{19}-iC_{20}}{\sum S_{\text{пиков}} C_{17}-C_{18}}, \quad (4)$$

где $\sum S_{\text{пиков}} iC_{19}-iC_{20}$ – сумма пиков изоалканов $i-C_{19}$ и $i-C_{20}$;

$\sum S_{\text{пиков}} C_{17}-C_{18}$ – сумма пиков нормальных алканов C_{17} и C_{18} .

Согласно значениям коэффициента D (Табл. 2), характеризующего соотношение легких и тяжелых нормальных алканов, был сделан вывод о

преобладании группы тяжелых алканов $C_{21}-C_{40}$ над группой легких алканов $C_{10}-C_{20}$ ($D>1$) во всех исследуемых образцах нефти (за исключением образца нефти, вытесненной из естественного керна паром).

Таблица 2

Распределение значений углеводородных показателей компонентного состава битуминозной нефти Ашальчинского месторождения

Исследуемый образец нефти	Значения показателей, д.ед.				
	B	D	K_i	i/n	П/Ф
При вытеснении нефти из насыпной модели, состоящей из битумонасыщенного кернавого материала					
исходный экстракт (керновая нефть)	6,74	0,82	0,089	0,45	0,87
нефть, вытесненная паром	44	3,86	0,357	0,63	0,99
нефть, вытесненная составом №1*	7,7	0,94	0,148	0,42	0,76
нефть, вытесненная составом №3*	6,06	0,63	0,169	0,47	0,86
нефть, вытесненная паром и составом №1*	5,83	0,65	0,165	0,44	0,87
нефть, вытесненная паром и составом №3*	2,97	0,43	0,269	0,47	0,5
При вытеснении нефти из насыпной модели, состоящей из нефтенасыщенного кварцевого песка					
нефть, вытесненная паром	2,16	0,29	0,224	0,44	0,54
нефть со скв.13009	2,24	0,25	0,519	0,34	0,63
нефть, вытесненная паром и составом №1*	4,29	0,29	0,581	0,59	0,41
нефть, вытесненная паром и составом №3*	2,63	0,25	0,502	0,66	0,59
нефть со скв.13006	1,67	0,28	0,261	0,56	0,53
нефть, вытесненная паром и составом №1*	3,35	0,42	0,093	0,62	0,55
нефть, вытесненная паром и составом №2*	2,02	0,32	0,106	0,4	0,63
нефть, вытесненная паром и составом №3*	3,35	0,5	0,094	0,52	0,63

***Многокомпонентные составы №1 и №2** - отличаются концентрациями компонентов (растворитель промышленный, нефрас, толуол и неионогенное ПАВ); **состав №3** - **двухкомпонентный** (растворитель промышленный и толуол)

Также по всем анализируемым образцам отмечено преобладание группы легких изоалканов $u-C_{13}-u-C_{21}$ над группой тяжелых изоалканов $u-$

$C_{30}-u-C_{35}$ (согласно значениям коэффициента $B>1$). Поскольку по всем анализируемым образцам нефти значения коэффициента i/n меньше единицы, установлено, что в исследуемых образцах нефти содержание алканов нормального строения преобладало над содержанием алканов изостроения.

Известно [3], что различают четыре типа нефтей – A^1 , A^2 , B^1 , B^2 . На хроматограммах нефтей категории А проявляются аналитически определяемые количества нормальных и изопреноидных алканов, на хроматограммах нефтей типа Б пики нормальных алканов отсутствуют. На хроматограммах всех исследованных образцов четко прослеживаются пики ряда нормальных и изопреноидных алканов, то есть получено, что все исследуемые пробы относятся к категории А. Нефти типа A^1 и A^2 различаются между собой содержанием нормальных и изопреноидных алканов. Нефти типа A^1 характеризуются высокими концентрациями нормальных алканов ($K_i<1$), а на хроматограммах нефтей типа A^2 преобладают пики изопреноидных алканов ($K_i>1$). Значение изопреноидного коэффициента по всем образцам нефти меньше единицы, что позволило отнести исследуемую битуминозную нефть преимущественно к типу A^1 [4,5].

Отношение пристана к фитану П/Ф по всем анализируемым образцам нефти меньше единицы, следовательно, исследуемая битуминозная нефть относится к нефтям рассеянного органического вещества, генетически связанным с исходным органическим веществом, обогащенным фитопланктоном.

Выполненный сравнительный анализ компонентного состава битуминозной нефти, вытесненной из насыпных моделей с применением парового и химического воздействий, позволил сделать следующие выводы:

1. В исследуемых пробах битуминозной нефти преобладает доля углеводородов нормального строения, о чем свидетельствуют данные количественного анализа (средняя концентрация нормальных алканов составляет 67,4%) и значения коэффициента, характеризующего соотношение углеводородов изостроения и нормального строения (среднее значение $i/n=0,49$).
2. Среди изопреноидов высокой концентрацией отмечаются пристан и фитан, доля которых в исследуемой нефти составляет в среднем 4,58 и 9,1 процентов, соответственно. Отношение пристана к фитану позволило отнести исследуемую битуминозную нефть к нефтям рассеянного органического вещества, обогащенного фитопланктоном.
3. У битуминозной нефти, вытесненной паром и составом растворителя №2, компонентный состав наиболее схожий с составом скважинной пробы нефти, которой насыщался кварцевый песок.
4. По результатам интерпретации данных хроматографических исследований битуминозной нефти установлено, что совместное использование теплового и химического воздействия способствует более эффективному вытеснению битуминозной нефти из насыпных моделей пласта. Кроме того, при совместном воздействии пара с композициями растворителя в компонентном составе вытесненной битуминозной нефти отмечено более высокое содержание группы тяжелых углеводородных компонентов ряда $C_{21}-C_{40}$ в сравнении с экспериментом по вытеснению только паром.

Таким образом, подбор и оптимальное использование композиций растворителя совместно с паром способствуют повышению эффективности вытеснения битуминозной нефти. Определенный порядок технологических операций позволит достичь синергетического эффекта, существенно увеличивая эффективность применяемой технологии паротеплового воздействия [6, 7].

Работа выполнена в рамках Федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014 – 2020 годы» по Соглашению о предоставлении субсидии № 14.607.21.0195 от 26.09.2017 по теме «Разработка научно - технологических решений по освоению нетрадиционных коллекторов (доманиковые отложения) и трудноизвлекаемых запасов нефти (битуминозные нефти) на основе экспериментальных исследований», уникальный идентификатор работ RFMEFI60717X0195.

Список литературы

1. Богомолов А.И. Химия нефти и газа: Учебное пособие для вузов / А.И. Богомолов, А.А. Гайле, В.В. Громова (и др.). – 3-е изд., доп. и испр. - СПб: Химия. – 1995. – 448 с.
2. Gas-liquid chromatography for comparing crude oil core and bitumen sample compositions / I.A. Guskova, D.M. Gumerova, R.L. Budkevich (et.al.) // 18th International Multidisciplinary Scientific Geoconference SGEM2018 Science and Technologies in Geology, exploration and mining conference proceedings: Albena, Bulgaria. – 2018. – P.107-112.
3. Петров Ал. А. Углеводороды нефти. - М.: Наука. – 1984. – 264 с.
4. Саяхов В.А. К вопросу типизации битуминозной нефти на основе хроматографических методов исследования // Учёные записки Альметьевского государственного нефтяного института: сб. тр. науч.-практич. конф. – Альметьевск: АГНИ. – 2018. – С.79-83.
5. Комплексные исследования состава и свойств битуминозной нефти Ашальчинского месторождения / Р.С. Хисамов, Е.Ф. Захарова, Д.М. Гумерова, В.А. Саяхов // Нефтяное хозяйство. – 2018. – №10. – С.68-71.
6. Саяхов В.А., Белошапка И.Е. Сравнительный анализ компонентного состава битуминозной нефти, вытесненной из модели пласта паром и композицией растворителя // Материалы Международной научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли». – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт. – 2018. – С.81-85.
7. Отчет о прикладных научных исследованиях по теме «Разработка научно-технологических решений по освоению нетрадиционных коллекторов (доманиковые отложения) и трудноизвлекаемых запасов нефти (битуминозные нефти) на основе экспериментальных исследований» за 2 этап: «Выявление закономерностей изменения характеристик флюидов и кернового материала анализируемых пластовых систем под влиянием техногенных факторов» (Соглашение о предоставлении субсидии от 26.09.2017г. №14.607.21.0195. Научный руководитель – д.т.н. Закиров И.С.), - Альметьевск, АГНИ, 2018. – 417с.

References

1. Bogomolov A.I., Gaile A.A., Gromova V.V. *Khimiya nefti i gaza* [Oil and gas chemistry]. Saint-Petersburg: Chemistry Publ., 1995, 448 p.
2. Guskova I.A., Gumerova D.M., Budkevich R.L. et.al. Gas-liquid chromatography for comparing crude oil core and bitumen sample compositions. 18th International Multidisciplinary Scientific Geoconference SGEM2018 Science and Technologies in

- Geology, exploration and mining conference proceedings: Albena, Bulgaria, 2018, 107-112 pp.
3. Petrov Al.A. *Uglevodorody nefti* [Petroleum hydrocarbons], Moscow: Science Publ, 1984, 264 p.
 4. Sayakhov V.A. *K voprosu tipizatsii bituminoznoy nefti na osnove khromatograficheskikh metodov issledovaniya* [Type determinations of bituminous oil based on chromatographic methods revisited]. Proceedings of scientific conference of Almet'yevsk State Oil Institute, 2018, 79-83 pp.
 5. Hisamov R.S., Zaharova E.F., Gumerova D.M., Sayahov V.A. Kompleksnye issledovaniya sostava i svoystv bituminoznoy nefti Ashal'chinskogo mestorozhdeniya [Comprehensive study of the composition and properties of bituminous oil of the Ashalchinskoye field]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2018, No.10, 68-71 pp.
 6. Sayakhov V.A., Beloshapka I.E. *Sravnitel'nyy analiz komponentnogo sostava bituminoznoy nefti, vytesnennoy iz modeli plasta parom i kompozitsiey rastvoritelya* [Comparative analysis of fractional composition of bituminous oil displaced from reservoir model by steam and solvent composition]. Proceedings of international scientific conference Advancements, Problems and Perspectives of Petroleum Industry. Almet'yevsk State Oil Institute, 2018, 81-85 pp.
 7. Report on applied research studies aimed at "Development of academic and technological solutions for production of unconventional (Domanic reservoirs) and hard-to-recover (bituminous) oil based on experimental studies: Revealing the main trends in changes of fluid and core material characteristics depending on technology-related factors (Grant agreement No. 14.607.21.0195 as of 26 September 2017), Almet'yevsk State Oil Institute, 2018, 417 p.

Сведения об авторах

Закиров Искандер Сумбатович, доктор технических наук, проректор по научной работе, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: zis277@yandex.ru

Захарова Елена Федоровна, кандидат технических наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: zakharovaef@yandex.ru

Саяхов Вадим Аликович, старший преподаватель кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: sayakhoff@mail.ru

Authors

Zakirov I.S., Doctor of technical sciences, vice-rector for scientific work, Almeteyevsk State Oil Institute, Almeteyevsk, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: zis277@yandex.ru

Zakharova E.F., Ph.D., associate professor of the department "Development and exploitation of oil and gas fields", Almeteyevsk State Oil Institute, Almeteyevsk, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: zakharovaef@yandex.ru

Sayakhov V.A., senior lecturer of the department "Development and exploitation of oil and gas fields", Almeteyevsk State Oil Institute, Almeteyevsk, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: sayakhoff@mail.ru

Захарова Елена Федоровна
423450, Российская Федерация, Республика Татарстан
г. Альметьевск, ул. Ленина 2
тел.: +7(960)079-02-89
E-mail: zakharovaef@yandex.ru