

УДК 550.84:553.982:543.068.5

УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ЭКСПЛУАТИРУЕМОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО СОСТАВУ НЕФТИ, ИЗВЛЕКАЕМОЙ ИЗ РАЗЛИЧНЫХ СКВАЖИН

Туров Ю.П., Гузняяева М.Ю.

БУ ВО «Сургутский государственный университет», Сургут, e-mail: yuri_tom@rambler.ru

Для уточнения геологического строения и режимов питания продуктивных скважин эксплуатируемого нефтяного месторождения исследован состав извлекаемой нефти и его вариации для трех скважин многопластового месторождения. Показано, что за период наблюдения (три пробобора в течение 6 месяцев) заметных изменений состава извлекаемой из наблюдаемых скважин нефти не произошло. Оценена суммарная погрешность (воспроизводимость) результатов анализа состава, которая не превышала $\pm 6\%$ отн. С учетом этой погрешности установлено, что по результатам анализа изомерного состава парафинов, нафталинов, фенантронов и дибензотиофенов и на основе сопоставления рассчитанных по изомерному составу геохимических параметров образцов нефти определяются источники образцов нефти. Практически идентичный состав и совпадение значений геохимических параметров образцов нефти из двух скважин (расхождения их не превышают 3% для парафиновых и 4% для нафталиновых и фенантроновых индексов) рассматривается как доказательство работы этих скважин на один общий продуктивный пласт. Существенные отличия всех этих характеристик для образцов нефти из третьей скважины (различия достигают 35% для парафиновых, 28% для нафталиновых и 37% для фенантроновых параметров) объясняются тем, что эта скважина извлекает нефть из другого нефтеносного пласта. Полученная информация дает возможность уточнить геологическое строение эксплуатируемого месторождения, оптимизировать режимы работы добывающих скважин, сформулировать научно обоснованные рекомендации по применению технологий повышения нефтеотдачи и оценить эффективность их применения. В случае неудачных операций при использовании технологий гидроразрыва пласта применение изложенной в работе методики идентификации источников извлекаемой нефти по ее составу позволит обнаруживать возникающие межпластовые перетоки флюидов.

Ключевые слова: геологическое строение нефтяных месторождений, состав извлекаемой нефти, геохимические параметры

CLARIFYING OF THE GEOLOGICAL STRUCTURE OF THE OPERATED OIL DEPOSIT ON THE COMPOSITION OF OIL REMOVED FROM VARIOUS WELLS

Turov Yu.P., Guznyaeva M.Yu.

Surgut State University, Surgut, e-mail: yuri_tom@rambler.ru

To clarify the geological structure and feeding regimes of productive wells of an exploited oil field the composition of the recoverable oil and its variations for three wells of a multilayer field were studied. It was shown that during the observation period (three sampling within 6 months), no composition changes in recovered oil occurred. The total error (reproducibility) of the composition analysis results did not exceed $\pm 6\%$ rel. It was found that based on the isomeric composition of paraffins, naphthalenes, phenanthrenes and dibenzothiophenes and on the comparison of geochemical parameters calculated from the isomeric composition, the sources of oil samples are correctly identified. Practically identical composition and concurrence of the geochemical parameters values of oil samples from two wells (their differences do not exceed 3% for paraffin and 4% for naphthalene and phenanthrene indices) is considered as evidence of the operation of these wells on the same reservoir. The significant differences of all these characteristics for oil samples from the third well (differences reach 35% for paraffin, 28% for naphthalene and 37% for phenanthrene parameters) are explained by the fact that this well extracts oil from another oil stratum. The obtained information allow to clarify the geological structure of the exploited field, optimize the operating modes of production wells, formulate scientifically reasonable recommendations on the application of intensive oil recovery technologies and evaluate the effectiveness of their application. In case of unsuccessful fracturing technologies the application of the described methodology will allow to detect emerging inter-reservoir fluid flows.

Keywords: geological structure of oil fields, composition of recoverable oil, geochemical parameters

Несмотря на широкое использование высокотехнологичных геофизических методов разведки и современных вычислительных технологий для обработки полученной информации, геологическое строение введенных в эксплуатацию нефтяных месторождений уточняют на основе полученных данных о материальном составе извлекаемых пластовых флюидов [1, 2]. Особый интерес проблема детализации геологического строения представляет для эксплуа-

тируемых многопластовых месторождений, когда в результате применения интенсивных технологий повышения нефтеизвлечения возможно появление неконтролируемых межпластовых перетоков.

Основные корреляционные связи материального состава нефти и рассеянного органического вещества пород с геологическими условиями формирования нефти и ее месторождений в соответствии с принципами седиментационно-миграционной гипо-

тезы образования нефти были сформулированы, детально рассмотрены и обсуждены во второй половине XX в. в фундаментальных монографиях Б. Тиссо и Д. Вельте [3] и Дж. Ханта [4]. Особое внимание в органической геохимии уделяют нефтяным веществам-биомаркерам, которые рассматривают как доказательства генетической связи состава нефти с компонентами организмов живой природы [5].

При геологической оценке запасов месторождений и их оконтуривании принадлежность нефтяного флюида к конкретному продуктивному горизонту уточняют на основе состава извлекаемой нефти. Сложность состава сырой нефти вызывает необходимость предварительного фракционирования ее на более простые составляющие с количественной оценкой содержаний получаемых фракций. При этом исходный образец нефти разделяют на четыре фракции: насыщенные вещества, ароматические, смолы и асфальтены (SARA-анализы: – Saturates, Aromatics, Resins, Asphaltenes) [6, 7].

Насыщенная фракция состоит из нормальных и разветвленных алканов и циклоалканов. Ароматическая фракция представлена ароматическими углеводородами, молекулы которых также могут включать боковые алкильные цепи. Последние две фракции SARA-анализа, смолы и асфальтены, являются самыми тяжелыми, наиболее высококипящими и наиболее полярными фракциями сырой нефти и обычно представлены ароматическими полициклическими структурами, которые могут включать алкильные цепи, гетероатомы и/или микроэлементы (например, Ni, V, Fe).

В большинстве случаев под «образцом нефти» конкретного месторождения понимают усредненную пробу нефти, представляющую собой смесь нефтяных флюидов, извлекаемых из разных добывающих скважин и подаваемую из центра подготовки нефти в транспортный трубопровод [8]. Но для уточнения геологического строения месторождений и при решении задач геохимического сопровождения эксплуатируемых скважин и месторождений в целом, необходимо учитывать возможные различия в составе образцов нефти, извлеченной из разных скважин одного месторождения, а также возможные изменения состава извлекаемой нефти в процессе эксплуатации скважин. Для решения этих задач используют более детальную информацию о составе насыщенной и ароматической фракций [9]. При этом основные идеи работ [3–5] в на-

стоящее время находят развитие и широкое применение для исследования влияния исходного органического материала, условий осадконакопления и термической эволюции нефти на ее состав [10], для идентификации пород, в которых генерировались углеводороды [11], для исследования процессов биодеградации нефти [12], для анализа влияния геологической гетерогенности месторождений на процессы миграции нефти [13]. В последнее время также исследуют влияние техногенного загрязнения керна и пород продуктивных пластов при бурении скважин на состав пластовых флюидов [14].

Цель исследования: уточнение геологического строения эксплуатируемого нефтяного месторождения по составу нефти, извлекаемой из различных скважин, на основе сопоставления изомерного и гомологического состава насыщенной и ароматической фракций образцов нефти, отобранных из трех скважин многопластового месторождения.

Материалы и методы исследования

Пробы нефти были отобраны на устье трех скважин Западно-Сургутского месторождения трижды с интервалом между пробоотборами в два месяца. По предварительной информации эти скважины работают на два различных продуктивных горизонта месторождения. Состав насыщенных и ароматических фракций, выделенных методами колонной адсорбционной хроматографии в соответствии с [6] был исследован методом газовой хроматографии/масс-спектрометрии (ГХ/МС) на хромато-масс-спектрометре Shimadzu GCMS TQ-8040 (Япония). Идентификацию веществ проводили по полным масс-спектрам с использованием библиотеки масс-спектров NIST'17, с применением спектро-структурных корреляций, методов селективной ионной регистрации и с привлечением информации из статей в научной периодике. Оценку относительных распространенностей веществ в разных образцах проводили по площадям хроматографических пиков на масс-фрагментограммах, полученных по интенсивностям характеристических ионных пиков в масс-спектрах соответствующих соединений [15].

Результаты исследования и их обсуждение

В исследованных образцах были идентифицированы более 300 индивидуальных веществ. В соответствии со сложившимся

в органической геохимии правилами для идентификации и геологического сопоставления образцов нефти и рассеянного органического вещества пород широко используют не только абсолютные содержания всех или некоторых, заранее определенных, веществ в исследуемых образцах, но и относительные, сравнивая соотношения между содержаниями отдельных веществ или даже между классами веществ в разных образцах. Чаще всего для этого используют некоторые простейшие функции от относительных содержаний индивидуальных веществ, которые называют геохимическими параметрами состава или геохимическими индексами [5]. Близость значений геохимических параметров для разных образцов органического вещества в органической геохимии рассматривают как свидетельство генетического родства геологических объектов. На основе получаемых значений геохимических параметров уточняют геологическое строение нефтегазовых месторождений, судят об условиях осадконакопления и созревания органического вещества и механизмах формирования месторождений, о нефтепроизводящем потенциале пород, о степени зрелости и источниках органического вещества, из кото-

рого образовалась нефть конкретного месторождения [3, 4].

В данной работе на основе сравнения состава и рассчитанных по нему геохимических параметров образцов произведена их классификация по отношению к возможным источникам происхождения – из какого продуктивного горизонта получен каждый образец нефти. Для этого был исследован и сопоставлен изомерный состав парафинов, нафталинов, фенантронов и дибензотиофенов во всех девяти образцах нефти. Проверка воспроизводимости получаемых результатов показала, что максимальные относительные отклонения значений характеристик состава и рассчитанных геохимических параметров не превышали $\pm 6\%$ отн.

В табл. 1 приведены усредненные по трем пробоотборам изомерные составы (относительные содержания) парафинов в образцах нефти из разных скважин.

В табл. 2 приведены значения рассчитанных по относительным содержаниям парафинов геохимических параметров, чаще всего используемых в органической геохимии для идентификации и сопоставления состава геологических образцов нефти и рассеянного органического вещества пород.

Таблица 1

Сопоставление усредненных по трем пробоотборам относительных содержаний *n*-алканов, пристана (**Pr**) и фитана (**Phy**) в образцах нефти из трех скважин

<i>n</i> -алканы, изопrenoиды	Относительное содержание, %		
	Скважина I	Скважина II	Скважина III
C ₁₇	7,90	7,58	6,53
Pr	3,64	3,52	4,66
C ₁₈	7,62	7,50	6,48
Phy	5,44	5,25	6,97
C ₂₄	7,45	7,44	6,52
C ₂₅	7,29	7,49	6,55
C ₂₆	7,07	7,29	6,67
C ₂₇	7,19	7,31	6,94
C ₂₈	6,25	6,47	6,11
C ₂₉	6,53	6,86	6,95
C ₃₀	5,56	5,80	5,74
C ₃₁	5,57	5,70	6,20
C ₃₂	3,88	4,07	3,89
C ₃₃	3,50	3,53	3,65
C ₃₄	3,30	3,17	3,33
Итого	100,00	100,00	100,00

Таблица 2

Усредненные по трем пробоотборам значения геохимических параметров, рассчитанные по составу парафинов

Геохимические параметры	Место пробоотбора		
	Скважина I	Скважина II	Скважина III
CPI	0,95	0,97	0,92
CPI(1)	0,92	0,92	0,88
CPI(2)	0,86	0,88	0,79
Pr/C ₁₇	0,46	0,47	0,67
Phy/C ₁₈	0,71	0,70	1,08
K(I)	0,58	0,58	0,89
Wax	0,67	0,65	0,63
OEP	0,91	0,92	0,88
OEP(1)	0,89	0,90	0,82

CPI – carbon preference index (индекс преобладающих парафинов, индекс нечетности) = $((C25 + C27 + C29 + C31 + C33)/(C24 + C26 + C28 + C30 + C32) + (C25 + C27 + C29 + C31 + C33)/(C26 + C28 + C30 + C32 + C34))/2$;

CPI(1) – carbon preference index (1) = $2(C23 + C25 + C27 + C29)/(C22 + 2(C24 + C26 + C28) + C30)$;

CPI(2) – carbon preference index (2) = $2(C27)/(C26 + C28)$; K(I) – изопреноидный коэффициент = $(Pr + Phy)/(C17 + C18)$; Wax – waxiness («парафинистость») = $C17/(C17 + C27)$; OEP – odd over even predominance (преобладание нечетных парафинов над четными) = $(C21 + 6C23 + C25)/4(C22 + C24)$; OEP(1) – odd over even predominance (1) = $(C25 + 6C27 + C29)/4(C26 + C28)$,

где Pr, Phy, C17, C18 и т.д. – относительные содержания (площади хроматографических пиков) пристана, фитана и нормальных парафинов с числом атомов углерода в молекуле 17, 18 и т.д.

Геохимические параметры или индексы рассчитывают с учетом представлений седиментационно-миграционной гипотезы образования нефти из захороненного органического вещества и его превращений в соответствии с устойчивостью его компонентов к воздействию различных геологических и геохимических факторов (термических, окислительно-восстановительных, биологических и т.п.) [10].

Для более наглядного сопоставления полученных результатов (значений геохимических параметров исследованных образцов) на рис. 1 приведена графическая иллюстрация полученных характеристик состава. Как следует из табл. 2 и рис. 1, характеристики состава насыщенной части нефти двух скважин (I и II) очень близки, диаграммы их на отдельных участках практически полностью перекрываются, различия в значениях геохимических индексов не превышают 3%. Иная картина наблюдается для третьей скважины – значения параметров OEP(1), CPI(2), K(I), Pr/C17 и Phy/C18 существенно отличаются от значений этих характеристик, рассчитанных для образцов нефти из первых двух скважин, и для наиболее дифференцирующих признаков различия превышают 30%. Максимальные различия наблюдаются для изопреноидного

коэффициента K(I) (34,7%) и соотношений между содержаниями пристана и гептадекана n-C17 (Pr/C17, 35,1%), а также фитана и октадекана n-C18 (Phy/C18, 34,3%).

Графический формат представления результатов более удобен для демонстрации различий в значениях геохимических индексов и наглядно иллюстрирует возможность надежного дифференцирования образцов по источнику поступления нефти.

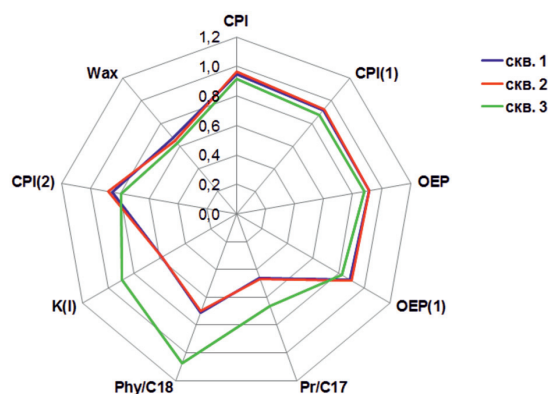


Рис. 1. Распределение значений геохимических параметров, рассчитанных по изомерному составу парафинов в образцах нефти из разных скважин

Таблица 3

Значения геохимических параметров, рассчитанных по изомерному составу нафталинов

Геохимические параметры	Скважины		
	I	II	III
TNR 2	0,59	0,59	0,66
TNR 3	1,33	1,34	1,60
TNR 5	0,81	0,81	0,97
TMNR	0,50	0,50	0,54
MNR	1,20	1,19	1,28
DNR/3	1,08	1,12	1,53
TNR 1	0,41	0,42	0,56

Метилнафталиновый индекс: $MNR = 2\text{-мн} / 1\text{-мн}$;Диметилнафталиновый индекс: $DNR = (2,6\text{-дмн} + 2,7\text{-дмн}) / 1,5\text{-дмн}$;Триметилнафталиновые индексы: $TNR 1 = 2,3,6\text{-тмн} / (1,4,6\text{-тмн} + 1,3,5\text{-тмн})$; $TNR 2 = (1,3,7\text{-тмн} + 2,3,6\text{-тмн}) / (1,3,5\text{-тмн} + 1,4,6\text{-тмн} + 1,3,6\text{-тмн})$; $TNR 3 = 1,3,6\text{-тмн} / 1,2,5\text{-тмн}$; $TNR 5 = 1,3,7\text{-тмн} / (1,4,6\text{-тмн} + 1,3,5\text{-тмн})$; $TMNR = 1,3,7\text{-тмн} / (1,3,7\text{-тмн} + 1,2,5\text{-тмн})$;

-мн, -дмн и -тмн – метилнафталины, диметилнафталины и триметилнафталины соответственно

Таблица 4

Значения геохимических параметров, рассчитанных по изомерному составу трициклических ароматических веществ

Геохимические параметры	Скважины		
	I	II	III
DBT/P	0,45	0,46	0,67
3-MP/4-MDBT	0,44	0,42	0,57
MDR	1,29	1,38	0,97
MDR'	0,56	0,58	0,49
MPR	0,76	0,76	0,98
MPI-1	0,44	0,43	0,49

 $MDR = 4\text{-MDBT} / 1\text{-MDBT}$; $MDR' = 4\text{-MDBT} / (4+1)\text{-MDBT}$; $MPR = 2\text{-MP} / 1\text{-MP}$; $MPI-1 = 1,5 \times (2\text{-MP} + 3\text{-MP}) / (P + 1\text{-MP} + 9\text{-MP})$, где P, 1-MP, 2-MP, 3-MP, 9-MP, DBT, 1-MDBT и 4-MDBT – относительные содержания (площади хроматографических пиков) фенантрена, 1-, 2- и 3-метилфенантронов, дибензотиофена, 1- и 4-метилдibenзотиофенов

Число используемых геохимических параметров для сопоставления состава образцов нефти и условий ее формирования превышает несколько десятков. При этом, кроме парафинов, используют относительные содержания изомеров ароматических соединений.

Вариации и различия в изомерном составе ароматических веществ иллюстрируются данными табл. 3 и табл. 4, в которых приведены значения геохимических индексов, рассчитанных по изомерному составу би- и трициклических классов ароматических веществ.

Визуальная оценка различий в значениях рассчитанных геохимических параметров возможна при рассмотрении рис. 2.

Наблюдаемые различия полностью коррелируют с картиной, полученной для парафиновых геохимических индексов (рис. 1) – на диаграммах рис. 2 характеристики образцов нефти из первой и вто-

рой скважин практически полностью совпадают (различия не превышают 4% для нафталиновых и 6% для фенантроновых параметров), а для третьей – кардинально отличаются от первых двух, различия для наиболее контрастирующих признаков достигают 28% для нафталиновых индексов (DNR/3) и 37% для фенантроновых (MDR). По представленным иллюстрациям отнесение исследованных образцов нефти к различным источникам является очевидным – первые две скважины извлекают нефть из одного пласта, третья – из другого.

Из приведенных результатов следует, что на основе сопоставления относительных содержаний изомеров различных классов соединений и рассчитанных по ним геохимическим параметрам состава можно надежно дифференцировать источники нефти и установить принадлежность образца извлекаемой нефти к определенному продуктивному пласту.

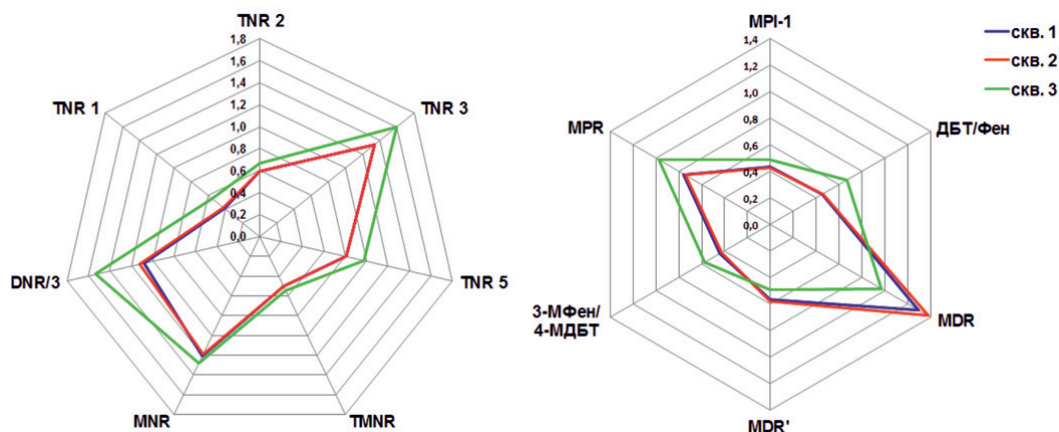


Рис. 2. Распределение значений геохимических параметров, рассчитанных по изомерному составу бициклических (слева) и трициклических (справа) ароматических веществ в образцах нефти из разных скважин

В соответствии с полученными результатами подтверждено наличие двух продуктивных горизонтов месторождения, для которых состав извлекаемой нефти существенно различается, и для них рассчитаны геохимические параметры. Изложенный методический подход позволяет на основе этой информации в случае необходимости провести инвентаризацию всех добывающих скважин месторождения по составу извлекаемой из них нефти.

Такие данные необходимы для оптимизации режимов нефтеотбора для каждой продуктивной скважины и научно обоснованного планирования мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов с учетом фактической нагрузки на эксплуатируемые нефтеносные горизонты. Кроме того, открывается возможность оценивать эффективность применения технологий по интенсификации нефтеотдачи, в том числе методом гидроразрыва пласта, а также обнаруживать появление нежелательных межпластовых перетоков пластовых флюидов на основе сопоставления состава извлекаемой нефти до и после мероприятий.

Заключение

Таким образом, продемонстрирована возможность уточнения геологического строения эксплуатируемых месторождений, особенно на поздних этапах их выработки, когда повышается вероятность антропогенных изменений строения первоначальных геологических структур из-за множественных перфораций и других техногенных воздействий, на основе де-

тальной информации о составе и извлекаемой нефти.

Полученная информация дает возможность не только уточнить геологическое строение эксплуатируемого месторождения, но и оптимизировать режимы работы добывающих скважин, сформулировать научно обоснованные рекомендации по применению технологий повышения нефтеотдачи и оценивать эффективность их применения. Контроль возможного появления межпластовых перетоков в результате неудачного гидроразрыва пласта особенно важен для горизонтальных скважин месторождений баженовской свиты с продуктивными пластами небольшой мощности, где малые вертикальные угловые отклонения в направленности горизонтального участка скважины могут привести к уходу ее из продуктивного горизонта и перфорации межпластовых изолирующих пропластков. В случае неудачных операций при использовании технологий гидроразрыва пласта применение изложенной в работе методики идентификации источников извлекаемой нефти по ее составу позволит обнаруживать возникающие межпластовые перетоки флюидов.

Список литературы / References

1. Pollastro R.M., Roberts L.N.R., Cook T.A. Geologic assessment of technically recoverable oil in the Devonian and Mississippian Bakken Formation. Chap. 5 of U.S. Geological Survey Williston basin province assessment team. Assessment of undiscovered oil and gas resources of the Williston basin province of North Dakota, Montana, and South Dakota: U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS-69-W, 2013. (ver. 1.1, November 2013). 34 p.

2. Mullins O.C., Zuo J.Y., Pomerantz A.E., Forsythe J.C., Peters K. Reservoir fluid geodynamics: the chemistry and physics of oilfield reservoir fluids after trap filling. *Energy Fuels*. 2017. vol. 31. no. 12. P. 13088–13119. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.7b02945.
3. Tissot B.P., Welte D.H. *Petroleum formation and occurrence*. 1984. Springer-Verlag Berlin Heidelberg. 702 p. DOI: 10.1007/978-3-642-87813-8.
4. Hunt J.M. *Petroleum geochemistry and geology*. 2nd ed. New York: W.H. Freeman and Company, 1995. 743 p. DOI: 10.1017/S0016756800007755.
5. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. *The biomarker guide*. Parts I and II. Cambridge: Cambridge University Press, 2005. 1155 p. DOI: 10.1017/CBO9780511524868.
6. Gutiérrez D., Moore R.G., Mehta S.A., Ursenbach M., Bernal A. Phase-behavior modeling of oils in terms of saturates/aromatics/resins/asphaltenes fractions. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2019. vol. 22. no. 03. P. 1–15. DOI: 10.2118/189727-pa.
7. Sieben V.J., Stickel A.J., Obiosa-Maife C., Rowbotham J., Memon A., Hamed N., Ratulowski J., Mostowfi F. Optical measurement of saturates, aromatics, resins, and asphaltenes in crude oil. *Energy Fuels*. 2017. vol. 31. no. 4. P. 3684–3697. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.6b03274.
8. Лазарев Д.А., Муравская Ю.А., Гузниева М.Ю., Туров Ю.П. Углеводородный состав нефтей некоторых месторождений Ханты-Мансийского автономного // *Успехи современного естествознания*. 2016. № 9. С. 126–130.
- Lazarev D.A., Muravskaia Iu.A., Guzniaeva M.Iu., Turov Iu.P. Hydrocarbon composition of oils of some deposits of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug // *Advances in current natural sciences*. 2016. № 9. P. 126–130 (in Russian).
9. Sinnathamb C.M., Nor N.M. Relationship between SARA fractions and crude oil fouling. *Journal of Applied Sciences*. 2012. vol. 12. no. 23. P. 2479–2483. DOI: 10.3923/jas.2012.2479.2483.
10. Chang Xiang-chun, Li Zeng-xue, Yan Cheng-peng. Geochemistry of aromatic fractions in es4 oil extracts from the south slope of dongying sag and its implications. *Procedia Environmental Sciences*. 2011. vol.11. P. 680–685. DOI: 10.1016/j.proenv.2011.12.106.
11. El Nady M.M., Mohamed N.S. Source rock evaluation for hydrocarbon generation in Halal oilfield, southern Gulf of Suez, Egypt. *Egyptian Journal of Petroleum*. 2016. vol. 25. P. 383–389. DOI: 10.1016/j.ejpe.2015.09.003.
12. Qi Wang, Fang Hao, Changgui Xu, Yangming Zhu, Zhongheng Sun, Huayao Zou. The origin and charging directions of Neogene biodegraded oils: A geochemical study of large oil fields in the middle of the Shijiutuo Uplift, Bohai Sea, China. *Marine and Petroleum Geology*. 2017. vol. 88. P. 200–213. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2017.08.020.
13. Fustica M., Strobl R., Fowler M., Jablonski B.V., Martinus A.W. Impact of reservoir heterogeneity on oil migration and the origin of oilwater contacts: McMurray Formation type section, Alberta, Canada. *Marine and Petroleum Geology*. 2019. vol. 103. P. 216–230. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2019.01.020.
14. Schinteie R., Colangelo-Lillis J.R., Hope J.M., Chen J., Nelson D.B., Jarrett A.J.M., Brocks J.J. Impact of drill core contamination on compound-specific carbon and hydrogen isotopic signatures. *Organic Geochemistry*. 2019. vol. 128. P. 161–171. DOI: 10.1016/j.orggeochem.2019.01.003.
15. Лебедев А.Т. Масс-спектрометрия в органической химии. М.: Бином. Лаборатория знаний, 2003. 475 с.
- Lebedev A.T. *Mass spectrometry in organic chemistry*. М.: Binom. Laboratoriia znanii, 2003. 475 p. (in Russian).