

Соотношение биогенных и глубинных процессов по данным анализа микроэлементного состава нефтей

С.А. Пуанова

д.г.-м.н., ведущий научный сотрудник¹
punanova@mail.ru

М.В. Родкин

д.ф.-м.н., главный научный сотрудник^{1,2}
rodkin@mitp.ru

¹Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

²Институт теории прогноза землетрясений и математической геофизики РАН, Москва, Россия

Обобщены результаты совместного анализа микроэлементного (далее — МЭ) состава нефтей ряда нефтеносных бассейнов, так называемых молодых нефтей, иных каустобиолитов, органического вещества (далее — ОВ) и среднего состава земной коры. Количественно сопоставлена теснота связи МЭ состава различных нефтей с химическим составом возможных источников МЭ в нефтях. Полученные результаты свидетельствуют в пользу модели, когда доминирующим источником углеводородов полагается ОВ при принципиально важной роли в нафтидогенезе восходящих потоков нижнекоровых флюидов.

Материалы и методы

Соотношение биогенных и глубинных процессов нафтидогенеза проводилось по данным о среднем содержании МЭ в нефтях и более подробных данных о содержании МЭ в нефтях месторождений Волго-Уральского, Западно-Сибирского нефтегазоносных бассейнов, месторождений Камчатки. Использовались данные и по термальным водам кальдеры вулкана Узон. Методами корреляционных связей были получены значимые зависимости между содержанием МЭ в исследованных нефтях, различных георезервуарах, нижней, средней и верхней коре и биоте.

Ключевые слова

микроэлементный состав нефтей, величины корреляционной связи, различие МЭ состава типичных и молодых нефтей, глубинный флюидный режим

Считается установленным, что процесс нафтидогенеза носит комплексный характер и связан с комбинированным взаимодействием биогенных, экзогенных и эндогенных факторов. Развитие этих процессов должно находить отражение в микроэлементном (далее — МЭ) содержании нефтей. Согласно [1], большая часть МЭ состава нефтей унаследована от исходного органического вещества (далее — ОВ) осадочных пород, о чем свидетельствует доминирующая доля среди МЭ нефтей так называемых биогенных элементов и достаточно высокая корреляция между содержанием МЭ в нефтях и средним составом живого вещества. Другие МЭ могут быть привнесены в нефть из вмещающих горных пород и пластовых вод. При этом часть МЭ нефтей определено указывает на наличие глубинного источника, по крайней мере, на уровне нижней коры [2 и др.]. Представляет интерес единообразный статистический анализ содержаний МЭ в нефтях и сравнение на основе таких данных вклада различных источников МЭ. Результаты такого сравнения кратко представлены ниже.

Проведение такого анализа стало возможным благодаря значительному росту объема аналитических данных по содержанию МЭ в различных нефтях, других каустобиолитах и во вмещающих горных породах. Такой рост объема данных был достигнут на основе использования метода масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой (ICP-MS), что позволило более точно и быстро определять концентрации различных МЭ в образцах [3, 4 и др.]. Значения концентрации различных МЭ в нефтях и других каустобиолитах (углях и сланцах), в верхней, средней и нижней континентальной коре и в живом веществе различаются на несколько порядков. В этом случае более оправданно использовать логарифмическую, а не линейную шкалу для сравнения концентраций различных МЭ. Ранее нами было показано [5], что расчет

коэффициентов корреляции для значений концентрации МЭ в логарифмическом масштабе весьма полезен и информативен; результаты применения такого подхода в более широком охвате описаны ниже.

Нами проанализированы корреляции между логарифмами концентрации МЭ в каустобиолитах и породах (различных нефтях, углях, горючих и черных сланцах, а также в глинах), в сравнении со средним химическим составом верхней, средней и нижней континентальной коры и ОВ различного типа. В отличие от ранее проведенного анализа [5] были использованы более детальные данные, позволяющие дифференцировать анализ по трем уровням земной коры: верхняя, средняя и нижняя континентальная кора [6] и по различным типам живого вещества [7]. При этом наравне с МЭ содержанием нефтей основных нефтеносных бассейнов, были проанализированы данные по МЭ содержанию так называемых молодых нефтей; в качестве таковых использовались данные [8] по нефтепроявлениям на Камчатке в районе кальдеры Узона.

Результаты корреляционного анализа для типичного содержания каустобиолитов, приведенные в таб. 1, указывают на ожидаемо максимальную корреляцию между МЭ составом углей, горючих сланцев (каустобиолиты заведомо верхнекорового происхождения) с химическим составом верхней континентальной коры. Эти данные дополнены анализом среднего содержания глин, также ожидаемо показавшим наиболее тесную связь со средним химическим составом верхней коры. Напротив, средний МЭ состав типичных нефтей теснее коррелирует с химическим составом нижней континентальной коры (при значительной связи также с составом ОВ). Важно также отметить, что корреляции, полученные для среднего МЭ состава нефти, оказываются существенно более низкими, чем корреляции для глин, углей и сланцев, что указывает на большую сложность и вероятную

Каустобиолиты и глины	Континентальная кора			Биота			
	верхняя	средняя	нижняя	растения морские	растения наземные	животные морские	животн. наземн.
глины	*0,9/41	0,85/40	0,83/41	0,77/28	0,72/29	0,53/23	0,46/28
угли	0,84/41	0,76/40	0,78/41	0,78/28	0,71/29	0,48/23	0,50/28
черные сланцы	0,82/41	0,84/40	0,80/41	0,78/28	0,75/29	0,57/23	0,56/28
горючие сланцы	0,84/35	0,76/34	0,79/35	0,76/28	0,74/29	0,54/23	0,55/28
средняя нефть	0,60/37	0,58/36	0,63/37	0,61/26	0,58/29	0,59/24	0,54/28

* Значение коэффициента корреляции/количество использованных значений логарифмов концентрации элементов; жирным шрифтом выделены максимальные в ряду величины.

Таб. 1 — Связь МЭ состава каустобиолитов с химическим составом ряда георезервуаров
Tab. 1 — Relationship between the TE composition of caustobiolites and the chemical composition of geo-reservoirs

Месторождение, возраст	Континентальная кора			Биота			
	верхняя	средняя	нижняя	растения		животные	
				морские	наземн.	морские	наземн.
Ромашкинская группа, по аналитическим данным [3]							
Абдрахмановская пл., 6 проб	0,57 ±0,02	0,56 ±0,03	0,59 ±0,02	0,39 ±0,18	0,42 ±0,11	0,51 ±0,16	0,51 ±0,14
Березовская пл., 5 проб	0,55 ±0,02	0,57 ±0,03	0,57 ±0,02	0,48 ±0,17	0,46 ±0,12	0,65 ±0,16	0,60 ±0,15
Ромашкинская группа (нефти сателлитов*) по аналитическим данным [4]							
Пашийский, 5 проб	0,76 / 60	0,77 / 54	0,77 / 60	0,70 / 32	0,75 / 35	0,71 / 30	0,74 / 34
Данково-лебед., 2 пр.	0,74 / 59	0,76 / 53	0,75 / 59	0,76 / 31	0,80 / 34	0,79 / 29	0,81 / 33
Кизеловский, 1 пр.	0,73 / 59	0,77 / 53	0,75 / 59	0,76 / 31	0,78 / 34	0,78 / 29	0,79 / 33
Бобрик.-радаевск, 3 пр.	0,73 / 59	0,77 / 54	0,75 / 59	0,76 / 32	0,80 / 35	0,80 / 30	0,81 / 34
Тульский, 1 пр.	0,70 / 60	0,72 / 54	0,72 / 60	0,63 / 32	0,72 / 35	0,64 / 30	0,72 / 34
Средняя разница**	0	2,2±1,1	1,8±0,5	0	5,2±1,9	0	2,2±2,7

* нефти Чеканского, Тумутукского и Тумутук-Чеканского месторождений-сателлитов Ромашкинского нефтяного поля; ** % относительно первого значения

Таб. 2 — Коэффициенты корреляции между МЭ составом нефтей Ромашкинской группы месторождений с составом континентальной коры и биоты
 Tab. 2 — Correlation coefficients between the TE petroleum composition of the Romashkinskoye group of oil fields with the composition of the continental crust and biota

полигенность характера образования нефти, в частности, ее МЭ состава. Такие результаты корреляции — устойчиво повторяющиеся при анализе данных по различным нефтеносным бассейнам [5] — определенно указывают, что глубинные процессы играют важную роль в процессах нефтидогенеза (таб. 1, рис. 1).

Применительно к предполагаемой в [9] глубинной абиогенной природе нефтей Ромашкинской группы месторождений, нами был проведен анализ МЭ состава нефтей Ромашкино и группы его месторождений-сателлитов и их сопоставление с данными для других нефтеносных бассейнов. Как известно, по

данным многих исследователей для Ромашкинской группы месторождений были выделены так называемые аномальные скважины, для которых на основании геолого-промысловых признаков высказаны утверждения об их дополнительной современной подпитке потоками УВ.

Были предложены и иные объяснения восполнения запасов Ромашкинской группы месторождений. В работе [10] по результатам сравнения содержаний МЭ в нефтях и битумоидах, извлеченных из пород фундамента и из осадочных отложений в районе Ромашкинского месторождения, показано влияние

МЭ состава как исходного ОВ из осадочных нефтематеринских толщ, так и выявлены указания на привнос МЭ из глубинных горизонтов. В работе [11] был предложен комплекс показателей, позволяющий проводить геохимический мониторинг нефтей на разрабатываемых месторождениях с целью выявления процессов переформирования залежей в ходе их разработки и возможной подпитки потоками УВ.

В работе [12] высказано предположение о двухфазной генерации заполняющих залежи Ромашкино УВ. Предполагается, что на аномальных скважинах происходит увеличение дебитов и меняется состав нефтей или газоконденсатов в результате молодого этапа нефтегенерации и их подпитки новообразованными нефтями. При этом этот второй этап нефтегенерации связывается не с глубинным подтоком УВ, а с более молодой фазой генерации флюидов из ОВ осадочных толщ.

В работе [13] предлагается вариант объяснения, призванный согласовать данные о восполнении запасов месторождения с указаниями на недостаточность УВ потенциала известных здесь предположительно нефтематеринских свит. На основании анализа состава нефтей делается заключение, что «вероятным источником нефти Ромашкинского и других месторождений Татарстана являются доманикоиды верхнего девона». Однако, ввиду явной недостаточности нефтеносного потенциала местных нефтематеринских свит, и отвергая пополнение месторождения за счет глубинных источников, в [13] предполагается миграция УВ в Ромашкино из области Предуральяского прогиба на расстояние в несколько сот километров с последующей финальной концентрацией мигрирующей нефти в Ромашкинском месторождении.

Можно предположить, что сравнение МЭ состава нефтей Ромашкинского комплекса месторождений с нефтями иных нефтегазосных бассейнов, а также МЭ состава типичных и аномальных скважин Ромашкинского месторождения даст дополнительные аргументы в пользу одной из перечисленных выше моделей. Ниже кратко представлены результаты такого сравнения на основе подсчетов

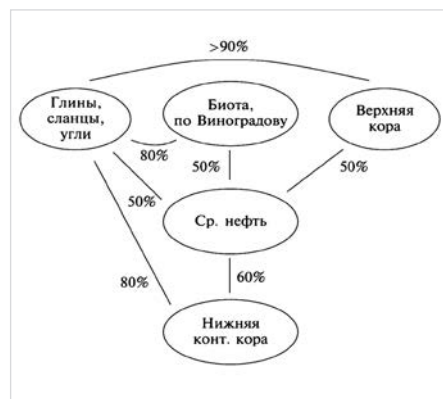


Рис. 1 — Упрощенная модель величины вклада-влияния (по значениям корреляционной связи химического состава) биоты, нижней и верхней континентальной коры на МЭ состав нефти

Fig. 1 — A simplified model of the contribution-effect value (based on the correlation values of the chemical composition) of the biota, the lower and upper continental crust on the TE oil composition

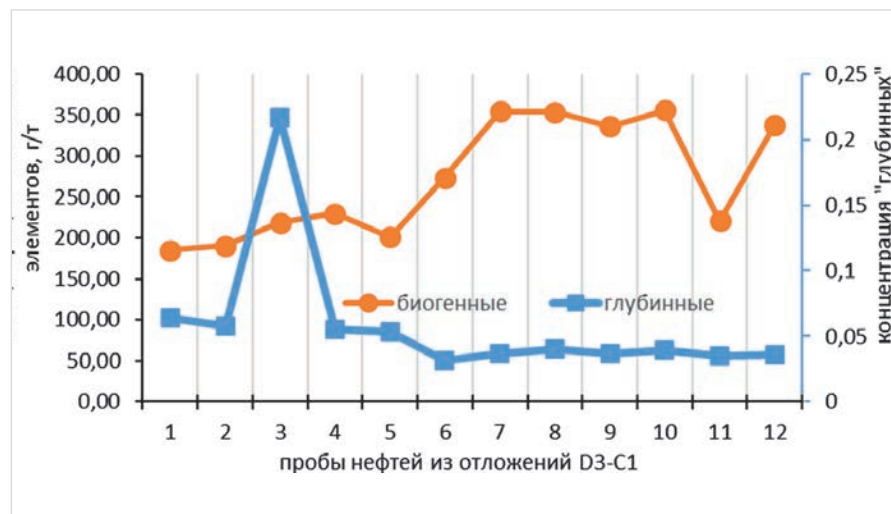


Рис. 2 — Модель распределения различных генетических типов МЭ в разновозрастных нефтях Ромашкинской группы месторождений (по аналитическим данным [4]); биогенные — $\Sigma(V, Cr, Co, Ni, Cu, Zn)$, глубинные — $\Sigma(Li, Be, La, Sm, Eu)$

Fig. 2 — Model distribution of various genetic types of TE in the uneven-aged oils of the Romashkinskoye group of oil fields (according to analytical data [4]); biogenic — $\Sigma(V, Cr, Co, Ni, Cu, Zn)$, deep — $\Sigma(Li, Be, La, Sm, Eu)$

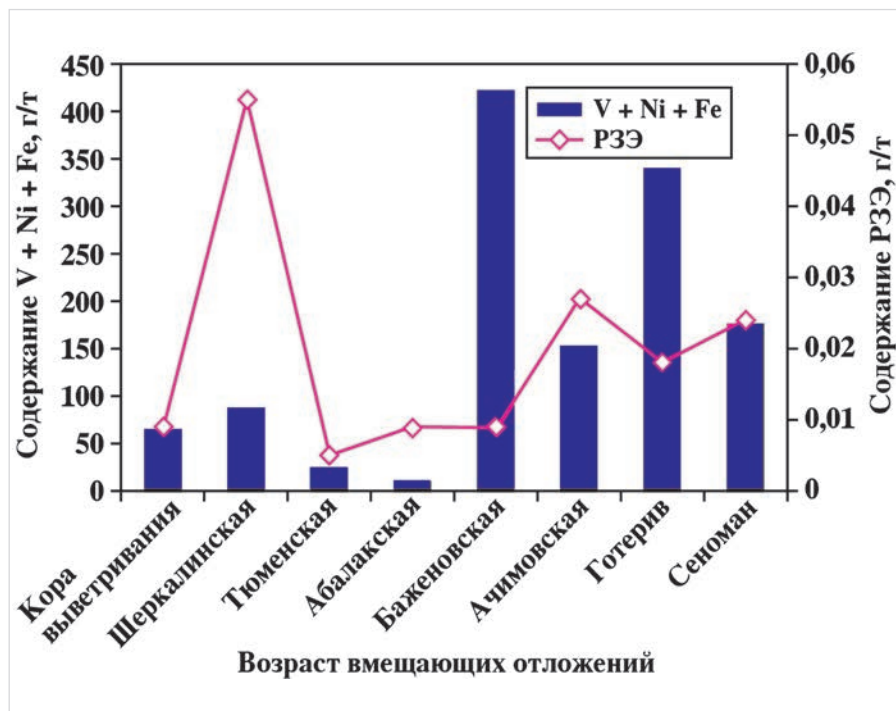


Рис. 3 — Модель распределения различных генетических типов МЭ для разновозрастных толщ Шаимского района Западной Сибири
 Fig. 3 — Model distribution of different genetic types of TE for of different ages of Shaimsky region of Western Siberia

значений коэффициентов корреляции.

Результаты нашего анализа не выявили принципиальных различий в характере статистических связей МЭ состава нефтей Ромашкино и других нефтеносных бассейнов, а также МЭ состава аномальных и обычных скважин Ромашкинского месторождения (отметим, правда, что во втором случае результаты сравнения не вполне убедительны в связи с малым числом — всего 12 — доступных значений концентраций элементов). При этом, также, как и для других нефтеносных бассейнов, была выявлена относительно более тесная связь МЭ состава нефтей с химическим составом нижней континентальной коры. Заметим, что по наличию современной подпитки Ромашкинское месторождение также не столь уж уникально. Хорошо известен факт восполнения извлеченных запасов Грозненских месторождений за время прекращения их эксплуатации

во время Чеченской войны. Факты восполнения запасов нефти наблюдались и на некоторых других месторождениях.

Была показана также сильная некоррелированность изменения в различных пробах концентрации предположительно биогенных (V, Cr, Co, Ni, Cu, Zn) и глубинных (Li, Be, La, Sm, Eu) элементов (рис. 2). При этом такая некоррелированность также не уникальна для Ромашкинского месторождения; на рис. 3 приведены аналогичные результаты по Западной Сибири. Некоррелированность содержания в нефтях биогенных и глубинных элементов убедительно свидетельствует об их независимом формировании из различных источников.

Исходя из вышесказанного, можно допустить, что доминирующим источником УВ Ромашкино являются породы типа доломитовидов, но не латерально удаленные, а затянутые в область глубинного корового

надвига, что и обеспечивает высокую концентрацию УВ в месторождении. Такая трактовка отвечает модели генерации УВ и выноса их к поверхности восходящим потоком флюида по схеме неравновесного проточного реактора [14]. В этой модели массивный нафтидогенез сопряжен с зонами глубинных надвигов и реализуется на основе затягиваемого в зону надвига, рассеянного ОВ при его превращении в УВ и выносе к поверхности потоком разогретого восходящего флюида из глубинных частей надвига. Эти флюиды, будучи молодыми мобилизованными водами, образующимися при дегидратации погружающихся пород, будут аномально опресненными и потому будут довольно хорошо растворять УВ.

Такое предположение позволяет более естественно объяснить формирование и пополнение Ромашкинского месторождения, нежели в рамках модели дальней латеральной миграции УВ через ряд разломных зон при малом градиенте давления или в рамках модели подтока мантийных флюидов. Получаем, что нефтеносность Ромашкинского месторождения достаточно хорошо интерпретируется в рамках модели нафтидогенеза по схеме проточного неравновесного реактора, когда основным источником УВ нефти является захороненное ОВ, но для массивного нефтеобразования необходима проработка осадочных толщ восходящим потоком разогретых слабоминерализованных флюидов, несущих МЭ метку о характерных глубинах их формирования.

В рамках предполагаемой схемы нафтидогенеза по схеме проточного неравновесного реактора восходящий поток флюидов несет МЭ метку о глубине своего формирования. В типичных глубинных коровых зонах надвига массивные реакции дегидратации затягиваемых в надвиг толщ происходят на уровне нижней коры. Именно это предположительно и определяет более тесную корреляционную связь МЭ состава типичных нефтей со средним химическим составом нижней континентальной коры.

Такая модель весомерно подкрепляется результатами анализа МЭ состава молодых нефтей и гидротерм Камчатки по данным [8] для нефтей и гидротермальных вод кальдеры Узона. Анализ этих данных указывает на более тесную связь МЭ состава молодых нефтей и гидротермальных вод с составом нижней, а средней или верхней коры. Особенно четко и систематически эта тенденция видна по статистически более надежным данным о составе гидротермальных вод (таб. 3). Такое различие естественно связать с тем, что в условиях интенсивного теплового режима вулканических районов Камчатки дегидратация протекает на меньших глубинах, на уровне верхней и средней, а не нижней континентальной коры.

Итоги

Проведен анализ характера корреляционных связей МЭ состава различных нефтей и других каустобиолитов со средним химическим составом органического вещества и нижней, средней, и верхней континентальной коры. Характер связи для различных исследованных бассейнов нафтидогенеза,

Источники и водоемы	Земная кора		
	Верхняя	Средняя	Нижняя
Скв. 1	0,38/43*	0,41/41	0,30/43
Ист. Термофильный	0,51/43	0,54/41	0,45/43
Ист. Парящий сапожок	0,52/43	0,54/41	0,47/43
ПР НП	0,53/43	0,57/41	0,47/43
Ист. Ящерица	0,50/42	0,52/40	0,45/42
Озеро ОТП	0,55/43	0,58/41	0,50/43
Озеро Банное	0,59/43	0,61/41	0,55/43
Озеро Восьмерка	0,54/43	0,55/41	0,49/43

* через / даны значения коэффициента корреляции и число элементов, использованных при расчете.

Таб. 3 — Корреляции МЭ состава гидротермальных вод Камчатки с МЭ составом верхней, средней и нижней континентальной коры
 Tab. 3 — Correlation of the TE composition of hydrothermal waters of Kamchatka with TE composition of the upper, middle and lower continental crust

в том числе для группы Ромашкинских месторождений, оказался близким. Для всех нефтей, кроме молодых нефтей кальдеры Узона, выявлена более тесная связь с составом нижней коры. Для молодых нефтей кальдеры Узона на Камчатке такая тенденция отсутствует, а для статистически более надежных данных по МЭ составу гидротермальных вод кальдеры Узона наблюдается существенно более тесная связь со средним химическим составом верхней коры.

Выводы

Результаты полученного анализа свидетельствуют в пользу модели реализации массивированного нафтидогенеза по схеме проточного неравновесного химического реактора; при этом МЭ состав нефтей в значительной степени определяется глубинами формирования восходящего потока мобилизованных в ходе дегидратации глубинных вод. В условиях типичного континентального теплового режима этот уровень отвечает глубинам нижней коры. Для активного теплового режима районов современного вулканизма, таких как Камчатка, этот уровень смещается в область средней и верхней коры.

Список литературы

1. Пунанова С.А. О полигенной природе источника микроэлементов нефтей // Геохимия. 2004. № 8. С. 893–907.
2. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Журавлев Д.З. Геохимические особенности нефти различных регионов и возможный источник металлов в ней // Доклад РАН. 2008. 422 (1). С. 88–92.
3. Иванов К.С., Биглов К.Ш., Ерохин Ю.В. Микроэлементный состав нефтей Республики Татарстан (на примере Ромашкинского месторождения). Вестник института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН. 2013. Выпуск 8. С. 2–6.
4. Маслов А.В., Ронкин Ю.Л., Лепихина О.П., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Микроэлементы в нефтях некоторых месторождений-сателлитов Ромашкинского нефтяного поля (Республика Татарстан) // Литосфера. 2015. №1. С. 53–64.
5. Родкин М.В., Рундквист Д.В., Пунанова С.А. Об относительной роли нижнекоровых верхнекоровых процессов в формировании микроэлементного состава нефтей // Геохимия. 2016. №11. С. 1025–1031.
6. Rudnick R.L., Gao S. Composition of the continental crust. Treatise on Geochemistry, 2003, Volume 3. 659 p. ISBN 0-08-043751-6. Elsevier.
7. Bowen H.J.M. Trace elements in biochemistry. Academic Press, 1966, 241 p.
8. Добрецов Н.Л., Лазарева Е.В., Жмодик С.М и др. Геологические, гидрогеохимические и микробиологические особенности нефтяной площадки кальдеры Узон (Камчатка). Геология и геофизика, 2015. №56 (1–2). С. 56–88.
9. Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. Возобновляются ли запасы нефти // Экономика и организация промышленного производства. 2012. №1. С. 29–34.
10. Каюкова Г.П., Лукьянова Р.Г., Романов Г.В., Шарипова Н.С. Органическая геохимия осадочной толщи фундамента территории Татарстана. М: ГЕОС. 2009. 492 с.
11. Плотникова И.Н., Салахидинова Г.Т. Геохимические критерии идентификации невыработанных участков нефтяных залежей на поздней стадии их разработки // Нефть и газ. 2017. №5. С. 83–102.
12. Бочкарев В.А., Остроухов С.Б., Сианисян С.Э. Концепция двухэтапного формирования залежей углеводородов западного борта Прикаспийской впадины. Успехи органической геохимии. Новосибирск: ИНГГ СО РАН. 2010. С. 64–69.
13. Галимов Э.М., Камалеева А.И. Источник углеводородов супергигантского нефтяного месторождения Ромашкино (Татарстан) — приток из кристаллического фундамента или нефтематеринские осадочные отложения? // Геохимия. 2015. №2. С. 103–122.
14. Родкин М.В., Рукавишников Т.А. Очаг нефтеобразования как неравновесная динамическая система — модель и сопоставление с эмпирическими данными // Геология нефти и газа. 2015. №3. С. 65–70.

Группа компаний «Канудос» больше десяти лет специализируется в поставках высокотехнологичного оборудования, комплектующих и высококачественных материалов для различных отраслей промышленности.

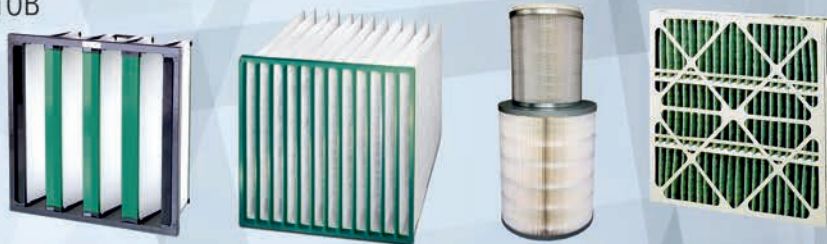
ПРОИЗВОДИМ:

фильтры воздушные промышленного назначения

ПОСТАВЛЯЕМ:

фильтры картриджи PecoFaset/Parker для природного газа, нефтепродуктов

фильтры воздушные Camfil для КВОУ/ВОУ газовых турбин и осевых компрессоров



Цель компании Канудос — предоставить клиентам энергоэффективные, лучшие в своем классе продукты и услуги по фильтрации воздуха, природного газа, нефтепродуктов и жидкостей, аспирации.



Офисы и контакты: г. Москва, БП «Румянцево», домовладение 4 Г, офис 236Г
Тел/факс: (495) 240-58-25 info@canudos.ru www.canudos.ru

Relationship of biogenic and deep processes on the data of the analysis of oil trace element composition

Authors:

S.A. Punanova — Sc.D., leading researcher¹; punanova@mail.ru

M.V. Rodkin — Sc.D., chief researcher^{1,2}; rodkin@mitp.ru

¹Institute of Oil and Gas Problems RAS, Moscow, Russian Federation

²Institute of the theory of earthquake prediction and mathematical geophysics RAS, Moscow, Russian Federation

Abstract

The results of an analysis of the trace element composition of oil in a number of oil-bearing basins, so-called young oils, other caustobiolytes, organic matter and the average composition of the Earth's crust are briefly reviewed. Quantitatively, the tightness of the trace element composition of various oils with the chemical composition of possible sources of trace element in petroleum was compared. The obtained results testify to the model in which the dominant source of trace elements in oils is an organic matter with the fundamentally important role in the naftidogenesis of the ascending flows of the lower crustal fluids.

Materials and methods

The ratio of biogenic and deep processes of naftidogenesis was carried out based on the content of Trace Elements (TE) in the oils of the deposits of the Volga-Ural, West Siberian oil and gas basins, and deposits

in Kamchatka. Data were also used for the thermal waters of the Uzon volcano caldera. Significant correlation between the content of TE in the investigated oils, various geo-reservoirs, lower, middle and upper crust and biota was obtained by correlation methods.

Keywords

trace element composition of oils, correlation value, difference in TE composition of typical and young oils, deep fluid regime.

Results

An analysis was made of character of the correlation of the trace elements composition of various oils and other caustobiolytes with the average chemical composition of organic matter and the lower, middle, and the upper continental crust. The nature of the connection for various investigated basins of naftidogenesis, including the group of the Romashkinskoye deposits, turned out to be close. For all oils, besides the young oils of the Uzon caldera, a closer correlation

with the composition of the lower crust was revealed. There is no such trend for young oils of the Uzon caldera in Kamchatka, and for statistically more reliable data on the trace elements composition of the hydrothermal waters of the Uzon caldera; in these cases a closer correlation was found with the average chemical composition of the upper crust.

Conclusions

The results of the obtained analysis support the model for the implementation of massive naftidogenesis according to the scheme of a flow-through non-equilibrium chemical reactor, when the trace elements composition is largely determined by the depth of the formation of upstream flow of the mobilized during dehydration deep waters. Under conditions of a typical continental thermal regime, this level corresponds to the depths of the lower crust. For the active thermal regime of areas of recent volcanism, this level shifts to the area of the middle and the upper crust.

References

- Punanova S.A. O poligennoy prirode istochnika mikroelementov neftey [On the polygenic nature of the source of trace elements of oils]. *Geochemistry*, 2004, issue 8, pp. 893–907.
- Gottikh R.P., Pisotskiy B.I., Zhuravlev D.Z. Geokhimicheskie osobennosti neftey razlichnykh regionov i vozmozhnyy istochnnik metallov v ney [Geochemical features of oil in various regions and a possible source of metals in it]. Report RAS, 2008, 422 (1), pp. 88–92.
- Ivanov K.S., Biglov K.Sh., Erokhin Yu.V. Mikroelementnyy sostav neftey Respubliki Tatarstan (na primere Romashkinskogo mestorozhdeniya) [Trace element composition of oils of the Republic of Tatarstan (by the example of the Romashkinskoye deposit)]. *Bulletin of the Institute of Geology of the Komi Scientific Center of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences*, 2013, issue 8, pp. 2–6.
- Maslov A.V., Ronkin Yu.L., Lepikhina O.P., Izotov V.G., Sitdikova L.M. Mikroelementy v neftyakh nekotorykh mestorozhdeniy-satellitov Romashkinskogo neftyanogo polya (Respublika Tatarstan) [Trace elements in the oils of some satellite deposits of the Romashkinskoye oil field (Republic of Tatarstan)]. *Lithosphere*, 2015, issue 1, pp. 53–64.
- Rodkin M.V., Rundkvist D.V., Punanova S.A. Ob otnositel'noy roli nizhnekrovnykh verkhnekrovnykh protsessov v formirovaniy mikroelementnogo sostava neftey [On the relative role of lower crustal upper crust processes in the formation of trace element composition of oils]. *Geochemistry*, 2016, issue 11, pp. 1025–1031.
- Rudnick R.L., Gao S. Composition of the continental crust. *Treatise on Geochemistry*, 2003, Volume 3. 659 p. ISBN 0-08-043751-6. Elsevier.
- Bowen H.J.M. Trace elements in biochemistry. Academic Press, 1966, 241 pp.
- Dobretsov N.L., Lazareva E.V., Zhmodik S.M and others. *Geologicheskie, gidrogeokhimicheskie i mikrobiologicheskie osobennosti neftyanoy ploshchadki kal'dery Uzon (Kamchatka)* [Geological, hydrogeochemical and microbiological features of the oil site of the Uzon caldera (Kamchatka)]. *Geology and geophysics*, 2015, issue 56 (1-2), pp.56–88.
- Muslimov R.Kh., Plotnikova I.N. Vozobnovlyayutsya li zapasy neftey [Are oil reserves renewed]. *Economics and organization of industrial production*, 2012, issue 1, pp. 29–34.
- Kayukova G.P., Luk'yanova R.G., Romanov G.V., Sharipova N.S. Organicheskaya geokhimiya osadochnoy tolshchi fundamenta territorii Tatarstana [Organic geochemistry of the sedimentary thickness of the foundation of the territory of Tatarstan]. M: GEOS, 2009, 492 p.
- Plotnikova I.N., Salakhidinova G.T. Geokhimicheskie kriterii identifikatsii nevyrobotannykh uchastkov neftyanykh zalezhey na pozdney stadii ikh razrabotki [Geochemical criteria for identification of unprocessed sections of oil deposits at a late stage of their development]. *Oil and gas*, 2017, issue 5, pp. 83–102.
- Bochkarev V.A., Ostroukhov S.B., Sianisyan S.E. Kontseptsiya dvukhetapnogo formirovaniya zalezhey uglevodorodov zapadnogo borta Prikaspiyskoy vpadiny [The concept of two-stage formation of hydrocarbon deposits of the western side of the Caspian depression]. *Success of organic geochemistry: INGG SB RAS*, 2010, pp. 64–69.
- Galimov E.M., Kamaleeva A.I. Istochnik uglevodorodov supergigantskogo neftyanogo mestorozhdeniya Romashkino (Tatarstan) — pritok iz kristallicheskogo fundamenta ili neftematerinskie osadochnye otlozheniya? [The source of hydrocarbons of the supergiant oil deposit Romashkino (Tatarstan) — the inflow from the crystalline basement or the petroleum-bearing sedimentary deposits?] *Geochemistry*, 2015, issue 2, pp. 103–122.
- Rodkin M.V., Rukavishnikova T.A. Ochag nefteobrazovaniya kak neravnovesnaya dinamicheskaya sistema — model' i sopostavlenie s empiricheskimi dannymi [The focus of oil formation as a nonequilibrium dynamic system is a model and comparison with empirical data]. *Geology of oil and gas*, 2015, issue 3, pp. 65–70. http://www.gubkin.ru/faculty/geology_and_geophysics/chairs_and_departments/geology/Neft%20gas%20vozobnovlyaemy.pdf.