

Генетические особенности микроэлементного состава нафтидов на основе корреляционного анализа

С.А. Пуанова¹, М.В. Родкин^{1,2}, Т.А. Рукавишников³¹Институт проблем нефти и газа РАН, ²Институт теории прогноза землетрясений и математической геофизики РАН, punanova@mail.ru

Аннотация

В статье на основе корреляционного анализа рассмотрены зависимости между микроэлементным (МЭ) составом нафтидов, куда включены углеродистое вещество отложений (битумоиды), нефти различных нефтегазоносных бассейнов (НГБ), асфальто-смолистые компоненты нефтей и твердые природные битумы, и составами земной коры разного уровня и биоты. Для сравнения приводятся также корреляционные связи МЭ состава углей и сланцевых формаций. Выявлены новые соотношения между величинами коэффициентов корреляции составов исследованных природных субстанций, позволяющие использовать МЭ метку как генетический ориентир для характеристики природных процессов на эволюционной шкале нефтеобразования.

Ключевые слова

микроэлементы, нефти, нафтиды, биота, природные битумы, коэффициенты корреляции, земная кора разного уровня

органического вещества пород, нефти, смолисто-асфальтеновые компоненты нефтей НГБ, природные битумы, земная кора, сланцы и биота. Методы исследования: Методами математической статистики вычисляли коэффициенты корреляции между МЭ составом вовлеченных объектов, основываясь на аналитической базе данных большого числа исследователей. Составление таблиц и графиков.

Материалы и методы

Материалы исследования: Нафтиды различного генезиса — битумоиды

Для цитирования:

С.А. Пуанова, М.В. Родкин, Т.А. Рукавишников. Генетические особенности микроэлементного состава нафтидов на основе корреляционного анализа // Экспозиция Нефть Газ. 2020. №4. С. 20-24. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10091

Поступила в редакцию: 28.07.2020

GEOLOGY

УДК 551 | Original Paper

Genetic features of the trace element composition of naphthides based on correlation analysis

Svetlana A. Punanova¹, Mikhail V. Rodkin^{1,2}, Tatyana A. Rukavishnikova³¹Institute of Oil and Gas Problems, Russian Academy of Sciences, ²Institute of Earthquake Prediction Theory and Mathematical Geophysics, ³Institute of Earthquake Prediction Theory and Mathematical Geophysics punanova@mail.ru

Abstract

Based on the correlation analysis, the article examines the relationship between the trace element (TE) composition of naphthides, which includes the carbonaceous matter of sediments (bitumoids), oils of various oil and gas basins (OGB), asphalt-resinous components of oils and solid natural bitumens with the compositions of the Earth's crust at different levels and biota. For comparison, similar correlations of the TE composition of coals and shale formations are also given. New relationships have been revealed between the values of the correlation coefficients of the compositions of the studied natural substances, which make it possible to use the TE tag as a genetic reference for characterizing natural processes on the evolutionary scale of oil generation.

Keywords

Trace elements, oils, naphthides, biota, natural bitumens, correlation coefficients, the earth's crust at different levels

matter of rocks, oil, resinous-asphaltene components of oil in the oil and gas basin, natural bitumen, earth crust, shale and biota.

Research methods: Using the methods of mathematical statistics, we calculated the correlation coefficients between the TE composition of the objects involved, based on the analytical database of a large number of researchers. Drawing up tables and graphs.

Materials and methods

Research materials: naphthides of various genesis — bitumoids of organic

For citation:

Svetlana A. Punanova, Mikhail V. Rodkin, Tatyana A. Rukavishnikova. Genetic features of the trace element composition of naphthides based on correlation analysis // Ekspozitsiya Neft' Gaz = Exposition Oil Gas, 2020. issue 3, pp. 20-24. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10091

Received: 28.07.2020

Введение

Настоящее исследование является продолжением работ [1–3], посвященных значимости МЭ составляющей природных объектов для решения всевозможных геолого-геохимических задач. На основе корреляционных зависимостей между МЭ составами нефтей, биоты и земной коры (средней, верхней и нижней её частей), было показано, что состав МЭ нафтидов имеет полигенный источник, связанный как с органическим веществом (ОВ) осадочных образований, так и с влиянием глубинных процессов. Кроме того, были выявлены различные корреляционные связи МЭ состава нефтей некоторых регионов с химическим составом основных георезервуаров земной коры, ряда типов пород и типов ОВ (наземное или водное, животные или растения). На основе такого сравнения, проведенного для возможно большого разнообразия анализов различных нефтей, делаются содержательные выводы о характере нефтегенерационного процесса и его различии в разных условиях нефтегенерации.

Задача настоящего исследования проанализировать величины коэффициентов корреляции (КК) логарифмов содержаний МЭ в нафтидах с химическим составом земной коры разных уровней и биоты. В сферу

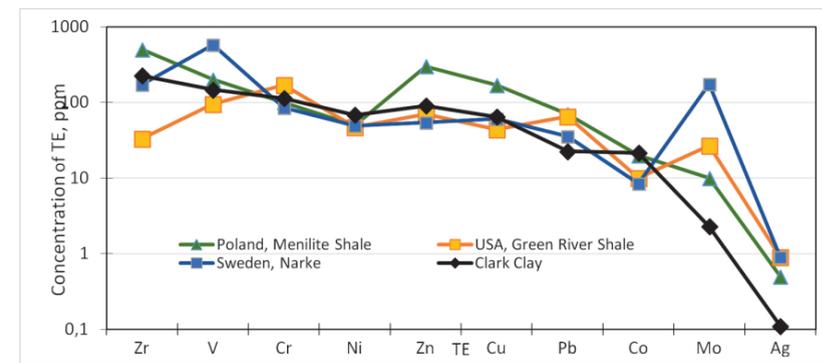


Рис. 1 — Распределение микроэлементов в сланцах различных регионов
Fig. 1 — Distribution of trace elements in shale of different regions

рассмотрения были вовлечены битумоиды (растворимые компоненты ОВ пород), нефти, смолисто-асфальтеновые компоненты нефтей и асфальты с целью выявления основных источников МЭ в нафтидах и характера их превращений в процессе эволюции нефтяных систем. Этот ряд нафтидов представляет собой генетическую последовательность изменения систем от исходных углеродистых веществ осадочных пород к нефтям, и далее

при их гипергенном или термальном вторичном преобразовании к природным битумам. Кроме того, в отличие от ранее проводимых исследований, были более детально изучены МЭ составы различных сланцевых формаций [4]. Аналитические данные нами почерпнуты из многочисленных литературных источников (Готтих, Лисоцкий, 2006; 2010; Ясыгина и др., 2006; Федоров и др., 2007; Готтих и др., 2008; 2009; Винокуров и др., 2010; Маслов и др., 2015; Szatmari et al., 2011; Каюкова и др., 2018 и др.). Всего в расчетах задействованы данные примерно 100 анализов в ряде случаев по более чем 40 МЭ.

Таб. 1 — КК между составами элементов глинистых разностей пород, земной коры и биоты

Tab. 1 — КК between the compositions of the elements of clay differences of rocks, the earth's crust and biota

Глины и сланцевые формации	Континентальная кора			Биота			
	верхняя	средняя	нижняя	Растения		Животные	
				водн.	наземн.	водн.	наземн.
Глины кларк	0,93	0,93	0,91	0,63	0,49	0,22	0,43
Горючие сланцы							
Хуадянь, Китай	0,92	0,94	0,89	0,80	0,73	0,53	0,42
Туровские, Беларусь	0,87	0,88	0,84	0,74	0,39	0,42	0,33
Грин Ривер, США	0,78	0,78	0,75	0,70	0,24	0,26	0,49
Черные сланцы							
Барнетт Верхний, США	0,91	0,91	0,91	0,81	0,59	0,61	0,64
Нарке, Швеция	0,72	0,71	0,66	0,42	-0,07	-0,13	-0,15
Менилиты, Польша	0,57	0,59	0,54	0,64	0,53	0,23	0,58

Таб. 2 — КК между составами элементов битумоидов, земной коры и биоты

Tab. 2 — КК between the compositions of the elements of bitumoids, the earth's crust and biota

Регион, площадь, автор	Образ-цы, воз-раст	Земная кора			Биота			
		верхн.	средн.	нижн.	Растения		Животные	
					морск.	наземн.	морск.	наземн.
Волго-Урал	D3psh	0,41	0,41	0,40	0,49	0,35	0,41	0,26
Абдрахмановская	D2gv	0,58	0,59	0,58	0,61	0,64	0,59	0,31

Таб. 3 — КК между составами одновозрастных нефтей и битумоидов

Tab. 3 — КК between compositions of coeval oils and bitumoids

Исследуемые нафтиды, возраст	Битумоид № 1, D3psh	Нефть № 2, D2gv	Битумоид № 2, D2gv
Нефть № 1, D3psh	0,97	0,98	0,87
Битумоид № 1, D3psh	1	0,97	0,83
Нефть № 2, D2gv		1	0,89
Битумоид № 2, D2gv			1

Результаты и обсуждение

Приведем результаты корреляционного анализа для проанализированных выборок.

В выборку вошли аналитические данные по сланцевым формациям различных регионов мира [4]. По горючим сланцам, слабокатагенетически преобразованным глинистым отложениям с содержанием Сорг выше 20%, черным сланцам глинисто-кремнисто карбонатного состава с содержанием Сорг от 5 до 20% и стадией преобразования от МК1 до МК3 и по глинистым породам с невысоким содержанием Сорг. Сравнение МЭ данных сланцевых отложений по различным регионам приведено на рис.1, по которому можно проследить МЭ характеристику различных сланцев и довольно повышенные концентрации в них определенных элементов по сравнению с кларками глин (по А.П. Виноградову).

Выявлены более высокие КК МЭ состава сланцев с составами биоты, и с верхней и средней корой, по сравнению с нижней (лишь для черных сланцев свиты Барнетт США отмечены одинаково высокие КК для кор разных уровней), что отражает их связь с отложениями верхних слоев земной коры. Для менее преобразованных горючих сланцев эта тенденция выражена значительнее. Корреляционные связи МЭ состава сланцев с составом биоты и земной коры в основном соответствуют ранее выявленным закономерностям, основанным только на средних содержаниях, без с привязки к определенным сланцевым бассейнам.

Результаты по выборкам сопоставительного изучения одновозрастных комплексов битумоидов и нефтей Татарского свода представлены в табл. 2 и 3 (по аналитическим данным [5]). Образцы битумоидов ОВ пород являются предшественниками нефти по представлениям многих геохимиков. И часто сравнительный анализ УВ и МЭ составов нефтей и

битумоидов применяется для диагностики в разрезе нефтематеринских свит, а также для выявления фациальных условий нефтегазообразования. При близких КК между МЭ составом битумоидов и составами коры и биоты проявляется тенденция к более высоким величинам связи состава битумоидов именно с верхней, либо средней, но не нижней корой. И очень высоки связи битумоидов и нефти между собой по составу изученных МЭ.

При анализе выборки смолисто-асфальтеновых компонент нефтей Татарского свода (табл. 4) для подавляющего количества проб отмечаются более высокие КК МЭ состава флюидов с составом средней или нижней коры и биоты, чем с верхней (по аналитическим данным [6]). При этом, вычисленные КК для нефтей оказались значительно ниже величин, выявленных для сланцев.

Подборка результатов по МЭ составу смолисто-асфальтеновых компонент нефтей и

битумоидов нескольких регионов представлена в табл. 5. В ней же даны результаты по КК твердых битумов, в данном случае асфальтов (по аналитическим данным [7, 8]).

Достаточно отчетливо проявляется более высокая связь МЭ состава этих объектов с составами нижней коры, чем с верхней. Стоит отметить, что большинство МЭ в нефтях сосредоточено в их тяжелых, высокомолекулярных – смолисто-асфальтеновых компонентах (табл. 6).

Часто они представлены коллоидными частицами неорганической природы, которые сорбированы или связаны с полициклическими системами наиболее высокомолекулярной части нефти. Концентрация металлов в асфальтенах, как правило, выше, чем в смолах. Это относится к таким элементам, как V, Ni, Zn, Hg, Cu. Несмотря на более высокие абсолютные концентрации металлов в асфальтенах, считается, что смолы из-за гораздо

большого их содержания в нефти, аккумулируют в своем составе преобладающую долю многих металлов [9].

Остановимся подробнее на характере преобразования нефтядов от исходных нефтей до флюидов, изменений вторичными процессами. В зависимости от тектонической активности региона, перепада глубин вмещающих отложений (до выхода на поверхность), особенностей контактирующих с залежью пластовых вод существенно меняется ряд последовательных стадий окисления нефтядов: от легких нефтей к тяжелым, от тяжелых нефтей к асфальтитам, от малых керитам, что влечет за собой цепочку согласованных изменений УВ и МЭ состава. При этом происходит значительная потеря легких фракций, биодеградация парафиновых УВ, остаточное накопление и новообразование смолисто-асфальтеновых компонентов, осернение нефтей, накопление ряда тяжелых металлов, и в первую очередь ванадия, образование промышленно ванадиеносных провинций с рудными концентрациями металлов (табл. 7).

Эти закономерности подкреплены и лабораторными исследованиями [6, 10]. Отмечается [10, 11] пространственная связь промышленно ванадиеносных нефтей с выходами на дневную поверхность либо с неглубоким залеганием пород кристаллического фундамента, а также с орогенными поясами, в пределах которых породы также выведены на поверхность (Канадский щит, Гвианский щит, Украинский щит, складчатые сооружения Урала, Тянь-Шаня и др.). Здесь же, в непосредственной близости от скопленных тяжелых нефтей и битумов часто располагаются рудные залежи. С протерозойскими отложениями Канадского щита связаны магматогенные месторождения ванадиеносных титаномагнетитов. В докембрийских породах Гвианского щита расположено крупное железорудное месторождение Эль-Пао. Значительная часть Волго-Уральского НГБ совпадает с западной частью Уральской ванадиевой провинцией, в пределах которой формировались многочисленные рудные месторождения медистых (содержание меди достигает 4%) и волконскоитовых песчаников (V = 0,01-0,24%). В Тимано-Печорском регионе источником V могли быть титаномагнетитовые или ильменитовые песчаники, обогащенные Ti, V и Ni, а для нефтей Варандей-Ядзвинской зоны – вулканогенный материал, обогащенный V и другими металлами. Г.П. Каюкова и др. [6], на основании многих геохимических исследований считают доказанным, что битумы гипергенного типа составляют основную массу продуктов преобразования первичных нефтей, и именно с ними связаны все известные крупнейшие и гигантские месторождения битумов. Нам представляется этот тезис несколько преждевременным, и связан он с лучшей изученностью этих битумных скопленений из-за их большей доступности и «приповерхностности» (термин Б.А. Клубова, 1999).

И.С. Гольдбергом [11], изучавшим закономерности процессов концентрирования металлов в тяжелых нефтях и битумах, предложено несколько генетических моделей формирования металлоносных углеводородных провинций. Один из типов связан с эндогенным привносом V, Mo, Hg и других

элементов при воздействии интрузий и гидротерм на скопления асфальтовых битумов преимущественно в пределах складчатых областей (Уральская, Корякско-Камчатская, Андийская, Апеннинская и др.) и привносом Hg, Cd, Sb в нефть с газовыми эманациями в зонах глубинных разломов в пределах НГБ (Предкарпатский прогиб, бассейны Калифорнии и др.).

Исходя из изложенного, а именно о более сильных сорбционных свойствах смолисто-асфальтеновых фракций нефтей и битумоидов и сосредоточии большего количества и большего разнообразия элементов именно в этой части нефти при первичной нефтегенерации, а также о вторичном накоплении элементов при гипергенезе за счет потери легких фракций и взаимодействии с активными глубинными потоками и происходит увеличение корреляционных связей составов нефтядов с нижней корой и уменьшение связи с составом биоты.

В обобщенном виде результаты взаимосвязи между составами исследованных объектов представлены на рис. 2. По оси ординат отложены разность между КК содержания элементов в нефтядах и в верхней коре, а по оси абсцисс – КК между содержанием элементов в нефтядах и в биоте. При значительном разбросе КК, на графике отчетливо проявляются определенные зависимости связей составов элементов для различных групп нефтядов с составами коры и биоты, которые на графике формируют три зоны. I зона отвечает природным битумам. Характерны высокие КК между содержанием элементов нижней коры и асфальтов при низких КК с составом биоты; II зона – глины, углеродистые сланцы и угли. Для этих образцов выявлены наоборот низкие КК между содержаниями элементов в них и в нижней коре и высокие КК с составом биоты и верхней коры. III – центральная зона, промежуточная, здесь расположены точки, характеризующие КК между составами нефтей различных бассейнов и битумоидов с составом коры и биоты.

Итоги

Выявленные различия КК элементного состава нефтядов с составом коры и биоты подтверждают полигенность их источника, связанного с исходным для нефтеобразования

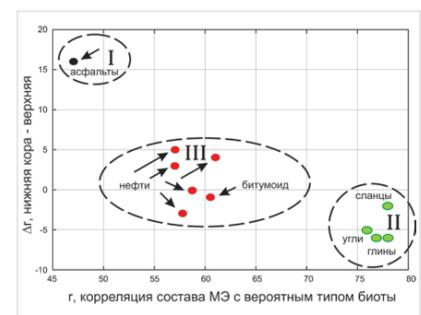


Рис. 2 – Связь КК содержаний элементов в нефтядах и осадочных образованиях с составами биоты и коры (верхней и нижней) (усредненные данные)
Fig. 2 – Relationship between the CC contents of elements in naphthides and sedimentary formations with the compositions of biota and crust (upper and lower) (averaged data)

живым веществом (так называемые биогенные элементы по В.И. Вернадскому) и глубинными флюидами (абиогенные). Можно предположить, что глинистые сланцы, чисто осадочные породы, также, как и битумоиды наследуют в большей мере специфику состава верхней коры и биоты, тогда как преобразованные флюиды – асфальты, проявляют унаследованность состава МЭ в большей мере от нижней коры, теряя связь с биотой. А значительная часть нефтей, её смолисто-асфальтеновые компоненты имеют промежуточный состав элементов, на который влияет практически в равной мере состав разных уровней земной коры и биоты.

Выводы

Если в предыдущих исследованиях полигенность состава МЭ нефтядов идентифицировалась чисто качественными методами, то в настоящем исследовании об этом свидетельствуют количественные показатели. Основной источник МЭ состава нефтядов это исходное живое вещество, однако в процессе миграции и нефтеобразования и за счет вторичных процессов начинают играть не меньшую роль и глубинные процессы в нижней коре, поставляющие дополнительные их количества в состав нефтядов. Корреляционные связи между составами

изученных нефтядов, корой и биотой рекомендуется использовать как генетический показатель процессов эволюции нефтяных систем.

Литература

1. Пуанова С.А., Родкин М.В. Соотношение биогенных и глубинных процессов по данным анализа микроэлементного состава нефтей // Экспозиция Нефть Газ. 2018. № 6 (66). С. 16–20.
2. Rodkin M.V., Rundkvist D.V., Punanova S.A. The Relative Role of Lower and Upper Crustal Processes in the Formation of Trace Element Compositions of Oils // Geochemistry International, Pleiades Publishing, Ltd., 2016, Vol. 54, issue 11, pp. 989–995.
3. Podkin M., Punanova S. Results of examination of trace elements composition in oils. All abstracts. IMOG-EAGE. Gothenburg, Sweden, 2019.
4. Punanova S.A., Shpirt M.Ya. Ecological Consequences of the Development of Shale Formations Containing Toxic Elements // Solid Fuel Chemistry, Allerton Press, 2018, Vol. 52, issue 6, pp. 396–405.
5. Галиева А.М., Каюкова Г.П., Романов Г.В. Распределение металлов в асфальтенах нефтей и экстрактов из пород продуктивных комплексов Ромашкинского

Таб. 4 – КК между составами элементов смолисто-асфальтеновых компонент нефтей Волго-Уральского НГБ, земной коры и биоты
Tab. 4 – KK between the compositions of the elements of resinous-asphaltene components of the oils of the Volga-Ural OGB, the Earth's crust and biota

Площадь	Образцы, возраст	Земная кора			Биота			
		верхняя	средняя	нижняя	мор. раст.	назем. раст.	мор. жив.	назем. жив.
Куакбашская	C1, C2	0,47	0,47	0,48	0,53	0,42	0,49	0,28
Азнакаевская	D3dm	0,51	0,51	0,53	0,55	0,47	0,55	0,33
Березовская	D3kn+psh	0,56	0,57	0,55	0,61	0,56	0,52	0,33
	D2gv	0,55	0,55	0,55	0,53	0,40	0,39	0,35
Миннибаевская	D3psh	0,51	0,52	0,50	0,55	0,46	0,41	0,28
	D2gv	0,48	0,48	0,47	0,57	0,47	0,46	0,33
Альметьевская	D3psh	0,53	0,54	0,49	0,65	0,54	0,50	0,32
	D2gv	0,47	0,48	0,48	0,47	0,40	0,42	0,24
Северо-Альметьевская	D2gv	0,47	0,47	0,48	0,47	0,37	0,46	0,30

Таб. 5 – КК между составами элементов природного битума (асфальта), смолисто-асфальтеновых компонент нефтей, битумоидов, земной коры и биоты
Tab. 5 – KK between the compositions of elements of natural bitumen (asphalt), resinous-asphaltene components of oils, bitumoids, earth's crust and biota

Регионы	Земная кора			Биота			
	верхняя	средняя	нижняя	Растения		Животные	
				морск.	наземн.	морск.	наземн.
Природные битумы							
Восточная Сибирь	0,67	0,70	0,78	0,43			
Смолисто-асфальтеновые компоненты нефтей							
Днепровско-Донецкая впадина	0,81	0,82	0,82	0,42	0,59	0,76	0,82
Восточная Сибирь	0,79	0,80	0,79	0,51	0,67	0,79	0,92
Тимано-Печора	0,74	0,76	0,77	0,33	0,60	0,71	0,83
Западная Сибирь	0,74	0,75	0,74	0,24	0,68	0,68	0,83
Сахалин	0,80	0,81	0,82	0,50	0,66	0,82	0,84
Южно-Татарский свод	0,72	0,74	0,75	0,17	0,55	0,66	0,73
Смолисто-асфальтеновые компоненты битумоидов							
Южно-Татарский свод D ₃ dm	0,69	0,70	0,71	0,08	0,53	0,59	0,77
Сургутский свод J ₃ -C ₁	0,58	0,60	0,64	-0,45	0,32	0,46	0,45

Таб. 6 – Содержание МЭ, определенных непосредственно в смолах и асфальтенах нефтей Западной Сибири (по аналитическим данным [9])
Tab. 6 – The content of TE determined directly in the resins and asphaltenes of oils of Western Siberia (according to analytical data [9])

Месторождение, пласт	Фракция	Содержание МЭ во фракциях, г/т						V/Ni
		Ag	Zn	Hg	Sc	V	Ni	
Русское, ПКЗ	Смолы	*34,2 97	отсутствует			0,01 53	35,2 80	35,0 64
	Асфальтены	0,92 3	61,70 100	0,52 100	0,11 48	76,6 15	178,0 36	
Советское, АВ1	Смолы	–	200,0 90	отс.	0,01 85	152,0 83	120,0 82	
	Асфальтены	–	380,0 10	3,7 100	0,04 15	544,0 17	450,0 18	
Месторождение, пласт	Фракция	Содержание МЭ во фракциях, г/т						V/Ni
		Sb	Cr	Mn	Fe	Co	Br	
Русское, ПКЗ	Смолы	0,01 10	0,42 26	0,72 74	не обн.	0,92 68	3,86 20	1,0
	Асфальтены	0,90 90	10,9 74	2,3 26	720,0 100	3,8 32	135,0 80	0,4
Советское, АВ1	Смолы	0,05 87	0,64 58	–	19,0 100	0,33 88	–	1,3
	Асфальтены	0,13 13	8,28 42	–	не обн.	0,76 12	–	1,2

*в числителе – содержание МЭ во фракциях; в знаменателе – доля МЭ в нефти, %

Таб. 7 – Изменение содержания отдельных МЭ (г/т) в тяжелых нефтях и природных битумах Урало-Поволжья [5]
Tab. 7 – Change in the content of individual ME (ppm) in heavy oils and natural bitumen of the Ural-Volga region [5]

Элемент	Тяжелые нефти	Мальты	Асфальтиты жильные
V	200–1400	230–2000	2350–4800
Ni	100–195	100–190	520–708
Mo	2,2–15	–	22
U	–	5,9	–

- месторождения // Матер. Межд. конф. «Изменяющаяся геологическая среда». Изд-во Казанск. ун-та, 2007. С. 375–380.
6. Каюкова Г.П., Петров С.М., Успенский Б.В. Свойства тяжелых нефтей и битумов пермских отложений Татарстана в природных и техногенных процессах. М.: ГЕОС, 2015. 343 с.
7. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И. Распределение вещества на начальной стадии дифференциации восстановленных флюидов // Руды и металлы. 2005. № 3. С. 23–33.
8. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И. Элементы-примеси как индикаторы геодинамических обстановок нефтенакпления // ДАН. 2010. Т. 433. № 4. С. 1–5.
9. Аleshин Г.Н., Камьянов В.Ф., Филимонова Т.А. и др. Металлы в нефтях Западной Сибири. Препринт № 32. Новосибирск: СО АН СССР, 1986. 60 с.
10. Punanova S.A. Supergene Transformed Naphthides: Peculiarities of Trace-Element Composition // Geochemistry International Pleiades Publishing, 2014, Vol. 52. issue 1, pp. 57–67.
11. Гольдберг И.С. Нафтаметаллогенические провинции мира и генезис рудных концентраций в тяжелых нефтях и битумах // Геология нефти и газа. 1990. № 3. С. 2–7.

ENGLISH

Results

The revealed differences in the KK of the elemental composition of naphthides with the composition of the crust and biota confirm the polygenicity of their source associated with the living matter initial for oil formation (the so-called biogenic elements according to V.I. Vernadsky) and deep fluids (abiogenic). It can be assumed that clay shales, purely sedimentary rocks, as well as bitumoids, inherit to a greater extent the specificity of the composition of the upper crust and biota, while the transformed fluids — asphalts, show the inheritance of the TE composition to a greater extent from the lower crust, losing their connection with the biota. A significant part of oils, its resinous-asphaltene components have an intermediate composition of elements, which is influenced almost

equally by the composition of different levels of the earth's crust and biota.

Conclusions

If in previous studies the polygenicity of the composition of ME naphthides was identified by purely qualitative methods, in this study this is evidenced by quantitative indicators. The main source of TE of the composition of naphthides is the original living matter; however, in the process of migration and oil formation and due to secondary processes, deep processes in the lower crust begin to play an equally important role, supplying additional amounts to the composition of naphthides. Correlation relationships between the compositions of the studied naphthides, bark and biota are recommended to be used as a genetically indicator of the processes of evolution of oil systems.

References

1. Punanova S.A., Rodkin M.V. *Sootnosheniye biogenykh i glubinykh protsessov po dannym analiza mikroelementnogo sostava neftey* [The ratio of biogenic and deep processes according to the analysis of trace element composition of oils]. Exposition Oil Gas, 2018, issue 6 (66), pp. 16–20.
2. Rodkin M.V., Rundkvist D.V., Punanova S.A. The Relative Role of Lower and Upper Crustal Processes in the Formation of Trace Element Compositions of Oils. Geochemistry International, Pleiades Publishing, Ltd., 2016, Vol. 54, issue 11, pp. 989–995.
3. Podkin M., Punanova S. Results of examination of trace elements composition in oils. All abstracts. IMOG-EAGE. Gothenburg. Sweden, 2019.
4. Punanova S.A., Shpirt M.Ya. Ecological Consequences of the Development of Shale Formations Containing Toxic Elements // Solid Fuel Chemistry, Allerton Press, 2018, Vol. 52, issue 6, pp. 396–405.
5. Galiyeva A.M., Kayukova G.P., Romanov G.V. *Raspredeleniye metallov v asfal'tenakh neftey i ekstraktov iz porod produktivnykh kompleksov Romashkinskogo mestorozhdeniya* [Distribution of metals in asphaltenes of oils and extracts from the rocks of productive complexes of the Romashkino field]. Mater. Int. conf. "Changing geological environment" Publishing Kazansk. University, 2007, pp. 375–380.
6. Kayukova G.P., Petrov S.M., Uspenskiy B.V. *Svoystva tyazhelykh neftey i bitumov permskikh otlozheniy Tatarstana v prirodnykh i tekhnogennykh protsessakh*. [Properties of heavy oils and bitumen of the Permian deposits of Tatarstan in natural and technogenic process]. M.: GEOS, 2015, 343 p.
7. Gottikh R.P., Pisotskiy B.I. *Raspredeleniye veshchestva na nachal'noy stadii differentsiatsii vosstanovlennykh flyuidov* [Distribution of matter at the initial stage of differentiation of reduced fluids]. Ores and metals, 2005, issue 3, pp. 23–33.
8. Gottikh R.P., Pisotskiy B.I. *Elementy-primesi kak indikator y geodinamicheskikh obstanovok neftenakopleniya* [Trace elements as indicators of geodynamic conditions of oil accumulation]. Dokl. RAS. 2010, T. 433, issue 4, pp. 1–5.
9. Aleshin G.N., Kamyaynov V.F., Filimonova T.A. et al. *Metally v neftyakh Zapadnoy Sibiri* [Metals in oils of Western Siberia]. Preprint No. 32. Novosibirsk: SO AS SSSR, 1986. 60 p.
10. Punanova S.A. Supergene Transformed Naphthides: Peculiarities of Trace-Element Composition // Geochemistry International Pleiades Publishing, 2014, Vol. 52, issue 1, pp. 57–67.
11. Gol'dberg I.S. *Naftametallogenicheskiye provintsii mira i genezis rudnykh kontsentratsiy v tyazhelykh neftyakh i bitumakh* [Naphthametallogenic provinces of the world and the genesis of ore concentrations in heavy oils and bitumen]. Geology of oil and gas, 1990, issue 3, pp. 2–7.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Пуананова Светлана Александровна, д. г.-м. н., ведущий научный сотрудник. Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
punanova@mail.ru

Родкин Михаил Владимирович, д. ф.-т.н., гл. научн. сотр. Институт теории прогноза землетрясений и математической геофизики РАН Москва; вед. научн. сотр. Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
rodkin@mitp.ru

Рукавишников Татьяна Александровна, научн. сотр., Институт теории прогноза землетрясений и математической геофизики РАН, Москва, Россия
rukavishnikova_t@mail.ru

Svetlana A. Punanova, Sc.D., (Geology and Mineralogy), chief researcher; Institute of Oil and Gas Problems, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation
punanova@mail.ru

Mikhail V. Rodkin, DSc (Physics and Mathematics), Chief Researcher, Institute of Earthquake Prediction Theory and Mathematical Geophysics; Leading Researcher, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences
rodkin@mitp.ru

Tatyana A. Rukavishnikova, Researcher, Institute of Earthquake Prediction Theory and Mathematical Geophysics
rukavishnikova_t@mail.ru