

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.14-24>

УДК 550.8:622.276

Сравнение вклада разноглубинных геологических процессов в формирование микроэлементного облика каустобиолитов

С.А. Пуанова^{1*}, М.В. Родкин^{1,2}¹Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия²Институт теории прогноза землетрясений и математической геофизики РАН, Москва, Россия

В статье проанализированы корреляционные зависимости между логарифмами концентраций микроэлементов (МЭ) в различных геохимических средах (нефтях, углях, горючих и черных сланцах, а также в глинах, органическом веществе (ОВ) различного типа и биоте) в сравнении со средним химическим составом верхней, средней и нижней континентальной коры. При этом наравне с МЭ содержанием нефтей платформенных нефтегазоносных бассейнов (НГБ) – Волго-Уральским и Западно-Сибирским, были обобщены данные по содержанию МЭ в так называемых молодых нефтях; в качестве таковых использовались данные по нефтям месторождений Западно-Камчатского НГБ и нефтепроявлениям в районе кальдеры вулкана Узон. Особое внимание уделено результатам анализа МЭ состава нефтей месторождений Ромашкинской группы, как возможно подвергающихся влиянию глубинных процессов. Характер коэффициентов корреляции между изучаемыми параметрами для различных исследованных бассейнов нефтегазогенерации, в том числе для группы Ромашкинских месторождений, оказался близким. Для всех нефтей, кроме молодых нефтей Камчатки и кальдеры вулкана Узон, выявлена более тесная связь их МЭ состава со средним химическим составом нижней коры. Для молодых нефтей Узона на Камчатке такая тенденция отсутствует, и несколько более тесная связь выявляется со средним составом верхней нежели нижней коры, при этом для статистически более надежных данных по МЭ составу гидротермальных вод кальдеры вулкана Узон наблюдается существенно более тесная связь со средним химическим составом средней и верхней коры. На основе выявленных корреляционных связей между МЭ составами нефтей, каустобиолитов и земной коры различного уровня делаются выводы о вероятном соотношении биогенных и глубинных процессов при формировании нефтегазовых месторождений. По мнению авторов, полученные результаты свидетельствуют в пользу принципиально важной роли в процессах нефтидогенеза восходящих потоков нижнекоровых флюидов при доминирующем источнике углеводородов из исходного ОВ осадочных бассейнов.

Ключевые слова: микроэлементы, нафтиды, углеводороды, земная кора, платформенные нефтегазоносные бассейны, коэффициенты корреляции

Для цитирования: Пуанова С.А., Родкин М.В. (2019). Сравнение вклада разноглубинных геологических процессов в формирование микроэлементного облика каустобиолитов. *Георесурсы*, 21(3), с. 14-24. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.14-24>

Введение

Считается установленным, что процесс нефтидогенеза имеет комплексный характер, обусловленный комбинированным взаимодействием экзогенных и эндогенных факторов. Влияние этих процессов должно находить отражение в составе микроэлементов (МЭ) нефтей, которые являются важным источником информации о процессах нефтегазообразования (Готтих и др., 2008; Пуанова, 2004; 2017; Родкин и др., 2016; Родкин, Пуанова, 2018).

Разработка нефтяных и газовых месторождений – это целый комплекс необходимых мер, направленных на извлечение углеводородного (УВ) сырья с максимальным эффектом. При этом задействованы знания огромного количества научных дисциплин для построения модели строения залежи, месторождения, нефтегазоносной территории. Это – и модельное программирование на базе математических программ, а также в более широкой трактовке понятия моделирования – математические методы обработки данных, мониторинг во времени и пространстве различных свойств УВ и вмещающих толщ,

создание генетических моделей процессов нефтеобразования, моделирование учета глубинных процессов на возможность восполнения ресурсов УВ, необходимость геохимического контроля за разработкой. Учет всех этих показателей должен приниматься во внимание при разработке нефтегазовых месторождений (Муслимов, 2018; Муслимов, Плотникова, 2018; Родкин, Пуанова, 2018; Пуанова, Родкин, 2018).

Представленная работа стала возможной благодаря значительному росту объема аналитических данных по содержанию МЭ в различных нефтях и в других каустобиолитах и в горных породах. Такой прогресс был достигнут в связи с использованием метода масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой (ICP-MS), что позволило более точно и быстро определять концентрации различных МЭ в образцах (Иванов и др., 2005; Иванов и др., 2013; Маслов и др., 2015; Федоров и др., 2007; Федоров и др., 2010). Типичные 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, очевидно, более оправданно использовать логарифмическую, а не линейную шкалу для сравнения концентраций различных МЭ. Нами было показано

* Ответственный автор: Светлана Александровна Пуанова
E-mail: punanova@mail.ru

© 2019 Коллектив авторов

(Родкин и др., 2016), что расчет коэффициентов корреляции для значений концентрации МЭ в логарифмическом масштабе весьма полезен и информативен, этот подход применяется и в данной статье.

Корреляционные связи состава микроэлементов различных природных резервуаров и земной коры

Нами проанализированы корреляционные зависимости между логарифмами концентраций МЭ в каустобиолитах (различных нефтях, углях, горючих и черных сланцах), глинистых породах, в верхней, средней и нижней континентальной коре и в различных типах живого вещества (биоте). При расчетах использовались данные: Н.Д. Бовен (1966) и В.В. Ковальского (1970) по живому веществу, М.Я. Шпирга и С.А. Пуановой (2012) по сланцам, углям и нефтям, А.П. Виноградова (1956) по глинам, С.А. Пуановой (1974) по средним содержаниям МЭ в нефтях (усредненная проба) и С.Р. Тейлора, С.М. МакЛеннана (1988) и R.L. Rudnick, S. Gao (2003) по континентальной коре. В отличие от ранее проведенного анализа (Родкин и др., 2016), в данной работе использованы более детальные данные, позволяющие дифференцировать анализ по трем уровням земной коры и различным типам биоты. При этом наравне с МЭ содержанием нефтей основных нефтегазоносных бассейнов (НГБ) России – Волго-Уральском и Западно-Сибирском, были изучены содержания МЭ в нефтях Западно-Камчатского НГБ и в нефтепроявлениях в районе кальдеры вулкана Узон (Камчатка) (Бескровный и др., 1971; Якуцени, 2005; Кудрявцева и др., 1993; Добрецов и др., 2015). Если применительно к нефтям производится анализ концентрации именно МЭ, то в случае средних составов каустобиолитов и тем более разных горизонтов континентальной коры и глин, это не вполне корректно. Так, например, концентрацию Fe в составе коры явно не следует относить к области МЭ. Имея это в виду, в случае состава земной коры будем далее говорить не об МЭ составе, а об их среднем химическом составе.

В таблице 1 представлены данные по корреляции между составом МЭ глин, углей, горючих сланцев с химическим составом континентальной коры. Расчеты коэффициентов корреляции (r) между логарифмами средних содержаний МЭ показывают более тесную связь МЭ состава глин, углей, горючих сланцев (заведомо верхнекоровых образований) с МЭ составом верхней континентальной коры ($r = 0,84-0,90$) по сравнению с МЭ составом нижней

континентальной коры ($r = 0,79-0,83$). МЭ состав черных сланцев имеет более значительную связь с МЭ составом средней коры ($r = 0,84$). Формирование и переформирование черных сланцев происходит на больших глубинах (нежели образование горючих сланцев), в более длительный отрезок геологического времени, и поэтому влияние глубинных внедрений с набором так называемых глубинных МЭ более вероятен. Напротив, содержание МЭ в нефтях теснее коррелирует с МЭ составом нижней континентальной коры ($r = 0,63$) по сравнению с верхней ($r = 0,60$) и средней ($0,58$). При этом корреляции, полученные для среднего МЭ состава нефти с составом коры, оказываются существенно более низкими, чем корреляции для глин, углей и сланцев, что указывает на большую сложность и возможную полигенность процесса формирования её МЭ состава. Высокие корреляционные зависимости выявляются между МЭ составами каустобиолитов и биотой различного происхождения. Максимальные цифры (до $0,78$) характерны для связи МЭ состава каустобиолитов с МЭ составом морских растений. Результаты корреляции определенно указывают, что глубокие компоненты играют важную роль в генезисе УВ.

Микроэлементный состав нефти и его полигенность

Согласно (Пуанова, 2004; Бабаев и Пуанова, 2014; Пуанова, 2017 и др.), большая часть МЭ состава нефтей унаследована от исходного органического вещества (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 определенно указывает на наличие глубинного источника, по крайней мере, на уровне нижней коры (Готтих и др., 2008).

Однако проблема появления МЭ в нефтях в связи с глубинными процессами весьма полемична. Анализ опубликованного материала о распределении в нефтях элементов, характерных для глубинных магматических процессов, а именно As, Sb, Hg, La и Eu (Надилов и др., 1984), свидетельствует о том, что в нефтях, залегающих на больших глубинах в зоне усиления катагенетических процессов, концентрация этих элементов существенно падает. При наличии подтока из глубины было бы логичнее

Глины и каустобиолиты	Континентальная кора			Биота			
	верхняя	средняя	нижняя	растения		животные	
				морские	наземные	морские	наземные
Глины	*0,90 /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
Нефть (усредненная)	0,60/37	0,58/36	0,63 /37	0,61 /26	0,58/29	0,59/24	0,54/28

Табл. 1. Связь МЭ состава каустобиолитов с химическим составом ряда георезервуаров. * Значение коэффициента корреляции/ количество использованных значений логарифмов концентрации элементов; жирным шрифтом выделены максимальные в ряду величины.

наблюдать более высокие концентрации металлов в глубинных пробах нефти, а не наоборот. Также спорным является металлоносность нефтей, добываемых непосредственно из фундамента. Нефти из залежей в фундаменте и в вышележащем нижнем олигоцене на вьетнамском месторождении Белый Тигр характеризуются близкими значениями практически всех исследованных геохимических параметров. Особенно показательна близость этих нефтей по генетическому параметру – $V/Ni < 1$. Преобладание Ni над V характеризует эти нефти как слабо преобразованные (Серебрянникова и др., 2012; Шустер и др., 2018).

Анализ и обобщение рассмотренного материала дает возможность предполагать существование нескольких источников МЭ в нефтях: унаследованного от живого вещества (V, Ni, Zn, Cu, U, Fe, Co, As, Mo, Ag, I, Br, B), заимствованного нефтью из окружающих пород и пластовых вод (Si, Al, Ti, K, Na, Ca, Mg, Ba, Sr, U) и привнесенного (As, Hg, Sb, Li, Al, B, лантаноиды и РЗЭ) по проницаемым зонам из глубинных нижнекоровых участков земной коры, т.е. полигенное их происхождение. При этом доминирующим источником является МЭ состав исходного для нефти ОВ и тот запас МЭ, который поступает в осадок вместе с продуктами распада и преобразования организмов. Отметим, однако, что отнесение элементов, идентифицированных в нефтях, к той или иной группе источников весьма условно. Некоторые «биогенные» элементы (V, As, Cu, Fe) в определенных геолого-геохимических условиях поступают в нефть из окружающей среды, тогда как ряд элементов (K, Na, Mg, Ca) может быть частично унаследован от исходного ОВ. Определенная доля «абиогенных» элементов также может быть связана с живым веществом и с исходным ОВ (Пуланова, 2017).

Подтверждением визуально выявленного ранее единообразия геохимического профиля МЭ состава нефтей и живого вещества (Пуланова, 2017) являются коэффициенты корреляции между логарифмами концентраций среднего состава МЭ нефтей и биомассы (рис. 1). Для всей совокупности 25 МЭ $r = 0,56$. При использовании данных только по биогеенным элементам V, Ni, Fe, Co, Cr, Zn, As, Pb, Au и Vg – коэффициент корреляции значительно выше, $r = 0,83$ (Родкин и др., 2016). Таким образом, МЭ нефтей являются такими же свидетелями органического происхождения нефти, как и ряд реликтовых углеводородных (УВ) структур биогеенного происхождения.

Характер распределения средних содержаний МЭ в пластовых водах (привлечены данные более 1000 анализов пластовых вод нефтяных месторождений, расположенных в различных тектонических областях и охватывающих широкий стратиграфический диапазон) подобен «полю» распределения концентраций элементов в организмах и нефтях (Гуляева, Пуланова, 1974; Пуланова, 2007). Для оценки тесноты связи рассчитаны коэффициенты корреляции МЭ состава пластовых вод ряда нефтяных месторождений с МЭ составом основных природных

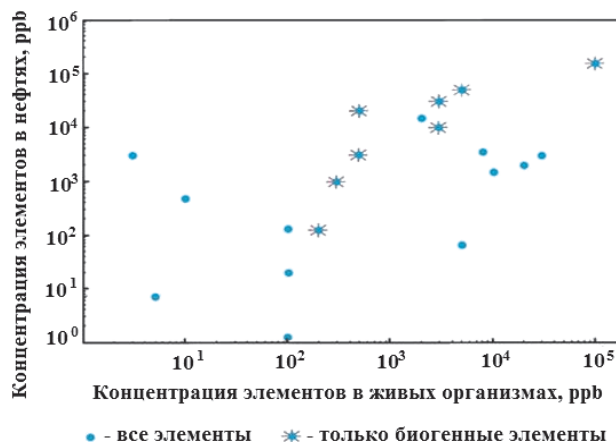


Рис. 1. Связь средних концентраций МЭ в нефтях и в живых организмах: значения концентрации для ряда элементов совпадают (Родкин и др., 2016)

геохимических сред и разных типов пород континентальной коры (табл. 2). Наиболее тесная связь МЭ состава подземных вод наблюдается с МЭ составом живого вещества ($r = 0,81$). Несколько меньше по величине и близки между собой коэффициенты корреляционной связи МЭ состава нефтей с МЭ составом верхней и нижней континентальной коры (от 0,64 до 0,66) (Пуланова, Родкин, 2016). Эти данные согласуются с выводами на основе иллюстративного материала о тесной взаимосвязи состава ряда МЭ пластовых вод нефтяных месторождений, биоты и нефтей.

Близкие величины МЭ соотношений наиболее важных в геохимическом плане элементов в нефтях и черных сланцах по отношению к бентосу и планктону, а также в углях по отношению к наземной растительности весомо подкрепляют предположения об их биогеенной природе (рис. 2 а, б).

Действительно, хотя величины этих отношений не всегда тождественны, характер изменений значений в нефтях, сланцах, углях и исходном ОВ происходит симбатно, что является указанием на их генетическую близость (Шпирт, Пуланова, 2012).

Из вышесказанного вполне очевидна полигенность состава МЭ нефтей, определяемая как химическим составом исходного биологического вещества, так и составом глубинных горизонтов континентальной коры. Основываясь на этих данных, построена модель вклада основных изучаемых природных резервуаров в МЭ состав нефтей (рис. 3). При этом вклад биоты доминирует в плане суммарной концентрации биогеенных элементов, а вклад нижней коры доминирует в плане разнообразия привносимых элементов и изменения величин их концентрации.

Особенности нефтей Ромашкинской группы месторождений

Около 20-ти лет назад в Татарстане группой специалистов Института «ТатНИПИнефть», Казанского

Сравнимые объекты	Верхняя кора	Нижняя кора	Биота	Нефть	Глинистые породы	Угли
Пластовые воды	0,66/19*	0,64/19	0,81/23	0,65/16	0,58/17	0,46/17

Табл. 2. Корреляционные связи логарифмов средних концентраций МЭ в пластовых водах нефтяных месторождений с составом МЭ различных геохимических сред (Пуланова, Родкин, 2016). *Значение коэффициента корреляции/количество использованных значений логарифмов концентрации элементов.

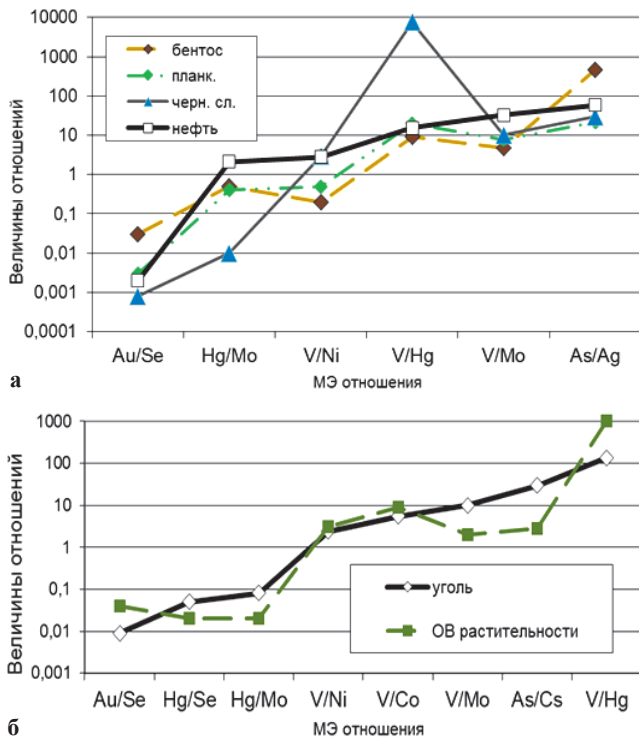


Рис. 2. Отношения МЭ в нефтях, сланцах, бентосе и планктоне (а); углях и растительности суши (б) (Шпирт, Пуанова, 2012)

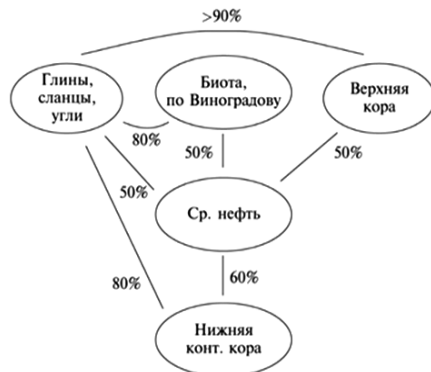


Рис. 3. Упрощенная модель величины вклада-влияния (по значениям корреляционной связи химического состава) биоты, нижней и верхней континентальной коры на МЭ состав нефти

государственного университета, Института органической и физической химии им. А. Е. Арбузова под руководством акад. Р.Х. Муслимова и И.Ф. Глумова были начаты исследования легких миграционных УВ флюидов в залежах, находящихся в начале последнего этапа разработки. По данным многих исследователей (Р.Х. Муслимов, И.Н. Плотникова, В.А. Трофимов, Р.С. Хисамов и др.), здесь выделены так называемые «аномальные» скважины (с аномальными параметрами по продуктивности), в отношении которых на основании геолого-промысловых признаков высказаны суждения о возможности их дополнительной подпитки подтоками глубинных УВ.

Были предложены различные объяснения восполнения запасов Ромашкинской группы месторождений (Муслимов, Плотникова, 2018; и др.). О возможном привносе МЭ в аномальных зонах из глубинных толщ сообщается в работах Г.П. Каюковой и др. (2009). Этими исследователями проведено сравнение содержаний МЭ в нефтях и битумоидах, извлеченных из пород фундамента и из осадочных отложений на Ромашкинском месторождении. Выявлено влияние МЭ состава как исходного ОВ из осадочных нефтематеринских толщ, так и из

глубинных толщ. Предполагается, что влияние подтока из фундамента на МЭ состав флюидов может привести к нарушению ранее установленных связей между УВ и МЭ составом нефти. По МЭ показателям выявлена связь типов флюидов с зонами разрывных нарушений и сделан вывод о формировании регионально нефтеносных пластов терригенного девона за счет поступления и смешения УВ из разных источников. На рис. 4 нами отражено соотношение по МЭ показателям нефтей из различных зон. Концентрации элементов в нефтях этих двух зон практически не отличаются друг от друга. То же самое отмечают и Г.П. Каюкова с соавторами (2009), утверждая, что различия проявляются лишь во взаимосвязях МЭ состава нефтей с физико-химическими свойствами нефтей: для месторождений с аномальными скважинами характерны положительные высокие корреляционные зависимости между УВ составом, соотношением смол и асфальтенов, плотностью и серой, тогда как для нефтей из обычных скважин, которые вероятно несут на себе груз вторичных изменений (в том числе, влияния техногенных факторов), проявляется отсутствие таких связей.

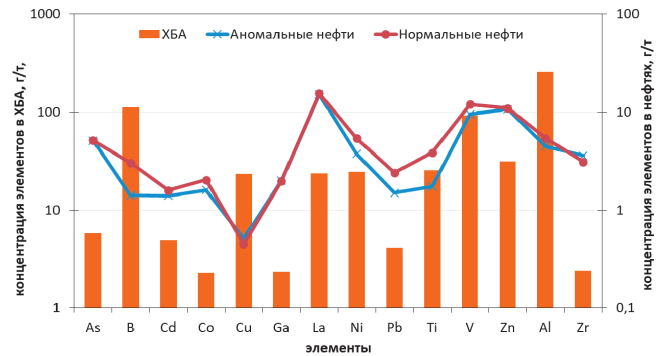


Рис. 4. Сравнение нефтей из «аномальных» и «нормальных» скважин Ромашкино с хлороформным битумоидом (ХБА) пород по МЭ концентрациям (по аналитическим данным Г.П. Каюковой и др., 2009)

На основе содержаний и соотношений УВ в нефтях И.Н. Плотниковой и Г.Т. Салахидиновой (2017) предложен комплекс геохимических показателей, позволяющий проводить геохимический мониторинг нефтей на разрабатываемых месторождениях с целью изучения процесса переформирования залежи в ходе ее разработки и возможной подпитки легкими УВ.

В работе В.А. Бочкарева и С.Б. Остроухова (2012) высказана интересная концепция о двухфазной генерации УВ, заполняющих залежи Ромашкинской группы месторождений. 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 табл. 3 представлены результаты оценки вклада разных этажей континентальной коры в формирование МЭ состава нефтей Ромашкинской группы месторождений на основе подсчетов коэффициентов корреляции.

Исходя из табличных данных, можно отметить практически во всех пробах несколько более высокую

Месторождения, возраст	Континентальная кора			Биота			
	верхняя	средняя	нижняя	растения		животные	
				морские	наземн.	морские	наземн.
Ромашкинская группа, по аналитическим данным (Иванов и др., 2013)							
Абдрахмановская пл., 6 проб	*0,57/26 ±0,02	0,56/26 ±0,03	0,59/26 ±0,02	0,39/23 ±0,18	0,42/23 ±0,11	0,51/23 ±0,16	0,51/23 ±0,14
Березовская пл., 5 проб	0,55/25/25 ±0,02	0,57/25 ±0,03	0,57/25 ±0,02	0,48/22 ±0,17	0,46/22 ±0,12	0,65/22 ±0,16	0,60/22 ±0,15
Ромашкинская группа (нефти сателлитов**), по аналитическим данным (Маслов и др., 2015)							
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
Бобрин.-радаевс., 3 пр.	0,73 / 59	0,77 / 54	0,75 / 59	0,76 / 32	0,80 / 35	0,80 / 30	0,81 / 34
Тулский, 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

Табл. 3. Коэффициенты корреляции между МЭ составом нефтей Ромашкинской группы месторождений и составом континентальной коры и биоты. *Значение коэффициента корреляции/количество использованных значений логарифмов концентрации элементов; жирным шрифтом выделены максимальные в ряду величины. **Нефти Чеканского, Тумутукского и Тумутук-Чеканского месторождений-сателлитов Ромашкинского нефтяного поля; *** % относительно первого значения.

корреляционную связь МЭ состава нефтей Ромашкинской группы месторождений с химическим составом нижней и средней континентальной коры, нежели с верхней. Выявляется также высокая связь МЭ состава изученных нефтей с составом биоты. Причем для нефтей из отложений данково-лебедянского, кизеловского, бобринско-радаевского и тульского возраста высокая связь с биотой растительного и животного происхождения, вероятно, свидетельствует о смешанном типе исходной органики в этих отложениях – сапропелево-гумусовой.

Сравнительный анализ микроэлементных составов нефтей различных нефтегазоносных бассейнов и земной коры

Сравнить данные, полученные для нефтей Ромашкинской группы месторождений, с результатами аналогичного анализа по нефтям Западно-Сибирского НГБ также представляет интерес. Детальные определения МЭ состава 8 проб нефтей Шаимского района приведены в работах (Иванов и др., 2005; Федоров и др., 2007; Федоров и др., 2010), что позволяет провести некоторый их

статистический анализ. В табл. 4 представлены результаты расчетов для достаточно однородных по составу нефтей месторождений Шаимского и Среднеобского районов.

Видно хорошее согласие результатов расчета для отдельных проб нефтей. Разброс значений коэффициента корреляции во всех случаях близок к 0,05 (не более 0,1). Отсюда примем значение 0,1 как верхнюю оценку возможного разброса для близких по составу нефтей; иначе говоря, как максимальную «ошибку метода». Оценки величин коэффициента корреляции с оценкой разброса (табл. 4) не выявляют значимых различий для верхней и нижней коры. Однако при сравнении данных по отдельным пробам в 5-и случаях оказывается выше связь с нижней корой, а в 3-х различия не наблюдаются (в табл. 4, из соображений единообразия помещены только оценки средних значений корреляции). Отсюда можно предположительно заключить, что статистическая связь МЭ состава нефтей Шаимского и Среднеобского районов Западной Сибири все же несколько выше с МЭ составом нижней коры, чем с верхней. Вариации коэффициентов корреляции МЭ состава нефтей с химическим составом

Месторождения	Континентальная кора		Биота
	Верхняя	Нижняя	
Шаимский регион			
Северо-Даниловское (скв. 6567)	*0,53/40	0,64/40	0,49/26
Даниловское (скв. 2459)	0,60/40	0,71/40	0,61/26
Дорожное (скв. 1746)	0,53/40	0,66/40	0,51/26
Усть-Тетеревское (скв. 1856)	0,55/40	0,67/40	0,49/26
Убинское (скв. 1236)	0,56/40	0,68/40	0,59/26
Ловинское (скв. 9556)	0,48/40	0,57/40	-
Среднеобский район			
Восточно-Придорожное (скв. 402/2)	0,59/40	0,67/40	0,54/23
Кустовое (скв. 1182/26)	0,58/40	0,67/40	0,53/23
среднее	0,55 ±0,04	0,66 ±0,04	0,54 ±0,05

Табл. 4. Связь концентраций МЭ в нефтях Шаимского и Среднеобского районов Западной Сибири с химическим составом континентальной коры и биоты. *Значение коэффициента корреляции/количество использованных значений логарифмов концентрации элементов; жирным шрифтом выделены максимальные в ряду величины.

Нефти нефтегазоносных бассейнов	Земная кора		
	Верхняя кора	Средняя	Нижняя
^Днепровско-Донецкий	*0,54 / 37	0,51 / 36	0,58 / 37
^Тимано-Печорский	0,57 / 36	0,55 / 35	0,62 / 36
^Волго-Уральский	0,59 / 37	0,60 / 36	0,63 / 37
^Восточно-Сибирский	0,57 / 37	0,54 / 36	0,60 / 37
^Западно-Сибирский (Шаимский район)	0,69 / 33	0,68 / 32	0,73 / 33
^^Западно-Сибирский (Шаимский район)	(0,60±0,03)/61	(0,58±0,03)/54	(0,62±0,02)/58

Табл. 5. Корреляции МЭ состава нефтей некоторых НГБ со средним составом верхней, средней и нижней континентальной коры. *Значение коэффициента корреляции/количество использованных значений логарифмов концентрации элементов; жирным шрифтом выделены максимальные в ряду величины. ^ по данным (Готтх и др., 2008); ^^ по данным (Иванов и др., 2005).

нижней континентальной коры составляют от 0,57 до 0,71, а для верхней – 0,48-0,60. Связь с составом биоты также заметно слабее (0,49-0,61), чем связь с нижней корой.

Для сравнения в табл. 5 показаны результаты расчетов коэффициентов корреляции между нефтями разных НГБ со средним составом верхней, средней и нижней континентальной коры, которые в большинстве случаев представляются статистически значимыми (превышающими значение возможного случайного разброса 0,1). Во всех случаях максимальны значения корреляции МЭ состава нефти со средним составом нижней континентальной коры. Отметим, что для нефтей Шаимского региона (табл. 4, 5), по различающимся данным разных авторов, также во всех случаях получена несколько более тесная связь МЭ состава нефтей с составом нижней коры.

Итак, результаты нашего анализа не выявили принципиальных различий в характере статистических связей МЭ состава нефтей Ромашкино и нефтей других НГБ, а также заметного различия 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 НГБ, выявлена относительно более тесная связь МЭ состава нефтей с химическим составом нижней континентальной коры.

Важно отметить, что установлена некоррелированность изменения в различных пробах концентрации предположительно биогенных (V, Cr, Co, Ni, Cu, Zn) и глубинных (Li, Be, La, Sm, Eu) элементов (рис. 5). Такая несогласованность также не уникальна для Ромашкинского

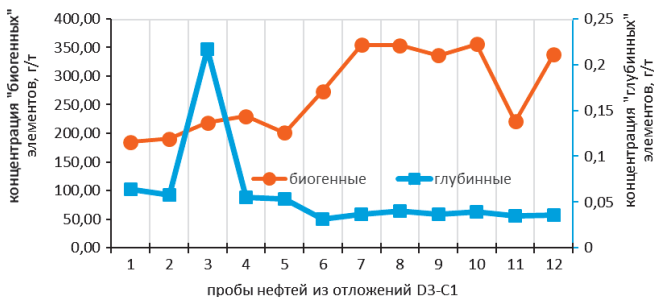


Рис. 5. Модель распределения различных генетических типов МЭ в разновозрастных нефтях Ромашкинской группы месторождений (по аналитическим данным (Маслов и др., 2015)); биогенные – Σ (V, Cr, Co, Ni, Cu, Zn), глубинные – Σ (Li, Be, La, Sm, Eu)

месторождения. Аналогичные выводы были нами получены при сравнении различных генетических групп МЭ по нефтям месторождений Ханты-Мансийского региона (Шустер, Пуанова, 2016; Rodkin, Punanova, 2018). Некоррелированность содержания в нефтях биогенных и глубинных элементов убедительно свидетельствует об их независимом формировании из различных источников.

Напротив, при сравнении характера распределения содержания элементов в одном предполагаемом генетическом типе биогенных элементов (в данном примере биогенном), а именно V и Ni (рис. 6 а, б, в), отмечается довольно тесная связь между концентрациями этих элементов в нефтях разновозрастных нефтегазоносных комплексов Ромашкинской группы месторождений.

О формировании Ромашкинской группы месторождений

Отметим, что возможность пополнения залежи согласуется как с данными о восполнении запасов месторождения, так и с указаниями на недостаточность УВ потенциала известных здесь предположительно нефтематеринских свит. Ввиду такой недостаточности и, отвергая пополнение месторождения за счет глубинных источников, акад. Э.М. Галимов и А.И. Камалева (2015) предполагают миграцию УВ из области Предуральяского прогиба на расстояние в несколько сот километров с последующей финальной концентрацией мигрирующей нефти в Ромашкинском месторождении. На основании анализа состава нефтей ими сделано заключение, что «вероятным источником нефти Ромашкинского и других месторождений Татарстана являются доманикоиды верхнего девона».

Принимая это заключение, можно допустить, что источником УВ являются породы этого типа (не только доманик, но и поддоманиковые отложения), затянута в область глубинного корового надвига. Такая трактовка отвечает модели генерации УВ и выноса их к поверхности восходящим потоком флюида по схеме неравновесного проточного реактора (Родкин, Рукавишников, 2015; Родкин и др., 2018; Rodkin, Punanova, 2018; Пуанова, Родкин, 2018). О влиянии на состав нефтей Ромашкинского месторождения глубинных флюидов, приводящих к значительной катагенной их преобразованности, не свойственной истинным доманиковым флюидам, свидетельствуют и некоторые работы казанских исследователей. Так, И.Н. Плотниковой и др. (2017) на основании детальных исследований геохимических характеристик

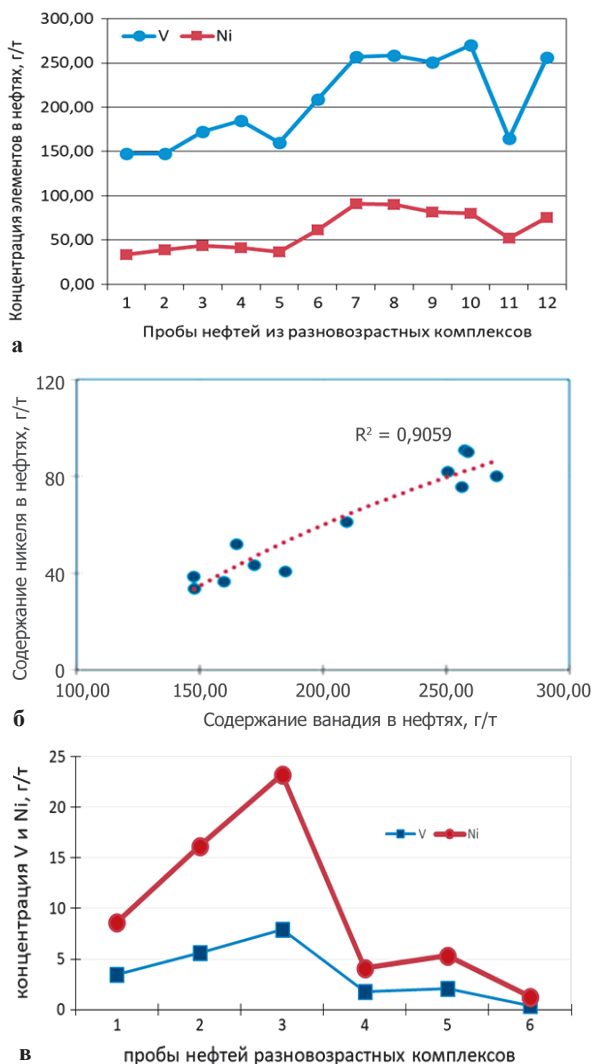


Рис. 6. Соотношение ванадия и никеля в нефтях Ромашкинской группы месторождений: а, б – по данным (Маслов и др., 2015), в – по данным (Иванов и др., 2013)

битумоидов семилукского горизонта и нефти эйфельско-франского терригенного комплекса сделан вывод о том, что в семилукском горизонте, наряду с сингенетичным рассеянным ОВ, присутствуют подвижные битумоиды, идентичные нефтям нижележащих терригенных отложений пашийского и тиманского горизонтов. В связи с этим, предлагается считать битумоиды в доманиковой толще миграционными; а сами отложения доманиковой фации служат в качестве «аккумуляционной или аккумуляционно-генерационной системы, нефтяные залежи которой частично сформировались за счет нефтяных систем, генерированных в иных источниках» (Плотникова и др., 2017). Кроме того, в работах (Петренко, Галай, 2012) есть свидетельства переноса как УВ, так и МЭ из нижних слоёв недр: происходит качественный и количественный перенос практически всех МЭ в составе парогазовой среды из зон с высокими термобарическими условиями залегания в менее жесткие зоны, что связано с масштабными газовыми потоками из недр.

Таким образом, мы полагаем, что основным источником УВ нефтей является захороненное ОВ; но для масштабного нефтеобразования необходима проработка осадочных толщ восходящим потоком флюидов, несущих

МЭ метку о характерных глубинах формирования этого флюидного потока. Такое предположение, по нашему мнению, позволяет более естественно объяснить формирование Ромашкинского месторождения, нежели в рамках модели дальней миграции УВ при малом градиенте давления, через ряд разломных зон и с финальным концентрированным сбором мигрировавших УВ в Ромашкинское месторождение. В рамках предполагаемой модели нефтегенеза по схеме проточного неравновесного реактора восходящий поток флюидов несет МЭ метку о глубине своего формирования. В типичных глубинных коровых зонах надвига массивированные 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. При этом наличие зоны надвига поясняет и высокую концентрацию УВ в месторождениях; ведь в этой схеме рассеянное по площади и по глубине ОВ оказывается сконцентрированным вдоль линии надвига.

Предложенную модель источника Ромашкинского месторождения подкрепляет трактовка сейсмического разреза этого месторождения как зоны глубинного надвига (Трофимов, 2014). Возможно об этом же свидетельствуют и результаты исследования почв, проведенные над нефтяными месторождениями Волго-Уральского НГБ (Трофимов и др., 2007). Результаты обработки большого массива анализов (6272 элементо-определения) свидетельствуют о возможности миграции некоторых соединений металлов из глубинных зон земной коры. Выявлено влияние нефтегазоносности и глубинных тектонических аномалий, наблюдаемых в земной коре и связанных с тектоническими процессами, на изменение МЭ состава почв. Так, над тектоническими аномалиями было зафиксировано повышенное содержание таких элементов как Li, B, Al, As, а над нефтяными скоплениями – V, Ni, Cu, Mo, Ag. В качестве иллюстрации на рис. 7 приведено распределение Li в почвах, элемента, характерного для магматических эманаций. Видно, что аномальные концентрации Li в почвах имеют тенденцию согласовываться с тектоническими аномалиями, которые возможно и являлись путями миграции лития и других элементов.

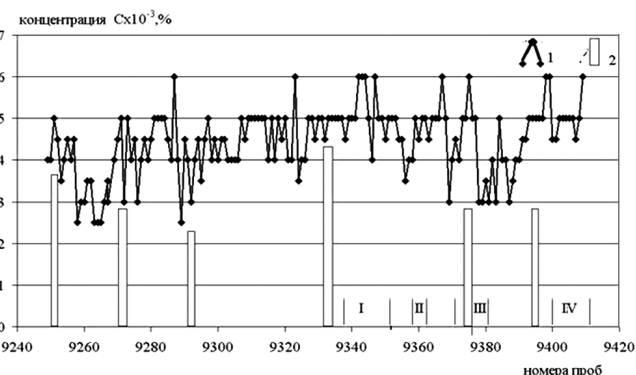


Рис. 7. Сопоставление содержания Li в почвах Татарстана с глубинными аномалиями и нефтеносностью (Трофимов и др., 2007). 1 – содержание Li в почвах; условные проекции на геохимический профиль: 2 – глубинных аномалий; нефтяных месторождений: I – Черемуховское; II – Ново-Шешминское; III – Летнее; IV – Ашальчинское.

Над нефтяными залежами также обнаружены в среднем несколько повышенные концентрации Li. Однако последние выражены не столь четко.

Близкая трактовка восполняемости Ромашкинского месторождения была предложена в работах В.П. Гаврилова (2007).

Несколько иная картина выявляется по результатам анализа МЭ состава молодых нефтей Камчатки и гидротермальных вод кальдеры вулкана Узон (по аналитическим данным Бескровного и др., 1971; Кудрявцевой и др., 1993; Якуцени, 2005; Добрецова и др., 2015). Несмотря на большой разброс величин коэффициентов корреляции для разных опробований, ряд общих тенденций выявляется достаточно определенно (табл. 6).

Как и для других рассмотренных выше типов нефтей, наблюдается достаточно высокая связь МЭ состава нефтей Камчатки со средним МЭ составом нефтей (0,57) и биоты (0,48) и низкая (на уровне 30% и ниже) с другими каустобиолитами (горючими и черными сланцами, углями) и с глинами. Однако в отличие от всех ранее исследованных нефтей, анализ этих данных указывает на более тесную связь МЭ состава нефтей с составом не нижней, а верхней коры. Особенно четко и систематически эта тенденция видна по статистически более надежным данным о составе гидротермальных вод (табл. 7). 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; соответственно формирующийся при этом восходящий поток молодых мобилизованных вод несет менее глубинную МЭ метку.

Заключение

Проведен анализ характера корреляционных связей МЭ состава различных нефтей и других каустобиолитов со средним химическим составом ОВ и нижней, средней, и верхней континентальной коры. Характер связи для различных исследованных бассейнов нефтидогенеза, в том числе для группы Ромашкинского месторождений, оказался близким. Для всех нефтей, кроме молодых нефтей Западно-Камчатского НГБ и нефтепроявлений кальдеры вулкана Узон, выявлена более тесная связь с составом нижней коры. Для молодых нефтей кальдеры такая тенденция отсутствует, а для статистически более надежных данных по МЭ составу гидротермальных вод кальдеры вулкана Узон наблюдается существенно более

Источники и водоёмы	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

Табл. 7. Корреляции МЭ состава гидротермальных вод Камчатки с химическим составом верхней, средней и нижней континентальной коры. * Через черточку даны значения коэффициента корреляции и число элементов, использованных при расчете.

тесная связь со средним химическим составом средней и верхней коры.

Более весомый вклад нижней и средней коры (по сравнению с верхней) в МЭ состав нефтей Ромашкинского месторождения согласуется с предположением о его современном пополнении из глубинных горизонтов. Нефти месторождения Ромашкино по составу МЭ сложнее и изменчивее, чем нефти месторождений многих других НГБ. При этом сложность в плане МЭ состава для аномальных скважин максимальная.

Результаты полученного анализа свидетельствуют в пользу модели реализации массивированного нефтидогенеза 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.

Работы по моделированию влияния экзогенных и эндогенных процессов на микроэлементную составляющую нефтидов Ромашкинской группы месторождений еще только разворачиваются. Однако и представленные материалы, на наш взгляд, дают значимую информацию для оценки возможности наличия или отсутствия здесь дополнительного источника УВ.

Нафтиды	Биота	Верхняя кора	Нижняя кора	Глины	Горючие сл.	Черные сл.	Угли	Усредн. нефть
Изменная, скв. 10	0,50	0,49	0,38	0,09	0,08	0,03	0,26	0,47
Лиманская, скв. 1	0,56	0,63	0,56	0,41	0,39	0,24	0,46	0,56
Богачевская, естественн. выход	0,42	0,62	0,55	0,36	0,33	0,16	0,38	0,52
Богачевская, скв. 37	0,27	0,28	0,26	0,13	0,13	0,08	0,12	0,52
Двухлагерная, скв. 50	0,56	0,44	0,41	0,39	0,36	0,31	0,41	0,62
Кальдера Узон	0,57	0,50	0,46	0,30	0,29	0,27	0,34	0,75
Среднее значение и разброс	0,48±0,12	0,49±0,13	0,44±0,11	0,28±0,14	0,26±0,13	0,18±0,11	0,33±0,12	0,57±0,10

Табл. 6. Корреляция МЭ состава нефтидов Камчатки с составом типичных геохимических резервуаров, как основных потенциальных источников МЭ в нефтях (коэффициенты рассчитывались не менее чем по 12 МЭ)

Финансирование/Благодарности

Статья написана в рамках выполнения государственных заданий по темам АААА-А19-119022890063-9 и АААА-А19-119013190038-2.

Авторы благодарят рецензента за глубокий заинтересованный анализ статьи и высказанные в связи с этим замечания, которые способствовали значительному улучшению статьи.

Литература

- Бабаев Ф.Р., Пуанова С.А. (2014). Геохимические аспекты микроэлементного состава нефтей. М.: ООО «Недра», 181 с.
- Бескровный Н.С., Лебедев Б.А. (1971). Нефтепроявление в кальдере вулкана Узон на Камчатке. *ДАН*, 201(4), с. 953-956.
- Бочкарев В.А., Остроухов С.Б. (2012). Восполняемые и невосполняемые запасы как следствие многоэтапного формирования месторождений. *Нефтепромысловое дело*, 7, с. 4-10.
- Виноградов А.П. (1956). Закономерности распределения химических элементов в земной коре. *Геохимия*, 1, с. 6-52.
- Гаврилов В.П. (2007). Нефть и газ – возобновляемые ресурсы. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина
- Галимов Э.М., Камалеева А.И. (2015). Источник углеводородов супергигантского нефтяного месторождения Ромашкино (Татарстан) – приток из кристаллического фундамента или нефтематеринские осадочные отложения? *Геохимия*, 2, с. 103-122.
- Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Журавлев Д.З. (2008). Геохимические особенности нефти различных регионов и возможный источник металлов в ней. *ДАН*, 422(1), с. 88-92.
- Гуляева Л.А., Пуанова С.А. (1974). Микроэлементы в осадочных породах, пластовых водах, организмах и нефтях. *ДАН*, 218(1), с. 196-198.
- Добрецов Н.Л., Лазарева Е.В., Жмодик С.М. и др. (2015). Геологические, гидрогеохимические и микробиологические особенности нефтяной площадки кальдеры Узон (Камчатка). *Геология и геофизика*, 56(1-2), с. 56-88.
- Иванов К.С., Ронкин Ю.Л., Федоров Ю.Н. (2005). Некоторые предварительные результаты исследований микроэлементов нефтей на примере залежей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. *Известия Уральского государственного горного университета. Спец. вып.*, с. 113-117.
- Иванов К.С., Биглов К.Ш., Ерохин Ю.В. (2013). Микроэлементный состав нефтей Республики Татарстан (на примере Ромашкинского месторождения). *Вестник института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН*, 8, с. 2-6.
- Каюкова Г.П., Лукьянова Р.Г., Романов Г.В., Шарипова Н.С. (2009). Органическая геохимия осадочной толщи фундамента территории Татарстана. М.: ГЕОС, 492 с.
- Ковальский В.В. (1970). Биогенные элементы. *Большая Советская Энциклопедия*, изд. 3-е, с. 327-328.
- Кудрявцева Е.И., Якуцени С.П., Смуров Л.Л. (1993). Металлы в нефтях Камчатки и Чукотки. *ДАН*, 331(4), с. 477-479.
- Маслов А.В., Ронкин Ю.Л., Лепихина О.П., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. (2015). Микроэлементы в нефтях некоторых месторождений-сателлитов Ромашкинского нефтяного поля (Республика Татарстан). *Литосфера*, 1, с. 53-64.
- Муслимов Р.Х. (2018). Проблемы моделирования разведки и разработки нефтяных месторождений. *Георесурсы*, 20(3), ч. 1, с. 134-138.
- Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. (2018). Учёт процессов перестроения нефтяных залежей при длительной эксплуатации и глубинной подпитке при моделировании разработки нефтяных месторождений. *Георесурсы*, 20(3), ч. 1, с. 186-192.
- Надиров Н.К., Котова А.В., Камьянов В.Ф. и др. (1984). Новые нефти Казахстана и их использование: Металлы в нефтях. Алма-Ата: Наука, 448 с.
- Петренко В.И., Галай Б.Ф. (2012). Коэффициенты обогащения элементами парогазоконденсатной смеси газоконденсатного месторождения за геологическое время. Геологическая эволюция взаимодействия воды с горными породами: *Труды Всероссийской конференции с участием иностранных учёных*. Томск: Изд-во НТЛ, с. 471-474.
- Плотникова И.Н., Салахитдинова Г.Т. (2017). Геохимические критерии идентификации невыработанных участков нефтяных залежей на поздней стадии их разработки. *Нефть и газ*, 5, с. 83-102.
- Плотникова И.Н., Остроухов С.Б., Лаптев А.А. и др. (2017). Миграционный аспект формирования нефтеносности доманика Татарстана. *Георесурсы*, 19(4), ч. 2, с. 348-355.
- Пуанова С.А. (1974). Микроэлементы нефтей, их использование при геохимических исследованиях и изучении процессов миграции. М.: Недра, 244.
- Пуанова С.А. (2004). О полигенной природе источника микроэлементов нефтей. *Геохимия*, 8, с. 893-907.
- Пуанова С.А. (2007). Сопряженность процессов накопления микроэлементов в нефтях и пластовых водах. Нефтегазовая гидрогеология на современном этапе (Теоретические проблемы, региональные модели, практические вопросы). Отв. ред. А.Н. Дмитриевский, А.А. Карцев, Л.А. Абукова. М.: ГЕОС, с. 140-147.
- Пуанова С.А. (2017). Микроэлементы нафтидов в процессе онтогенеза углеводородов в связи с нефтегазоносностью. *Дисс. докт. геол.-мин. наук*. М., 288 с.
- Пуанова С.А., Родкин М.В. (2016). Характер корреляционных зависимостей микроэлементного состава пластовых вод, нефтей и континентальной коры. *Актуальные проблемы нефти и газа*, 3(15). DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2016-15.art6
- Пуанова С.А., Родкин М.В. (2018). Соотношение биогенных и глубинных процессов по данным анализа микроэлементного состава нефтей. *Экспозиция Нефть газ*, 6(66), с. 16-20.
- Родкин М.В., Пуанова С.А. (2018). Решение задачи моделирования влияния экзогенных и эндогенных процессов при освоении месторождений углеводородов (на примере Ромашкино). *Матер. Межд. науч.-практ. конф. «Моделирование геологического строения и процессов разработки – основа успешного освоения нефтегазовых месторождений»*. Казань. Изд-во «Слово», с. 79-82.
- Родкин М.В., Рукавишникова Т.А. (2015). Очаг нефтеобразования как неравновесная динамическая система – модель и сопоставление с эмпирическими данными. *Геология нефти и газа*, 3, с. 65-70.
- Родкин М.В., Рукавишникова Т.А., Канышева В.В., Морозов Д.А. (2018). Анализ микроэлементного состава нефтей, указание на роль глубинной компоненты. *Проблемы тектоники и геодинамики земной коры и мантии: Материалы совещания*, т. 2, с. 155-158.
- Родкин М.В., Рундквист Д.В., Пуанова С.А. (2016). К вопросу относительной роли нижнекоровых и верхнекоровых процессов в формировании микроэлементного состава нефтей. *Геохимия*, 11, с. 1025-1031.
- Серебренникова О.В., Ву Ван Хай, Савиних Ю.В., Красноярова Н.А. (2012). Генезис нефтей месторождения Белый Тигр (Вьетнам) по данным о составе насыщенных ациклических углеводородов. *Известия Томского политехнического ун-та*, 320(1), с. 134-137.
- Тейлор С.Р., МакЛеннан С.М. (1988). Континентальная кора: ее состав и эволюция. М.: Мир, 384 с.
- Трофимов В.А. (2014). Глубинные региональные сейсморазведочные исследования МОГТ нефтегазоносных территорий. М.: ГЕОС, 202 с.
- Трофимов В.А., Пуанова С.А., Зиньковская О.А. (2007). Влияние нефтеносности и глубинных тектонических процессов на микроэлементный состав почв. *Геохимия*, 6, с. 643-653.
- Федоров Ю.Н., Иванов К.С., Ерохин Ю.В., Ронкин Ю.Л. (2007). Неорганическая геохимия нефти Западной Сибири (первые результаты изучения методом ICP-MS). *ДАН*, 414(3), с. 385-388.
- Федоров Ю.Н., Маслов А.В., Ронкин Ю.Л., Лепихина О.П. (2010). Микроэлементная характеристика сырых нефтей Шаимского и Среднеобского нефтегазоносных районов Западной Сибири: новые данные. *Дегазация*, с. 586.
- Шпирт М.Я., Пуанова С.А. (2012). Микроэлементы каустобиолитов. Проблемы генезиса и промышленного использования. Saarbruchen: Lambert Academic Publishing, 368 с.
- Шустер В.Л., Пуанова С.А. (2016). Обоснование перспектив нефтегазоносности юрско-палеозойских отложений и образований фундамента Западной Сибири. *Георесурсы*, 2(4), с. 337-345.
- Шустер В.Л., Пуанова С.А., Нго Л.Т. (2018). Особенности геологического строения и нефтегазоносности доюрских отложений Западной Сибири и фундамента Вьетнама. *Нефтяное хозяйство*, 10, с. 16-19.
- Якуцени С.П. (2005). Распространенность углеводородного сырья, обогащенного тяжелыми элементами-примесями. Оценка экологических рисков. СПб: Недра, 372 с.
- Bowen H.J.M. (1966). Trace elements in biochemistry. *Academ. Press*. 241 p.
- Rodkin M.V., Puanova S.A. (2018). Statistics of Trace Element Concentration in Oils, New Evidence for Naftidogenesis. *XVII International Conference "Geoinformatics: Theoretical Aspects"*. EAGE, Kiev, Ukraine. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201801756>
- Rudnick R.L., Gao S. (2003). Composition of the continental crust. *Treatise on Geochemistry*, 3, pp. 1-64. <https://doi.org/10.1016/B0-08-043751-6/03016-4>

Сведения об авторах

Светлана Александровна Пуанова – доктор геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

E-mail: punanova@mail.ru

Михаил Владимирович Родкин – доктор физ.-мат. наук, главный научный сотрудник Института теории прогноза землетрясений и математической геофизики РАН; ведущий научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Статья поступила в редакцию 21.11.2018;

Принята к публикации 17.05.2019; Опубликована 01.09.2019

IN ENGLISH

Comparison of the contribution of differently depth geological processes in the formation of a trace elements characteristic of caustobiolites

S.A. Punanova^{1*}, M.V. Rodkin^{1,2}

¹Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

²Institute of Earthquake Prediction Theory and Mathematical Geophysics, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Svetlana A. Punanova, e-mail: punanova@mail.ru

Abstract. The article analyzes the correlation dependences between the logarithms of the concentrations of trace elements (TE) in various geochemical environments (oil, coal, fuel and black shales, as well as in clays, organic matter (OM) of various types and biota) in comparison with the average chemical composition of the upper, middle and lower continental crust. At the same time, along with the TE content of oils of the main oil and gas basins (OGB) – the Volga-Ural and West Siberian ones, the data on the TE content in the so-called young oils were summarized; as such, data on the oil fields of the West Kamchatka oil and gas field and oil manifestations in the area of the caldera of the Uzon volcano were used. Particular attention was also paid to the results of the analysis of the TE composition of the oils of the Romashkino group of fields, as it is possible that they are subject to the influence of deep-seated processes. The correlation coefficients between the studied parameters for the various studied oil- and gas-generating basins, including for the Romashkino group of fields, turned out to be close. For all oils, except for the young oils of Kamchatka and the caldera of the Uzon volcano, a closer connection of their TE composition with the TE composition of the lower crust was revealed. For young oils of the Uzon caldera in Kamchatka, this trend is absent, and a slightly closer relationship is revealed with the average composition of the upper but not lower crust, while for statistically more reliable data on the TE composition of the hydrothermal waters of the caldera of the Uzon volcano, a significantly closer relationship is observed with the average chemical composition of the middle and upper crust. Based on the identified correlations between the TE compositions of oil, caustobiolites and the crust of different levels, conclusions are made about the likely relationship between biogenic and deep processes in the formation of oil and gas fields. According to the authors, the obtained results support the crucially important role in the processes of naphthidogenesis of the upward flows of the low crustal fluids with the dominant source of hydrocarbons from the initial OM of sedimentary basins.

Keywords: trace elements, naphthides, hydrocarbons, earth crust, platform oil and gas bearing basin, correlation coefficients

Recommended citation: Punanova S.A., Rodkin M.V. (2019). Comparison of the contribution of differently depth geological processes in the formation of a trace elements characteristic of caustobiolites. *Georesursy = Georesources*, 21(3), pp. 14-24. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.14-24>

Funding/Acknowledgments

The manuscript was performed in the framework of the state tasks, projects No. AAAA-A19-119022890063-9 and No. AAAA-A19-119013190038-2.

The authors thank the reviewer for his deep interest in analysis of the manuscript and comments, which contributed to a significant improvement in the manuscript.

References

- Babaev F.R., Punanova S.A. (2014). Geokhimicheskie aspekty mikroelementnogo sostava neftei [Geochemical aspects of the trace element composition of oils]. Moscow: Nedra, 181 p. (In Russ.)
- Beskrovnyi N.S., Lebedev B.A. (1971). Oil shows in the caldera of the Uzon volcano in Kamchatka. *DAN*, 201(4), pp. 953-956. (In Russ.)
- Bochkarev V.A., Ostroukhov S.B. (2012). Renewable and non-renewable reserves as a result of multi-stage formation of deposits. *Neftepromyslovoe delo*, 7, pp. 4-10. (In Russ.)
- Bowen H.J.M. (1966). Trace elements in biochemistry. *Academ. Press*. 241 p.
- Dobretsov N.L., Lazareva E.V., Zhmodik S.M. et al. (2015). Geological, hydrogeochemical and microbiological features of the oil platform of the Uzon caldera (Kamchatka). *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 56(1-2), pp. 56-88. (In Russ.)
- Fedorov Yu.N., Ivanov K.S., Erokhin Yu.V., Ronkin Yu.L. (2007). Inorganic geochemistry of oil in Western Siberia (the first results of a study using ICP-MS). *DAN*, 414(3), pp. 385-388. (In Russ.)
- Fedorov Yu.N., Maslov A.V., Ronkin Yu.L., Lepikhina O.P. (2010). Mikroelementnaya kharakteristika syrykh neftey Shaimskogo i Sredneobskogo neftegazonosnykh rayonov Zapadnoy Sibiri: novye dannye. Degazatsiya [Microelement characteristics of crude oils of Shaim and Sredneobsky oil and gas bearing regions of Western Siberia: new data. Degassing]. Moscow: GEOS, 586 p. (In Russ.)
- Galimov E.M., Kamaleeva A.I. (2015). Source of hydrocarbons from the supergiant oil field Romashkino (Tatarstan) – inflow from the crystalline basement or oil source sediments? *Geokhimiya = Geochemistry*, 2, pp. 103-122. (In Russ.)
- Gavrilov V.P. Oil and gas – renewable resources. Gubkin Russian State University of Oil and Gas. (In Russ.)
- Gottikh R.P., Pisotskii B.I., Zhuravlev D.Z. (2008). Geochemical features of oil from different regions and a possible source of metals in it. *DAN*, 422(1), pp. 88-92. (In Russ.)

- Gulyaeva L.A., Punanova S.A. (1974). Trace elements in sedimentary rocks, formation waters, organisms and oils. *DAN*, 218(1), pp. 196-198. (In Russ.)
- Ivanov K.S., Biglov K.Sh., Erokhin Yu.V. (2013). The trace element composition of the oils of the Republic of Tatarstan (on the example of the Romashkinskoye field). *Vestnik instituta geologii Komi nauchnogo tsentra Ural'skogo otdeleniya RAN*, 8, pp. 2-6. (In Russ.)
- Ivanov K.S., Ronkin Yu.L., Fedorov Yu.N. (2005). Some preliminary results of studies of oil trace elements on the example of deposits of the West Siberian oil and gas province. *Izvestiya Ural'skogo gosudarstvennogo gornogo universiteta. Spec. Is.*, pp. 113-117. (In Russ.)
- Kayukova G.P., Luk'yanova R.G., Romanov G.V., Sharipova N.S. (2009). Organicheskaya geokhimiya osadochnoi tolshchi fundamenta territorii Tatarstana [Organic geochemistry of the sedimentary sequence of the basement of the territory of Tatarstan]. Moscow: GEOS, 492 p. (In Russ.)
- Kovalskii V.V. (1970). Biogenic elements. *Bolshaya Sovetskaya Entsiklopediya* [Great Soviet Encyclopedia], ed. 3rd, pp. 327-328. (In Russ.)
- Kudryavtseva E.I., Yakutseni S.P., Smurov L.L. (1993). Metals in the oils of Kamchatka and Chukotka. *DAN*, 331(4), pp. 477-479. (In Russ.)
- Maslov A.V., Ronkin Yu.L., Lepikhina O.P., Izotov V.G., Sitdikova L.M. (2015). Trace elements in the oils of some satellite fields of the Romashkinsky oil field (Republic of Tatarstan). *Litosfera = Lithosphere*, 1, pp. 53-64. (In Russ.)
- Muslimov R.Kh. (2018). Problems of exploration and development modeling of oil fields. *Georesursy = Georesources*, 20(3), Part 1, pp. 134-138. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.134-138>
- Muslimov R.Kh., Plotnikova I.N. (2018). Consideration of the processes of oil deposit reformation during long-term operation and deep feeding in modeling the development of oil fields. *Georesursy = Georesources*, 20(3), Part 1, pp. 186-192. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.186-192>
- Nadirov N.K., Kotova A.V., Kam'yanov V.F. et al. (1984). Novye nefi Kazakhstana i ikh ispol'zovanie: Metally v nefyakh [New oils of Kazakhstan and their use: Metals in oils]. Alma-Ata: Nauka, 448 p. (In Russ.)
- Petrenko V.I., Galai B.F. (2012). The enrichment factors of the elements of the steam-gas-condensate mixture of a gas-condensate field during geological time. *Geologicheskaya evolyutsiya vzaimodeistviya vody s gornymi porodami: Trudy Vserossiiskoi konferentsii* [Geological evolution of the interaction of water with rocks: Proc.All-Russ. Conf.]. Tomsk: NTL Publ., pp. 471-474. (In Russ.)
- Plotnikova I.N., Ostroukhov S.B., Laptev A.A., Gazizov I.G., Emel'yanov V.V., Pronin N.V., Salikhov A.D., Nosova F.F. (2017). Migration Aspect in the Oil-Bearing Capacity of the Domanic Formation in Tatarstan. *Georesursy = Georesources*, 19(4), Part 2, pp. 348-355. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.4.7>
- Plotnikova I.N., Salakhidinova G.T. (2017). Geochemical criteria for identification of unprocessed sections of oil deposits at a late stage of their development. *Neft' i gaz*, 5, pp. 83-102. (In Russ.)
- Punanova S.A. (1974). Mikroelementy neftei, ikh ispol'zovanie pri geokhimicheskikh issledovaniyakh i izuchenii protsessov migratsii [Trace elements of oils, their use in geochemical studies and the study of migration processes]. Moscow: Nedra, 244 p. (In Russ.)
- Punanova S.A. (2004). About the polygenic nature of the source of trace elements of oils. *Geokhimiya = Geochemistry*, 8, pp. 893-907. (In Russ.)
- Punanova S.A. (2007). Contingency of the processes of accumulation of microelements in oils and formation waters. *Neftegazovaya gidrogeologiya na sovremennom etape (Teoreticheskie problemy, regional'nye modeli, prakticheskie voprosy)* [Oil and gas hydrogeology at the present stage (Theoretical problems, regional models, practical issues)]. Ed. A.N. Dmitrievskii, A.A. Kartsev, L.A. Abukova. Moscow: GEOS, pp. 140-147. (In Russ.)
- Punanova S.A. (2017). Mikroelementy naftidov v protsesse ontogeneza uglevodorodov v svyazi s neftegazonosnost'yu [Trace elements of naphthides in the process of ontogenesis of hydrocarbons due to petroleum potential]. Dr. geol.-min. sci. diss. Moscow, 288 p. (In Russ.)
- Punanova S.A., Rodkin M.V. (2016). The nature of the correlation dependences of the microelement composition of formation waters, oils and continental crust. *Aktual'nye problemy nefi i gaza*, 3(15). (In Russ.). DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2016-15.art6
- Punanova S.A., Rodkin M.V. (2018). The ratio of biogenic and deep processes according to the analysis of the trace element composition of oils. *Ekspozitsiya Neft' i gaz*, 6(66), pp. 16-20. (In Russ.)
- Rodkin M.V., Punanova S.A. (2018). The solution of the problem of modeling the influence of exogenous and endogenous processes during the development of hydrocarbon deposits (for example, Romashkino). *Mater. Mezhd. nauch.-prakt. konf. «Modelirovanie geologicheskogo stroeniya i protsessov razrabotki – osnova uspeshnogo osvoeniya neftegazovykh mestorozhdenii»* [Proc. Int. sci.-pract. conf.: Modeling of the geological structure and development processes is the basis for the successful development of oil and gas fields]. Kazan: Slovo Publ., pp. 79-82. (In Russ.)
- Rodkin M.V., Punanova S.A. (2018). Statistics of Trace Element Concentration in Oils, New Evidence for Naftidogenesis. *XVII International Conference "Geoinformatics: Theoretical Aspects"*. EAGE, Kiev, Ukraine. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201801756>
- Rodkin M.V., Rukavishnikova T.A. (2015). The center of oil formation as a nonequilibrium dynamic system – model and comparison with empirical data. *Geologiya nefi i gaza = Geology of oil and gas*, 3, pp. 65-70. (In Russ.)
- Rodkin M.V., Rukavishnikova T.A., Kanysheva V.V., Morozov D.A. (2018). Analysis of the trace element composition of oils, an indication of the role of the deep component. *Problemy tektoniki i geodinamiki zemnoi kory i mantii: Materialy soveshchaniya* [Problems of tectonics and geodynamics of the Earth's crust and mantle: Proc.], v. 2, pp. 155-158. (In Russ.)
- Rodkin M.V., Rundkvist D.V., Punanova S.A. (2016). On the question of the relative role of the bottom and upper crust processes in the formation of the trace element composition of oils. *Geokhimiya = Geochemistry*, 11, pp. 1025-1031. (In Russ.)
- Rudnick R.L., Gao S. (2003). Composition of the continental crust. *Treatise on Geochemistry*, vol. 3, pp. 1-64. <https://doi.org/10.1016/B0-08-043751-6/03016-4>
- Serebrennikova O.V., Vu Van Khay, Savinykh Yu.V., Krasnoyarova N.A. (2012). Oil genesis of White Tiger (Vietnam) oil field according to the composition data of saturated acyclic hydrocarbons. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo Universiteta = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 320(1), pp. 134-137. (In Russ.)
- Shpirt M.Ya., Punanova S.A. (2012). Microelements of caustobolites. Problems of genesis and industrial use. Saarbrücken. Germany: Lambert Academic Publishing, 367 p. (In Russ.)
- Shuster V.L., Punanova S.A. (2016). Justification of Oil and Gas Potential of the Jurassic-Paleozoic Deposits and the Basement Formations of Western Siberia. *Georesursy = Georesources*, 18(4), Part 2, pp. 337-345. DOI: <http://dx.doi.org/10.18599/grs.18.4.13>
- Shuster V.L., Punanova S.A., Ngo L.T. (2018). Features of the geological structure and petroleum potential of pre-Jurassic deposits of Western Siberia and the basement of Vietnam. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 10, pp. 16-19. (In Russ.)
- Teilor S.R., MakLennan S.M. (1988). Kontinental'naya kora: ee sostav i evolyutsiya [Continental crust: its composition and evolution]. Moscow: Mir, 384 p. (In Russ.)
- Trofimov V.A. (2014). Deep regional seismic CDP studies of oil and gas areas. Moscow: GEOS, 202 p. (In Russ.)
- Trofimov V.A., Punanova S.A., Zin'kovskaya O.A. (2007). The effect of oil and deep tectonic processes on the trace element composition of soils. *Geokhimiya = Geochemistry*, 6, pp. 643-653. (In Russ.)
- Vinogradov A.P. (1956). Regularities of distribution of chemical elements in the Earth's crust. *Geokhimiya = Geochemistry*, 1, pp. 6-52. (In Russ.)
- Yakutseni S.P. (2005). Rasprostranennost' uglevodorodnogo syr'ya, obogashchennogo tyazhelymi elementami-primesyami. Otsenka ekologicheskikh riskov [Prevalence of hydrocarbon raw materials enriched with heavy impurity elements. Environmental risk assessment]. St.Petersburg: Nedra, 372 p. (In Russ.)

About the Authors

Svetlana A. Punanova – DSc (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences
3 Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation
E-mail: 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
3 Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation
E-mail: rodkin@mitp.ru

Manuscript received 21 November 2018;

Accepted 17 May 2019; Published 1 September 2019