

УДК 551.2.03

DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art44

ПРОЦЕСС НЕФТЕГЕНЕРАЦИИ – НОВЫЕ СВИДЕТЕЛЬСТВА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ АНАЛИЗА КОНЦЕНТРАЦИИ МИКРОЭЛЕМЕНТОВРодкин М.В.^{1,2}, Пунанова С.А.³

1 – ИТПЗ РАН; 2 – ИМГиГ ДВО РАН; 3 – ИПНГ РАН

E-mail: rodkin@mipt.ru

Аннотация. Ранее для объяснения противоречивых черт процесса нефтидогенеза была предложена схема проточного неравновесного реактора, согласно которой необходимым условием массивированного нефтидогенеза является наличие больших масс захороненного органического вещества (ОВ), промываемых восходящим потоком глубинных флюидов. Эта схема объединяет положительные черты биогенной и абиогенной модели нефтидогенеза. Был показан также полигенез микроэлементного (МЭ) состава нефтей. В работе рассматриваются результаты анализа концентраций МЭ в нефтях в их связи с химическим составом различных георезервуаров. Показано, что для нефтей большинства рассмотренных нами нефтегазоносных бассейнов (для 5 НГБ) наиболее тесная связь концентрации МЭ наблюдается с химическим составом нижней континентальной коры. Иной характер корреляции демонстрируют данные для МЭ состава нефтей и термальных вод Камчатки, для которых более тесная корреляция наблюдается с составом средней и верхней коры. Полученный результат по мнению авторов может объясняться тем, что в условиях большинства НГБ заложение восходящего потока флюидов при дегидратации горных пород происходит на уровне нижней континентальной коры, а в условиях интенсивного теплового режима Камчатки этот процесс смещен на уровень средней и верхней коры. При этом для «молодых» нефтей Камчатки корреляция МЭ состава с химическим составом ОВ оказывается выше, чем для более «старых» нефтей других рассмотренных нами НГБ. Приводимые результаты анализа концентрации МЭ в нефтях свидетельствуют в поддержку как схемы неравновесного проточного реактора, полигенеза МЭ состава нефтей, так и в пользу ОВ, как доминирующего источника углеводородов нефти.

Ключевые слова: нефтидогенез, концентрации микроэлементов, схема неравновесного проточного реактора, полигенность МЭ состава нефтей.

OIL GENERATING PROCESS – THE NEW EVIDENCES AS A RESULT OF MICROELEMENT CONCENTRATION ANALISYS.

Rodkin M.V.^{1,2}, Punanova S.A.³

1 – ITPZ RAS; 2 – IMGIG FEB RAS; 3 – IOPG RAS

E-mail: rodkin@mipt.ru

Abstract. Previously, to explain the contradictory features of the naphthidogenesis, a non-equilibrium reactor scheme was proposed, according to which a necessary condition for massive naphthidogenesis is the presence of large masses of buried organic matter (OM) washed by an upflow of deep fluids. This scheme combines the positive features of biogenic and abiogenic naphthidogenesis models. The polygenesis of microelement (ME) composition of oils was also shown. The paper discusses the results of analyzing the concentrations of ME in oils in their connection with the chemical composition of various georeservoirs. It was shown that for the most of the oil and gas bearing basins (5 OGBs) studied, the closest relationship between the ME concentration in oils was observed with the chemical composition of the lower continental crust. A different character of the correlation is demonstrated by the data for the ME composition of oils and thermal waters of Kamchatka, for which a closer correlation is observed with the composition of the middle and upper crust. According to the authors, the result obtained can be explained by the fact that in most OGBs the upward flow of fluids during dehydration of rocks occurs at the level of the lower continental crust, and under conditions of intensive thermal regime of Kamchatka this process is shifted to the level of the middle and upper crust. At the same time, for the “young” oils of Kamchatka, the correlation of the ME composition with the chemical composition of organic substances turns out to be higher than for the “older” oils of the other studied OGBs. The ME concentration analysis results in the oils support both the scheme of the nonequilibrium flow reactor, the polygenesis of the ME in the composition of oils, and in favor of OM, as the dominant source of petroleum hydrocarbons.

Keywords: naphthidogenesis, microelement concentrations, a non-equilibrium reactor scheme, the polygenesis of the oil composition microelements.

Считается установленным, что процесс нафтидогенеза имеет комплексный характер, обусловленный комбинированным взаимодействием глубинных и приповерхностных факторов. Наличие таких факторов должно находить отражение в составе МЭ нефтей. Действительно, как показано в [1, 2], большая часть МЭ состава нефтей унаследована от исходного ОБ пород, о чем свидетельствует корреляция между

содержанием МЭ в нефтях и средним составом живого вещества. Другие МЭ привнесены в нефть из вмещающих горных пород и пластовых вод. Часть МЭ нефтей отчетливо указывают на наличие глубинного источника, по крайней мере, из нижней коры [3-5 и др.]. Существование вероятного глубинного источника подтверждается обогащенностью нефтей нижнекоровыми элементами и часто встречаемой в нефтях положительной Eu аномалией. Эту аномалию принято связывать с воздействием нижнекоровых флюидов [6]. Однако эти выводы носят качественный характер и не позволяют количественно сравнивать относительный вклад МЭ нижней и верхней коры и ОВ в МЭ состав нефтей. Ниже, развивая подход, первоначально предложенный авторами в [7], мы количественно сравниваем величину вклада разных источников МЭ состава нефтей.

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 благодаря использованию метода масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой (ICP-MS), что позволило более точно и быстро определять концентрации различных МЭ в образцах. 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 [7], что расчет коэффициентов корреляции для значений концентрации МЭ в логарифмическом масштабе весьма полезен и информативен, этот подход применяется и в данной статье.

Мы проанализировали корреляции между логарифмами концентрации МЭ в каустобиолитах и породах (различных нефтях, углях, глине, горючих и черных сланцах), в некоторых термальных водах, в верхней, средней и нижней континентальной коре и в ОВ пород. В отличие от ранее проведенного анализа [7], здесь мы используем более детальные данные, позволяющие дифференцировать анализ по трем уровням земной коры: верхняя, средняя и нижняя континентальная кора [8] и по различным типам живого вещества [9]. Результаты, приведенные в табл. 1, указывают на гораздо более сильную корреляцию между составом МЭ глин, углей, горючих сланцев (все вещества верхнекорового происхождения) с химическим составом верхней континентальной коры. Напротив, средний МЭ состав нефти имеет тенденцию теснее коррелировать с

химическим составом нижней континентальной коры (при значительной также связи с составом органического вещества). Следует 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 полигенность характера образования нефти, в частности, её МЭ состава. Результаты корреляции определенно указывают, что глубокие компоненты играют важную роль в генезисе углеводородов.

Табл. 1. Связь МЭ состава каустобиолитов с химическим составом ряда георезервуаров*

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 / кол-во использованных значений логарифмов концентрации элементов

Более подробный анализ связи МЭ состава нефтей с различными георезервуарами представлен в табл. 2. Как видно из таблицы, во всех случаях (кроме данных по нефтям и термальным водам Камчатки) корреляция МЭ состава нефтей с нижней корой несколько выше, чем с верхней и нижней корой. В ряде случаев такое различие представляется статистически незначимым (разброс отдельных значений больше различия средних значений корреляции с верхней или нижней корой), но так как это различие систематически повторяется для разных проб, то такую тенденцию следует полагать статистически значимой.

Обсудим полученные результаты. Как видно из таблиц, МЭ составы глин, углей и сланцев показывают более высокую корреляцию с составом верхней коры, чем с составом нижней или средней коры. Все эти виды пород заведомо имеют верхнекорое происхождение, и такая корреляция вполне ожидаема. При этом для всех этих каустобиолитов теснее связь с растительным ОВ, чем с животным, что также ожидаемо, так как объем растительной биомассы значительно выше животной биомассы.

Табл. 2. Связь МЭ состава нефтей и георезервуаров

Регионы	Континентальная кора			Биота			
	верхняя	средняя	нижняя	растения морские	растения наземн.	животн. морские	животн. наземн.
Западная Сибирь, данные [4]							
Шаимский р-н, 6 анализов	0.61 ±0.03	0.58 ±0.04	0.62 ±0.02	0.63 ±0.09	0.56 ±0.09	0.55 ±0.09	0.61 ±0.06
Ср. Обский р-н, 2 анализа	0.58 ±0.03	0.60 ±0.01	0.61 ±0.03	0.61 ±0.02	0.60 ±0.03	0.54 ±0.03	0.67 ±0.06
Ромашкинское нефтяное месторождение, данные [5]							
Абдрахмановская пл., 6 анализов	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 анализов	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
Осредненные данные по разным НГБ, данные [3]							
Днепровско-Донецкий	0.54 / 37	0.51 / 36	0.58 / 37	0.45 / 26	0.37 / 29	0.54 / 24	0.37 / 28
Тимано-Печорский	0.57 / 36	0.55 / 35	0.62 / 36	0.57 / 25	0.57 / 28	0.53 / 23	0.51 / 27
Волго-Уральский	0.59 / 37	0.60 / 36	0.63 / 37	0.54 / 26	0.60 / 29	0.61 / 24	0.52 / 28
Западно-Сибирский	0.69 / 33	0.68 / 32	0.73 / 33	0.71 / 24	0.73 / 26	0.61 / 22	0.65 / 25
Восточно-Сибирский	0.57 / 37	0.54 / 36	0.60 / 37	0.57 / 26	0.54 / 29	0.55 / 24	0.54 / 28
Нефти, термальные воды Камчатки [10, 11]							
нефти, 3 анализа	0.67 ±0.05	0.64 ±0.08	0.67 ±0.04	0.76 ±0.02	0.70 ±0.03	0.66 ±0.05	0.74 ±0.06
термальные воды, 8 анализов	0.54 ±0.03	0.56 ±0.03	0.48 ±0.03	0.59 ±0.02	0.67 ±0.03	0.56 ±0.05	0.50 ±0.04

Напротив, МЭ состав практически всех исследованных нефтей (за исключением нефтей Камчатки) демонстрирует более сильную корреляцию с химическим составом нижней коры. Эти данные убедительно свидетельствуют о значительном вкладе нижней континентальной коры в состав МЭ нефтей. Полученные результаты хорошо согласуются с выводом [1, 2] о полигенности МЭ состава нефтей. Эта полигенность убедительно демонстрируется рисунком, где показано, что вклады «биогенных» и редкоземельных (РЗЭ, полагаемых глубинными) элементов сильно и не коррелировано изменяются в

разных пробах, отражая определенную независимость этих двух источников МЭ в нефтях. Явных тенденций различия в корреляции с разными видами ОВ выявить не удалось. Только для МЭ состава нефтей Днепровско-Донецкого НГБ явственно наблюдается большая корреляция с химическим составом морского ОВ, нежели наземного.

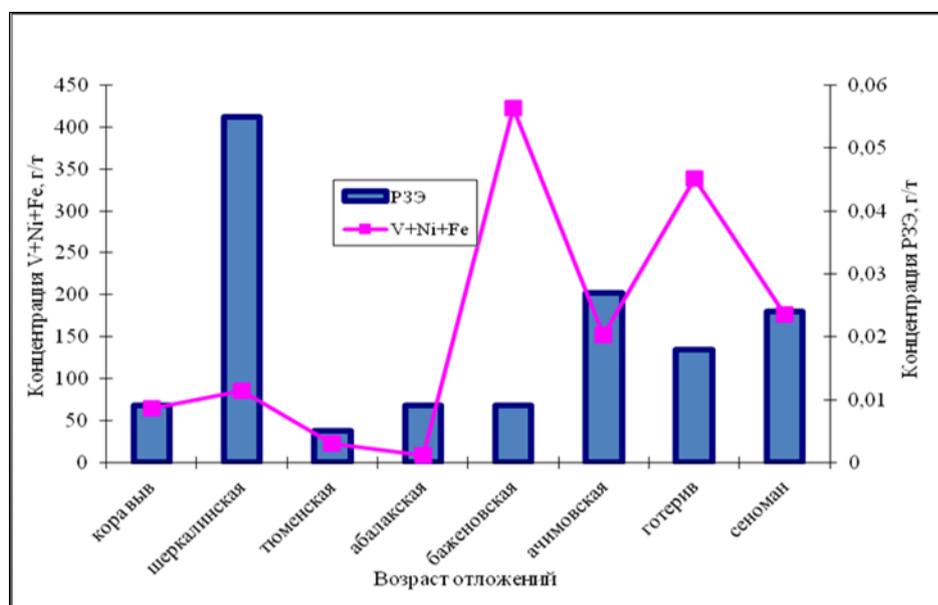


Рис. Микроэлементный состав нефтей из разновозрастных нефтегазоносных комплексов Шаимского района Западной Сибири [12]

Существенно иная ситуация выявляется для МЭ состава нефтей из кальдеры вулкана Узон на Камчатке и для сопряженных с ними термальных вод. В этом случае (в особенности по более статистически представленным данным по МЭ составу термальных вод) более тесная связь наблюдается с составом средней и верхней коры, а не с нижней, как во всех других исследованных нами НГБ. Отметим также (см. табл. 2), существенно более тесную связь МЭ состава «молодых» нефтей кальдеры вулкана Узон с ОВ, чем для нефтей других НГБ, значительно более «старых».

В заключении подчеркнем, что полученные результаты находят естественную интерпретацию в рамках модели нафтидогенеза по схеме проточного неравновесного реактора [13-15], когда захороненное ОВ пород является доминирующим источником нефтяных углеводородов, но для массивованного нафтидообразования необходима интенсивная проработка обогащенной РОВ осадочной толщи восходящим потоком глубинных флюидов. Роль флюида состоит в привносе дополнительных вещества и энергии и выносе термодинамически неравновесных компонент протонепти в зону низких температур, где они могут длительно сохраняться и накапливаться. Этот флюидный поток несет набор МЭ, отвечающих глубинам своего формирования. В этой модели легко

объясняется специфика характера корреляции МЭ состава нефтей Камчатки. В условиях интенсивного теплового режима Камчатки процессы дегидратации происходят здесь ближе к поверхности, восходящий флюидный поток формируется на меньших глубинах, чем и может объясняться различие в характере корреляции.

ЛИТЕРАТУРА

1. Пунанова С.А. К вопросу об источниках микроэлементов в нефтях. В сб. «Прогноз нефтегазоносности фундамента молодых и древних платформ». Межд. научно-практ. конф. Изд-во Казанского Университета. 2001. С. 134–136.
2. Пунанова С.А. О полигенной природе источника микроэлементов нефтей // Геохимия. 2004. № 8. С. 893–907.
3. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Журавлев Д.З. Геохимические особенности нефти различных регионов и возможный источник металлов в ней // Докл. РАН, 2008. 422(1). С. 88–92.
4. Иванов К.С., Ронкин Ю.Л., Федоров Ю.Н. Некоторые предварительные результаты исследований микроэлементов нефтей на примере залежей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Известия Уральского государственного горного университета. Специальный выпуск. 2005. С. 113–117.
5. 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.
6. Тейлор С.Р., МакЛеннан С.М. Континентальная кора: ее состав и эволюция. 1988. М.: Мир, 384 с.
7. 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.
8. Rudnick R. L., Gao S. Composition of the continental crust. In *The Crust*, vol. 3. Elsevier, 2003. 64 p.
9. Bowen H.J.M. Trace elements in biochemistry. Academic Press, 1966, 241 pp.
10. 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. Т. 56. № 1–2. С. 56–88.

11. *Варфоломеев С.Д.* Жизнь молекул в экстремальных условиях: горячий микромир Камчатки. 2013. М.: Красанд, 480 с.

12. *Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Пунанова С.А.* Доюрский комплекс Западной Сибири – новый этаж нефтегазоносности. Saarbrucken, Deutschland: Lambert Academic Publishing Verlag. 2012. 135 p.

13. *Родкин М.В.* Рециклинг углерода в зонах субдукции и роль процессов рециклинга в образовании месторождений УВ в преддуговых и задуговых бассейнах. В кн.: Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений. М.: ГЕОС. 2002. С. 221–253.

14. *Родкин М.В.* Происхождение нефти: старый спор – новые аргументы // Наука России. 2004. 5. С. 29–33.

15. *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. 63–68.