



УДК 552.578

К ВОПРОСУ О МИКРОЭЛЕМЕНТНОМ СОСТАВЕ НЕФТЕЙ РОМАШКИНСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В СВЯЗИ С ОСОБЕННОСТЯМИ ИХ ФОРМИРОВАНИЯ

ON THE ISSUE OF TRACE ELEMENT COMPOSITION OF OILS FROM THE ROMASHKINO GROUP OF FIELDS IN CONNECTION WITH THE PECULIARITIES OF THEIR FORMATION

Пуланова Светлана Александровна

доктор геол.-мин. наук,
старший научный сотрудник,
ведущий научный сотрудник,
Институт проблем нефти и газа РАН
punanova@mail.ru

Аннотация. Рассмотрен микроэлементный (МЭ) состав нефтей Ромашкинской группы месторождений Волго-Уральского региона. На основе анализа закономерностей распределения МЭ в нефтях и результатов корреляционных зависимостей между МЭ составами нефтей, биоты и земной коры разного уровня (нижней, средней и верхней) оцениваются вклады этих геохимических сред в микроэлементную составляющую нефтяков. Выявленные различия величин коэффициентов корреляции (КК) МЭ состава нефтей этого уникального месторождения с составами контактирующих геологических сред могут свидетельствовать о многофазности заполнения ловушек и подпитке залежей дополнительными порциями флюидов.

Ключевые слова: углеводороды, биота, верхняя, средняя и нижняя кора, микроэлементы, коэффициенты корреляции, месторождение Ромашкино.

Punanova Svetlana Alexandrovna

Doctor of Geol.-Min. Sciences,
Senior Researcher,
Leading Researcher,
Institute of Oil and
Gas Problems of the RAS
punanova@mail.ru

Annotation. The trace elements (TE) composition of oils from the Romashkino group of fields in the Volga-Ural region is considered. Based on the analysis of the regularities of the TE distribution in oils and the results of correlations between the TE compositions of oils, biota and the earth's crust of different levels (lower, middle and upper), the contributions of these geochemical media to the TE component of naphthides are estimated. The revealed differences in the values of the correlation coefficients of the TE of the oil composition of this unique field with the compositions of the contacting geological media may indicate the multiphase filling of the traps and the replenishment of the reservoirs with additional portions of fluids.

Keywords: hydrocarbons, biota, upper, middle and lower crust, trace elements, correlation coefficients, Romashkino field.

Процесс нефтидогенеза имеет сложный характер, обусловленный комбинированным взаимодействием экзогенных и эндогенных факторов. Влияние геотектонических процессов находит отражение в составе генерированных в недрах нефтяков, и в частности в их МЭ составе, который является важным источником информации о процессах нефтегенерации и формирования залежей. Как показано в [1, 2], большая часть МЭ состава нефтей унаследована от исходного органического вещества (ОВ) пород, о чем свидетельствует определяющая доля среди МЭ нефтей так называемых биогенных элементов (по В.И. Вернадскому) и высокая корреляция между содержанием МЭ в нефтях и средним составом живого вещества. Некоторые МЭ привнесены в нефть из вмещающих горных пород и пластовых вод. Часть МЭ нефтей указывает на наличие глубинного источника, по крайней мере, нижней коры.

Рассмотрены аналитические данные по составу битумоидов (растворимые компоненты ОВ пород), нефтей, смолисто-асфальтеновых компонентов нефти и асфальтов Ромашкинской группы месторождений и нефтей других НГБ с целью уточнения основных источников МЭ в нефтяках и возможности оценить особенности формирования залежей этого крупнейшего месторождения. Фактический материал был почерпнут из многочисленных литературных источников (Ковальский, 1970; Тейлор, МакЛеннан, 1988; Готтих, Писоцкий, 2006, 2010; Ясыгина и др., 2006; Федоров и др., 2007, 2010; Готтих и др., 2008, 2009; Винокуров и др., 2010; Szatmari et al., 2011; Иванов и др., 2013; Маслов и др., 2015; Какюкова и др., 2018 и др.). Всего в расчетах задействованы данные примерно 100 анализов в ряде случаев по более чем 40 МЭ.

При анализе нефтей Ромашкинской группы месторождений отмечается практически для всех проб более высокая корреляционная связь МЭ состава нефтей с химическим составом средней и нижней континентальной коры, нежели с верхней. При этом, вниз по разрезу, от тульских отложений нижнекаменноугольного возраста до пашийских отложений верхнего девона связь МЭ состава нефтей с составом коры устойчиво возрастает (более детальные результаты с использованием табличных



данных приведены в работах автора [3, 4]). Кроме того, для нефтей-сателлитов Ромашкинского нефтяного поля установлена некоррелированность изменения в различных пробах концентраций биогенных (V, Cr, Co, Ni, Cu, Zn) и условно глубинных (Li, Be, La, Sm, Al, Eu) элементов (рис. 1, а). Однако при сравнении характера распределения содержаний элементов одной предполагаемой генетической группы, биогенной, а именно V и Ni, отмечается очень тесная связь между концентрациями этих элементов в нефтях разновозрастных нефтегазоносных комплексов (рис. 1, б). Выявленные зависимости могут свидетельствовать о независимом поступлении в нефть МЭ из различных источников.

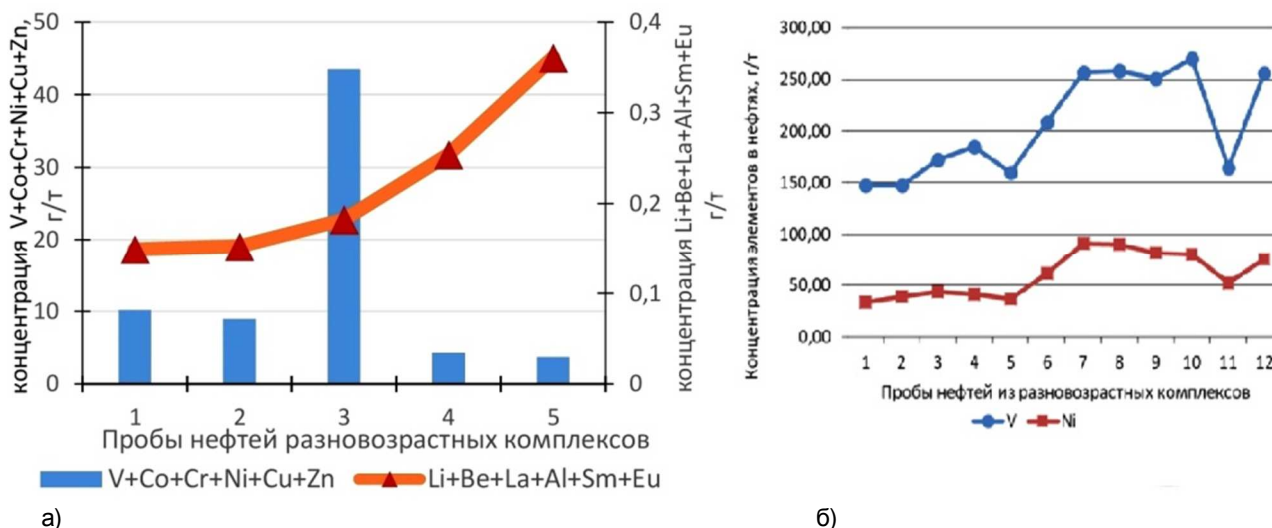
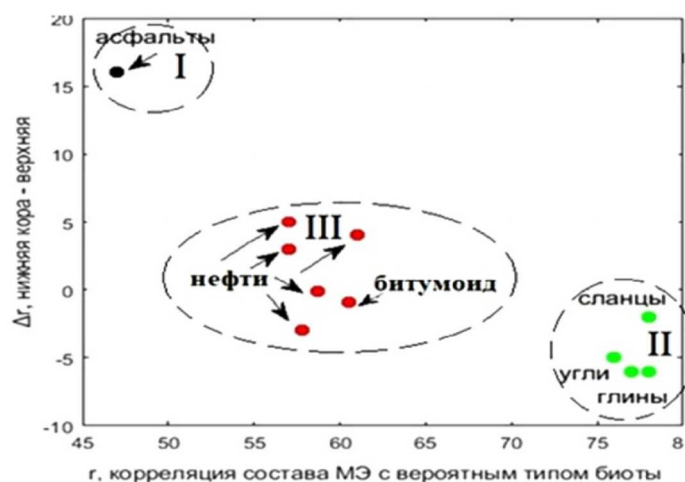


Рисунок 1 – Модель распределения различных генетических типов МЭ в нефтях Абдрахмановской площади (а) и Ромашкино (б)

В обобщенном виде результаты взаимосвязи между составами большой группы исследованных объектов представлены на рисунке 2. По оси ординат отложены разность между КК содержаний элементов в нефтях и в нижней коре, а в нефтях и в верхней коре, а по оси абсцисс – КК между содержанием элементов в нефтях и в биоте. При значительном разбросе КК отчетливо проявляются определенные зависимости связей составов элементов с составами коры и биоты, которые на графике формируют три зоны. I зона отвечает природным битумам. Характерны высокие КК между содержаниями 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. Нефти месторождений Ромашкинской группы попадают в верхнее поле этой зоны.





Можно предположить, что угли, глины и сланцевые формации наследуют в большей мере специфику состава верхней коры и биоты, являясь частью осадочной формации, тогда как преобразованные флюиды – асфальты, проявляют унаследованность состава МЭ в большей мере от нижней коры, теряя связь с биотой. А значительная часть нефтей, битумоиды, её смолисто-асфальтеновые компоненты имеют промежуточный состав элементов, на который влияет практически в равной мере состав разных уровней земной коры и биоты. Выявленные различия КК элементного состава нафтидов с составом коры и биоты подтверждают полигенность их источника, связанного с исходным для нефтеобразования живым веществом (биогенные элементы) и глубинными флюидами (абиогенные элементы).

Если геологическая история формирования залежей достаточно сложна, и их образование происходило в разные геологические эпохи, и источники нефти были разными, то тогда можно констатировать многофазное заполнение ловушек нефтью нескольких генераций. В таких ситуациях возможен дополнительный подток УВ в уже сформировавшуюся ловушку, которая имеет, как правило, комбинированный осложненный тип.

О сложном строении Ромашкинской группы месторождений дает представление модель геологического строения пашийского горизонта (D_{3ps}) Азнакаевской площади [5]. Согласно существенно обновленной модели, вместо слоистого разреза с пликативным характером поверхностей пластов предлагается разрез с совокупностью различных фаций, закономерно распределённых как по площади, так и по разрезу, осложненный межблоковыми разломами субмеридионального и субширотного простираний.

По данным многих исследователей (Р.Х. Муслимова, И.Н. Плотниковой, В.А. Трофимова, Р.С. Хисамова и др.) на площади огромного поля месторождения выделены так называемые «аномальные» скважины, и начаты исследования легких миграционных УВ флюидов в нефтях этих скважин, которые приурочены к залежам, находящихся в начале последнего этапа разработки. В отношении этих участков на основании пяти геолого-промысловых признаков высказаны суждения о возможности их дополнительной подпитки. Как отмечается [6], на Ромашкинском месторождении в последние годы у ряда старых скважин наблюдается «второе дыхание» – поступление легкой газированной нефти на фоне общего увеличения плотности.

Были предложены различные объяснения восполнения запасов Ромашкинской группы месторождений [7 и др.]. Существование наблюдаемого пополнения согласуется как с данными о восполнении запасов месторождения, так и с указаниями на недостаточность УВ потенциала известных здесь нефтематеринских свит. Ввиду такой недостаточности и, отвергая пополнение месторождения за счет глубинных источников, предполагается миграция УВ в Ромашкино из области Предуральяского прогиба на расстояние в несколько сот километров [8]. О возможном привносе МЭ в аномальных зонах из глубинных толщ сообщается в работе [9]. 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. Интересно отметить, что связь МЭ состава нефтей с МЭ составом битумоидов пород проявилась лишь для элементов биогенной группы: Ni, Pb, V, Zn. Нефти и битумоиды представлены единым ванадиевым типом, величины V / Ni в нефтях «аномальных» и «нормальных» скважин соответственно составляют 2,5 и 2,2; в битумоидах 3,7.

В работе [10] высказана 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 новый этап нефтегенерации связывается не с глубинным подтоком УВ, а с более молодой фазой генерации флюидов из ОБ осадочных толщ.

Относительно более весомый вклад нижней и средней коры (по сравнению с верхней) в МЭ состав нефтей Ромашкинского месторождения можно трактовать как возможность его дополнительного пополнения.

Данные по составу МЭ нефтей Ромашкинской группы месторождений, имеющих сложное тектоническое строение, и выявленные корреляционные зависимости между МЭ составами различных геохимических субстанций и, в частности, с составом земной коры различного уровня, могут подтвердить факт дополнительного притока УВ из более глубоких горизонтов, либо из зон, более прогретых, подверженных значительным гидротермальным и деструктивным процессам в зонах усиления геодинамического влияния. Этот факт является важным звеном успешного освоения нефтегазовых месторождений. Нельзя исключать и влияние процессов разрушения изверженных отложений Предуральского горного массива и внедрение высокомиграционных элементов в глубинные растворы. Здесь, в зонах формирования нетрадиционных ловушек, как правило, это неструктурные залежи *сложного комбинированного типа с образованием поднадвиговых ловушек выклинивания, литологического замещения и тектонически-экранированных*, возможно и образование коллекторов-ловушек в разуплотненных массивах древнего фундамента, в трещиноватых гранитных блоках, куда возможен подток глубинных флюидов с оригинальным составом МЭ [3, 4]. Можно прогнозировать легкие нефти метанового основания, с высоким газовым фактором. Заполняются, и возможно будут заполняться



подобные ловушки нефтью никелевой специализации с характерным для высокопреобразованных флюидов зон повышенного катагенного влияния набором миграционно подвижных элементов (As, Hg, Eu, La, Nb и др.).

Финансирование. Работа выполнена в рамках государственного задания по теме: «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», АААА-А19-119022890063-9.

Литература:

1. Пуанова С.А. О полигенной природе источника микроэлементов нефтей // Геохимия. – 2004. – № 8. – С. 893–907.
2. Родкин М.В., Рундквист Д.В., Пуанова С.А. Относительная роль процессов нижней и верхней коры в формировании следовых элементных составов масел // Международная геохимия. – 2016. – Т. 54. – № 11. – С. 989–995.
3. Пуанова С.А., Родкин М.В. Сравнение вклада разноглубинных геологических процессов в формирование микроэлементного облика каустобиолитов // Георесурсы. – 2019. – № 21 (3). – С. 14–24.
4. Родкин М.В., Пуанова С.А. Статистика концентрации следовых элементов в маслах. Новые данные по нафтидогенезу // Геоинформатика 2018. XVII Международная конференция «Геоинформатика: Теоретические аспекты». Европейская ассоциация геологов и инженеров (EAGE). – Киев, Украина, 2018. – URL : <http://eage.ru/ru/sponsorship/>
5. Новый взгляд на геологическое строение пашийского горизонта (D3ps) Азнакаевской площади Ромашкинского месторождения нефти / З.А. Лощева [и др.] // Георесурсы. – 2017. – № 19 (1). – С. 21–26.
6. Гаврилов, В.П. Нефть и газ – возобновляемые ресурсы [Электронный ресурс] // РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2007. – URL : http://www.gubkin.ru/faculty/geology_and_geophysics/chairs_and_departments/geology/VP_statya_Neft%20gaz%20vozobnovlyaemy.
7. Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. Учёт процессов переформирования нефтяных залежей при длительной эксплуатации и глубинной подпитке при моделировании разработки нефтяных месторождений // Георесурсы. – 2018. – № 20 (3). – Ч. 1. – С. 186–192.
8. Галимов Э.М., Камалева А.И. Источник углеводородов супергигантского нефтяного месторождения Ромашкино (Татарстан) – приток из кристаллического фундамента или нефтематеринские осадочные отложения? // Геохимия. – 2015. – № 2. – С. 103–122.
9. Органическая геохимия осадочной толщи фундамента территории Татарстана / Г.П. Каюкова [и др.]. – М. : ГЕОС. – 2009. – 492 с.
10. Бочкарев В.А., Остроухов С.Б. Восполняемые и невосполняемые запасы как следствие многоэтапного формирования месторождений // Нефтепромысловое дело. – ВНИИОЭНГ. – 2012. – № 7. – С. 4–10.

References:

1. Puanova S.A. On the polygenic nature of the source of trace elements of oils // Geochemistry. – 2004. – № 8. – P. 893–907.
2. Rodkin M.V., Rundkvist D.V., Puanova S.A. The Relative Role of Lower and Upper Crustal Processes in the Formation of Trace Element Compositions of Oils // Geochemistry International. – 2016. – Vol. 54. – № 11. – P. 989–995.
3. Puanova S.A., Rodkin M.V. Comparison of the contribution of different-depth geological processes to the formation of the trace elemental appearance of caustobiolites // Georesursy. – 2019. – № 21 (3). – P. 14–24.
4. Rodkin M.V., Puanova S.A. Statistics of concentration of trace elements in oils. New data on naphthidogenesis // Geoinformatics 2018. XVII International Conference «Geoinformatics: Theoretical Aspects». European Association of Geologists and Engineers (EAGE). – Kiev, Ukraine, 2018. – URL : <http://eage.ru/ru/sponsorship/>
5. A new look at the geological structure of the Pashinian horizon (D3ps) of the Aznakaevskaya area of the Romashkinskoye oil field / Z.A. Loshcheva [et al.] // Georesursy. – 2017. – № 19 (1). – P. 21–26.
6. Gavrilov, V.P. Oil and gas – renewable resources [Electronic resource] // Gubkin Russian State University of Oil and Gas. – 2007. – URL : http://www.gubkin.ru/faculty/geology_and_geophysics/chairs_and_departments/geology/VP_statya_Neft%20gaz%20vozobnovlyaemy.
7. Muslimov R.Kh., Plotnikova I.N. Consideration of the processes of oil reservoir reformation during long-term operation and deep recharge when modeling the development of oil fields // Georesursy. – 2018. – № 20 (3). – Part. 1. – P. 186–192.
8. Galimov E.M., Kamaleyeva A.I. The source of hydrocarbons of the supergiant Romashkino oil field (Tatarstan) – inflow from the crystalline basement or oil-maternal sediments? // Geochemistry. – 2015. – № 2. – P. 103–122.
9. Organic geochemistry of sedimentary bedrock of Tatarstan / G.P. Kayukova [et al.]. – M. : GEOS. – 2009. – 492 p.
10. Bochkarev V.A., Ostroukhov S.B. Recoverable and unrecoverable reserves as a consequence of multistage formation of fields // Oilfield Business. – VNIIOENG. – 2012. – № 7. – С. 4–10.